PRZEGLĄD ENERGETYCZNY

Rok założenia 1996

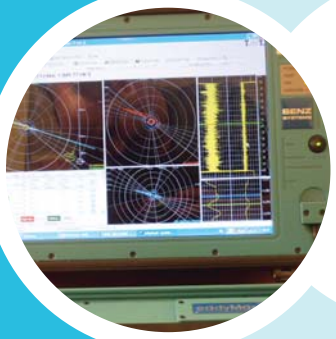
Numer 2 (74)
czerwiec 2014

ISSN 1641-7992

IZBA GOSPODARCZA ENERGETYKI I OCHRONY ŚRODOWISKA

CONCO EAST

Czyszczenie i diagnostyka rurek kondensatorowych



Dotychczas przebadaliśmy 180 kondensatorów i wymienników ciepła w kraju i zagranicą.

- **Wykonujemy diagnostykę rurek kondensatorów metodą prądów wirowych**
  Wykrywamy:
  - ubytki grubości ściany na skutek erozji, otarć, wibracji itp.
  - perforacje
  - wgniecenia
  Określamy położenie wad
- **Czyścimy rurki w kondensatorach i wymiennikach ciepła metodą przestrzeliwania nabojami CONCO i metodą wiercenia Hydrodrill.**
- **Zapewniamy poprawę próżni w skraplaczu i przedłużamy czas życia rurek.**

CONCO EAST

CONCO EAST Sp. z o.o. ul. Pięciolinii 6/27 | 02-784 Warszawa
tel.: +48 22 643 25 77 | fax: +48 22 641 63 13 | info@concoeast.pl | www.concoeast.pl

RAFAKO

GRUPA PBG

www.rafako.com.pl

dla energetyki i środowiska

Budujemy bloki na parametry nadkrytyczne
w elektrowniach Opole i Jaworzno

RAFAKO
oficjalnym sponsorem
Justyny Kowalczyk

NIEZAWODNE KRUSZARKI UCC

EXCEN-CRUSHER®

Niezastąpione w Energetyce o różnych wydajnościach
od 2,5 do 136 t/godz.

Kruszarki UCC EXCEN-CRUSHER® są zaprojektowane do kruszenia żużli oraz mokrych i suchych popiołów dennych. Charakteryzują się doskonałymi osiągami i wysoką niezawodnością. Dzięki wykorzystaniu wieloletnich doświadczeń, skutecznie redukują rozmiar kruszonego materiału, zapewniając wiekszą efektywność pneumatycznych, hydraulicznych i mechanicznych systemów transportu.

PODSTAWOWE ZALETY

- Możliwa praca ciągła lub przerywana
- Aplikacje w wysokich temperaturach do 649°C
- Zwarta, jednowałowa konstrukcja
- Efektywne w działaniu i łatwe w utrzymaniu
- Sprężynowe dławice zapobiegają wyciekom, zwiększają niezawodność,minimalizują przeglądy

NASZE ATUTY

- Doświadczenie – ponad 90 lat, realizacje w 60 krajach
- Własne technologie, oferowanie kompletnych systemów i ich podzespołów
- Zabezpieczenie serwisu z natychmiastową kompleksową reakcją
- Referencje tysięcy kruszarek pracujących na całym świecie, także już w Polsce

UNITED CONVEYOR CORPORATION

United Conveyor Corporation – Waukegan, IL/USA
Nasi eksperci w Polsce i z centrali w Niemczech zaproponują optymalne rozwiązania
Kontakt: UCC Europe GmbH
Tel: +49 2054/1245670 (j.polski) FAX: +49 2054 87358544
E-mail: christinakoschielski@unitedconveyor.com

ENERGOPROJEKT–KATOWICE SA

www.epk.com.pl

Rozwój sektora elektrociepłowni na biomasę, w świetle zapisów projektu Ustawy o OZE

Polityka energetyczna Polski 2030, przyjęta w roku 2009, zakłada podwojenie mocy zainstalowanych w jednostkach kogeneracyjnych. Ten, bez wątpienia, słuszny cel, przekładający się finalnie na oszczędności w wydatkach na energię każdego z nas, niestety nie znajduje odzwierciedlenia w legislacjach wykonawczych wdrażających Politykę. Trudno bowiem nazwać wsparciem rozwoju kogeneracji nowelizację ustawy Prawo energetyczne przedłużającą funkcjonowanie systemu świadectw pochodzenia jedynie do roku 2018. Możemy raczej powiedzieć, że zastosowano „kroplówkę wzmacniającą", ale nie wdrożono rozwiązania docelowego.

Pewne nadzieje na rozwój kogeneracji pokładaliśmy w równolegle przygotowywanej Ustawie o OZE, oczekiwaliśmy, że da ona impuls rozwojowy przynajmniej dla części sektora kogeneracyjnego, który jako paliwo wykorzystywałby biomasę. Wszystko wskazuje na to, że tak się nie stanie. Niestety, Ustawa koncentruje się na wsparciu jedynie jednostek wytwarzających energię elektryczną ignorując fakt istnienia jednostek kogeneracyjnych, które oprócz energii elektrycznej wytwarzają równocześnie dwukrotnie większy strumień energii cieplnej pozwalający na szybsze i tanie osiąganie krajowego celu OZE.

Jednostki kogeneracyjne na biomasę, pomimo iż oferują nieco droższą energię elektryczną, w ostatecznym rozrachunku spowodują o połowę niższy koszt osiągania krajowego celu OZE niż pozornie tańsze jednostki produkujące tylko i wyłącznie energię elektryczną. Wynika to z faktu, iż równolegle z generacją energii elektrycznej w kogeneracji wytwarzane jest tak zwane „zielone" ciepło, za które odbiorca nie poniesie dodatkowych opłat (lub zapłaci niewiele więcej) w stosunku do ceny płaconej obecnie za ciepło pochodzące z kotłów węglowych. Sumując dopłaty do energii elektrycznej i relatywnie nieduże dopłaty do energii cieplnej wychodzi na to, że kogeneracja biomasowa pozwala niemalże o połowę obniżyć wielkość kosztów realizacji celów klimatycznych przenoszonych na końcowego odbiorcę energii w porównaniu z jednostkami wytwarzającymi wyłącznie energię elektryczną z OZE.

Niestety, kryterium najniższej ceny energii elektrycznej oferowanej w przyszłych aukcjach na energię z OZE wyeliminuje jednostki kogeneracyjne dedykowane do spalania biomasy przez tańsze technologie, na przykład lądowe farmy wiatrowe. Ustawa, kierując się kryterium najniższej ceny energii elektrycznej, paradoksalnie zaprzecza nadrzędnej zasadzie, jaką jest obniżenie kosztu osiągania krajowego celu OZE przenoszonego na ogół społeczeństwa. Patrzenie na wycinek „łańcucha wartości" procesu energetycznego zamiast na jego całość powoduje, iż to co na pozór wygląda atrakcyjnie w końcowym rozrachunku okazuje się kosztowniejsze od innych rozwiązań.

Warto też wspomnieć, że dodatkowe rygory zapisane w Ustawie, takie jak prawo do wsparcia jedynie 75% energii pochodzącej z jednostek węglowych przebudowanych na biomasowe, przeniesienie 15-letniego ryzyka wzrostu ceny biomasy na inwestora pod rygorem drakońskich kar, czy też rosnący udział bardzo trudnego paliwa jakim jest biomasa agro w strumieniu biomasy (co wynika z zapisów rozporządzenia) spowoduje, że niewiele biomasowych projektów kogeneracyjnych będzie opłacalnych biznesowo pod rządami nowej Ustawy, a zapisana w OSR do Ustawy prognoza produkcji energii elektrycznej z biomasy (Tab. 14) wynosząca 14,51 TWh, wydaje się być mocno zawyżona (chyba, że do łask wróci technologia współspalania).

O tych problemach warto dyskutować. Z tego względu kolejną edycję dyskusji redakcyjnej na łamach „Przeglądu Energetycznego", organizowanej przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, poświęciliśmy tematowi, pod hasłem „Rozwój sektora elektrociepłowni na biomasę, w świetle zapisów projektu Ustawy o OZE".

dokończenie na str. 6

Fot. Monika Witkowicz

Spis treści

DYSKUSJA REDAKCYJNA
3, 6–12 Rozwój sektora elektrociepłowni na biomasę, w świetle zapisów projektu Ustawy o OZE

OFERTA
14–16 Innowacyjne urządzenia dla przemysłu

PREZENTACJE
17–19 Nowe szaty bielskiej elektrociepłowni
22–23 Od ciepłowni do elektrowni

Z DZIAŁALNOŚCI IZBY
24 Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w drugim półroczu 2014 r.
Walne Zgromadzenie Izby
EXPOPOWER 2014
26–27 Nowe technologie oczyszczania gazów w energetyce

INFORMACJE
28–29 Energetyka na świecie

DZIAŁ NAUKOWO-TECHNICZNY
30–35 Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin

FUNDUSZE UE DLA ENERGETYKI
37–38 Czekając na „nowe" euro

Dyskusja redakcyjna

⇨ strona 3

Innowacyjne urządzenia dla przemysłu

⇨ strona 14

Nowe szaty bielskiej elektrociepłowni

⇨ strona 17

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
Marian Bosowski, Mirosław Duda,
Sławomir Krystek, Andrzej Patrycy,
Franciszek Pchełka, Andrzej Rubczyński

Redaguje zespół:
Redaktor Naczelny – Józef Kępka

Reklamy: „VICO 2000" Agencja Reklamowa
Monika Witkowicz, tel. kom. 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

Marian Bosowski
– zastępca dyrektora generalnego

Ryszard Popowicz
– zastępca dyrektora generalnego

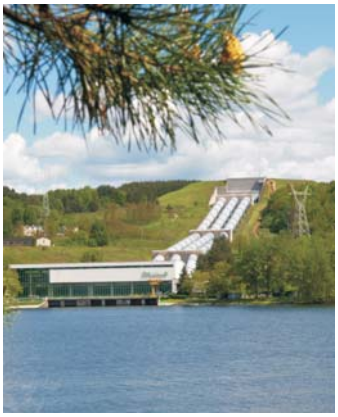
Adres Biura Izby:
00-950 Warszawa
ul. Krucza 6/14 pok. 124
tel. (22) 621 65 72, 621 35 29
fax (22) 628 78 38

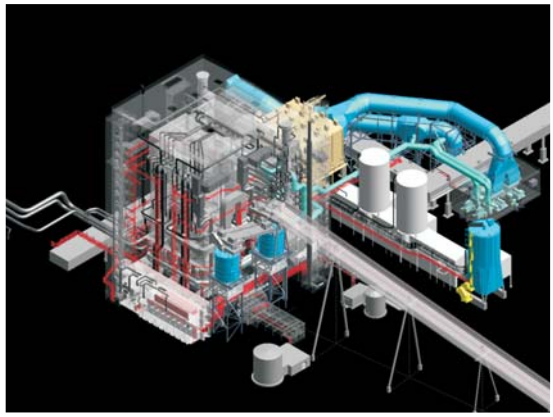
e-mail: sekretariat@igeos.pl
internet: www.igeos.pl

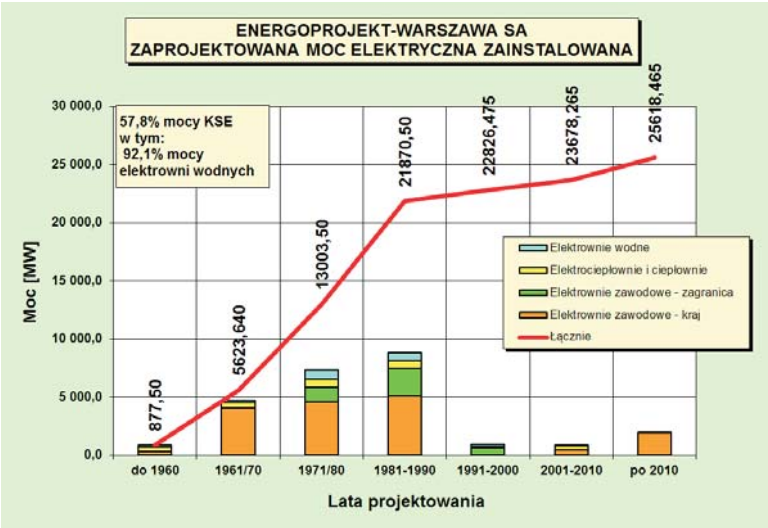
ENERGOPROJEKT® - WARSZAWA S A

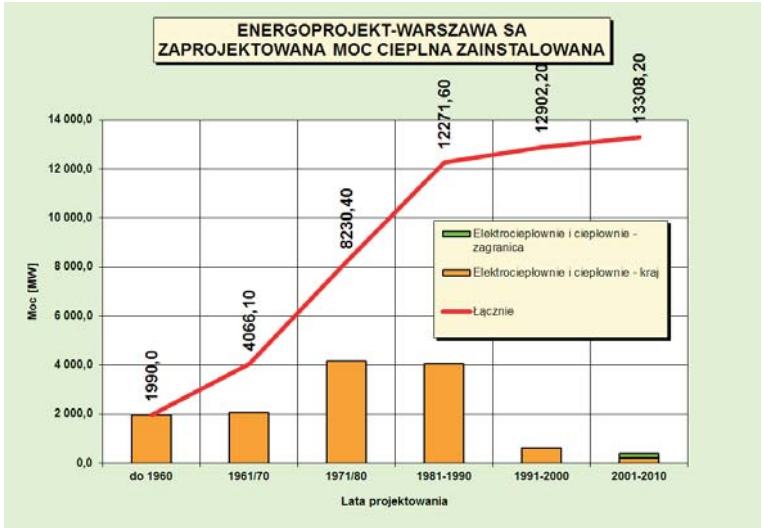
PROJEKTOWANIE DORADZTWO REALIZACJA

Nieprzerwanie od 1949 roku utrzymujemy wiodącą rolę w projektowaniu, konsultingu i realizacji inwestycji energetycznych w kraju i za granicą, utrzymując partnerskie stosunki z dotychczasowymi i nowymi klientami, oparte na wzajemnym zaufaniu poprzez profesjonalne wykonywanie powierzonych nam prac, z poszanowaniem wymagań ochrony środowiska.









ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA
ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa 1, skr. poczt. 184
centrala: 22 621 02 81 fax: 22 629 32 40
www.energoprojekt.pl e-mail: poczta@energoprojekt.pl

NIP: 526 00 37 267
KRS: 0000082969
Bank Pekao S.A.
Konto: 30 1240 6003 1111 0000 4945 9847

dokończenie ze str. 3

Do udziału w dyskusji zaprosiliśmy:
– Jana Bociana – Prezesa Polskiego Towarzystwa Gospodarczego Bioenergii,
– Piotra Czopka – Starszego Specjalistę w Departamencie Energii Odnawialnej Ministerstwa Gospodarki,
– Dr Mirosława Dudę – ARE,
– Ryszarda Gajewskiego – Prezesa Zarządu Polskiej Izby Biomasy,
– Prof. dr hab. inż. Janusza Lewandowskiego – Politechnika Warszawska,
– Jacka Piekacza – Dyrektora ds. Regulacji i Relacji Zewnętrznych, EDF Polska Sp. z o.o.,
– Janusza Pilitowskiego – Dyrektora Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki,
– Bogusława Regulskiego – Wiceprezesa Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.
Stronę redakcyjną reprezentowali: Andrzej Rubczyński, Dyrektor Departamentu Regulacji i Legislacji PGNiG Termika S.A. – moderator dyskusji oraz zastępcy Dyrektora Generalnego Izby: Marian Bosowski i Ryszard Popowicz.
Niżej prezentujemy autoryzowany zapis tej redakcyjnej dyskusji.

• ***Jakie będzie miejsce dla energetyki wykorzystującej OZE w przyszłym miksie energetycznym w roku 2020 i 2030? Czy energetyka z OZE nadal będzie uważana za zło konieczne, czy może zostanie uznana jako alternatywne źródło energii i „generator" nowych miejsc pracy? Przyjęty w kwietniu 2014 r. przez Radę Ministrów dokument „Strategia Bezpieczeństwo Energetyka i Środowisko" (BES) zakłada wręcz zahamowanie rozwoju OZE po 2020 roku.***

– **J. Bocian:** – W Polsce brakuje jasnych celów mówiących co chcemy osiągnąć dzięki wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, a także spójności między owymi celami. To widać również w przyjętym przez rząd projekcie Ustawy o OZE. Mówi on bowiem o wsparciu produkcji jedynie energii elektrycznej z OZE, nie mówi natomiast o wsparciu produkcji ciepła i chłodu, czego wymaga Dyrektywa o OZE. W szerszym kontekście nie widzę również w kraju dyskusji na temat kształtu miksu w horyzoncie czasowym do 2020 i 2030 r. energii z OZE, jądrowej, z węgla i gazowej. Wreszcie, pomija się rozważania nad tym jak rozwój poszczególnych sektorów energetyki może wpłynąć na pobudzenie całej naszej gospodarki. Z dużym niepokojem czytałem ocenę skutków regulacji do projektu Ustawy o OZE. Bardzo szczegółowo definiuje ona bowiem koszty administracyjne nowego systemu wsparcia. Nie porównuje natomiast efektów gospodarczych rozwoju poszczególnych technologii OZE i co dzięki temu rozwojowi chcemy uzyskać w gospodarce – gdzie i jakie przypływy finansowe, na ile wzrośnie nasze bezpieczeństwo energetyczne itd. Ostatnie szczególnie ważne ze względu na to co dzieje się obecnie w Rosji i na Ukrainie. Nie zapominajmy bowiem, że jeśli chodzi o pełny miks energetyczny (bilans energetyczny kraju), Polska jest uzależniona od dostaw z Rosji w ponad 40% – w paliwach płynnych jest to ponad 97%, w paliwach gazowych 65–70%. Myślę, że jest możliwe, w dającej się przewidzieć przyszłości, osiągnięcie udziału OZE w całym miksie energetycznym na poziomie przekraczającym 15%. Nie dostrzegam natomiast określonego, jasnego celu odnośnie udziału OZE w miksie energetycznym w 2030 r. i ścieżek dojścia do niego. Jest to trudne do określenia, bowiem trudne jest również określenie jak będzie się rozwijał popyt na energię. W analizach na ten temat nie dostrzegam uwzględnienia wpływu na popyt emigracji z Polski około 2 mln ludzi najbardziej aktywnych zawodowo. W przewidywaniach popytu na energię marginalizuje się wpływ zmian demograficznych. W Polsce straciliśmy 2 mln ludzi, którzy powinni korzystać w kraju z energii, zarabiać pieniądze i generować rozwój. Nie przyczyniają się także do rozwoju populacji. Starzejące się społeczeństwo generuje inne zapotrzebowanie na energię. Tego się nie analizuje.

– **M. Duda:** – W przygotowywanych przez ARE prognozach zapotrzebowania na energię były uwzględnione prognozy demograficzne. Dlatego w prognozach wzrost zapotrzebowania na energię był bardzo umiarkowany. Demografia jest zaledwie jednym z wielu czynników wpływających na zapotrzebowanie na energię i wcale nie najważniejszym. Decydującym jest rozwój gospodarczy. A ten jest niezwykle trudno prognozować, czego dowodem dotychczasowe, na ogół nietrafione prognozy w tym względzie.

Jan Bocian
– Prezes Polskiego Towarzystwa Gospodarczego Bioenergii

Miksu paliwowego obejmującego wszystkie paliwa nie da się narzucić. To było możliwe w gospodarce centralnie planowanej. Dziś decyduje o tym rynek, za wyjątkiem energii „zielonej", która na razie jest droższa od energii konwencjonalnej. I ona w miksie kreowanym przez warunki konkurencji nie mieści się. Dlatego potrzebne jest wsparcie, by zrealizować założenia polityczne w tym zakresie. Te założenia są na ogół słuszne, wynikają z realizacji zrównoważonego rozwoju. Jest tylko problemem, jakie wyznaczymy sobie tempo rozwoju energetyki odnawialnej. Ono powinno być określone w specjalistycznych analizach uwzględniających istniejący potencjał OZE oraz koszty ich rozwoju. Jeżeli się to ma, można sobie wyznaczać cele. Niestety, one są dla nas wyznaczone przez UE. Zważywszy te wszystkie uwarunkowania, ważnym jest nie tylko wysokość wsparcia OZE, ale także mechanizmy realizacyjne. Bo, jak wcześniej powiedziałem, rynek konkurencyjny tego nie załatwi.

Komisja Europejska opublikowała wytyczne dotyczące mechanizmów wsparcia dla OZE. Mam poważne obawy czy obecny projekt Ustawy o OZE jest zgodny z tymi wytycznymi. Z mojej analizy wynika, że dalece nie jest. I gdy polski rząd wyśle tę Ustawę do Komisji Europejskiej z prośbą o pozytywną opinię, to może go spotkać niemiła niespodzianka.

• ***Poruszana tu dotychczas tematyka jest niezwykle istotna, oddala nas jednak nieco od tematu naszej dyskusji. Odpowiedzmy sobie na inne pytania: czy rozwój OZE to kara, czy też obowiązek, czy udział OZE w miksie energetycznym powinien być taki sam w roku 2030 jak w 2020, co znajduje się w dokumencie przyjętym przez Radę Ministrów, jak w związku z tym wyobrażamy sobie rok 2030 i spełnienie ambicji redukcyjnych emisji CO_2?***

– **M. Duda:** – Jestem przeciwnikiem wiązania rozwoju OZE z Polityką Klimatyczną. Dla mnie celem rozwoju OZE jest ograniczenie uzależnienia od organicznych paliw kopalnych, w ramach zrównoważonego rozwoju. Natomiast Politykę Klimatyczną i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych należy realizować innymi technologiami, niekoniecznie rozwojem OZE.

• ***W Polityce Klimatycznej chodzi w istocie nie o klimat lecz o ochronę zasobów paliw oraz bezpieczeństwo energetyczne.***

– **J. Lewandowski:** – W Polsce, w wykorzystaniu OZE popełnia się błąd polegający na tym, że sprowadza się go jedynie do produkcji energii elektrycznej. A najszybszym sposobem pokazania, że w kraju pojawiła się energia odnawialna w produkcji energii elektrycznej było to nieszczęsne dorzucanie biomasy do kotłów węglowych. Było to, z punktu widzenia wsparcia, rozwiązaniem łatwym, bowiem łatwo w skali kraju było rozłożyć te dodatkowe koszty. Tymczasem, główny nacisk w wykorzystaniu OZE powinniśmy położyć na obszarze produkcji ciepła. Ciepłownictwo powinno być pierwszym miejscem gdzie biomasa powinna być lokowana. I tu należało rozwiązać problem wsparcia bo ciepłownia, mając wsparcie tylko do produkcji energii elektrycznej, nie jest w stanie konkurować z elektrownią kondensacyjną. Tego nie zrobiono i obecnie rynek biomasy jest dla ciepłowni niedostępny.

– **J. Piekacz:** – Mam odmienne zdanie na temat współspalania biomasy z węglem. Wprowadzenie systemu, który pozwalał w sposób rentowny wykorzystywać biomasę przez duże podmioty, umożliwił rozwój rynku tego nośnika energii. Gwarantowanie przez duże podmioty energetyczne odbioru znacznych ilości tego surowca przez wiele lat umożliwiło innym z kolei podmiotom zainwestowanie znacznych środków w rozwój produkcji i pozyskiwania biomasy. To stworzyło warunki do powstania rynku biomasy w Polsce, poczynając od plantacji, przez peleciarnie, na zakładach przetwarzających biomasę pod różnymi postaciami – kończąc. Bez elektrowni, które jako pierwsze zaczęły wykorzystywać biomasę, tego wszystkiego by nie było. Dziś sektor biomasy zatrudnia 30–60 tys. ludzi i jest to już duża, nowo powstała gałąź przemysłu. Ona teraz w znacznie większym stopniu powinna służyć ciepłownictwu, które wykorzystuje energię najbardziej efektywnie. Tego nie uwzględniono w poprzedniej Ustawie o OZE i także w projekcie nowej Ustawy. Ponieważ sprawność produkcji samej energii elektrycznej jest w elektrowniach wyższa niż w elektrociepłowniach, więc w obecnych uwarunkowaniach te pierwsze spalają biomasy więcej niż te drugie. Żeby to zmienić, elektrociepłownie powinny mieć większe preferencje przy wykorzystaniu biomasy, do tego trzeba dążyć w konstrukcji systemu wsparcia.

– **B. Regulski:** – My swego czasu, patrzyliśmy z wielką nadzieją na wykorzystanie lokalnych surowców biomasowych w ciepłowniach o mocy od kilkuset kW do kilku MW – słoma, zrębki z sadów, lasów itp. Nasze nadzieje legły w gruzach w momencie, gdy biomasa trafiła do energetyki zawodowej i zmieniły się realia ekonomiczne. Przez to obecnie produkcja na węglu okazuje się tańsza. Dlatego, nie da się sprzedać drogiego zielonego ciepła bez

Piotr Czopek
– Starszy Specjalista w Departamencie Energii Odnawialnej Ministerstwa Gospodarki

wsparcia pozyskanego poza ciepłownictwem. Wynika to też z usytuowania ciepłownictwa w układach lokalnych, gdzie obowiązuje zasada niższej ceny i gdzie konsumenci ciepła nie mają ochoty płacić za coś więcej. W Polsce, dla wszystkich celów, produkowane jest około 900 mln GJ ciepła, z czego 550 mln GJ jest zużywane w gospodarstwach domowych. Z tych ostatnich 250 mln GJ jest dostarczane z systemów ciepłowniczych, w których nie mają żadnych bodźców by do produkcji wykorzystywać biomasę. W 2007 r. wykonałem symulację, z której wynikało, że gdyby takowe

Dr Mirosław Duda
– ARE

bodźce istniały, ponad 20% dostarczanego ciepła mogłoby być produkowane z biomasy. Zaprzepaszczamy możliwość rozwoju przemysłu pozyskiwania biomasy w wymiarze lokalnym, którą dałoby się wykorzystać do wytwarzania ciepła bo zapatrzeni jesteśmy w wykorzystanie jej w dużych instalacjach jedynie do produkcji energii elektrycznej. W wykorzystaniu energii odnawialnej w ciepłownictwie nie widać żadnego konkretnego celu ani pomysłu, brakuje jakichkolwiek konkretnych wytycznych kierunkowych.

• ***Niejako naturalny popyt na biomasę w wymiarze lokalnym miał miejsce wówczas gdy było jej dużo, była odpadem i nabywano ją w cenie odpadu. Ten naturalny popyt i wykorzystanie ustabilizowały się na pewnym poziomie. Jeżeli teraz chcemy zrobić krok do przodu, to biomasę dla potrzeb energetycznych trzeba zacząć produkować w sposób przemysłowy. Niestety, dzisiejsza cena biomasy rolnej na rynku nie jest pochodną kosztów produkcji lecz ceną wynikającą z równowagi pomiędzy tym co jest skłonna zapłacić duża energetyka a kosztem odpadowej biomasy z importu. Okazuje się, że ta cena równowagi jest ciągle za niska by zapewnić rentowność produkcji biomasy agro z krajowych plantacji roślin energetycznych czy też odpadów z produkcji rolnej. I tu mamy problem. Wypływają pieniądze na import biomasy zamiast pozostawać w kraju i stymulować rozwój nowego sektora, jakim mógł by być sektor rolnictwa pracujący na potrzeby energetyki.***

– **R. Gajewski:** – Dzisiaj najważniejszym czynnikiem podnoszącym cenę biomasy są koszty transportu. Wozimy głównie wodę, albo powietrze. Niejednokrotnie bywa tak, że koszt transportu partii biomasy jest większy niż przewożona biomasa. Jest więc ona paliwem na wskroś lokalnym, dedykowanym dla źródeł od kilkuset kW do 50 MW. Biomasa nie byłaby tak droga jak jest gdyby ją wykorzystywano lokalnie, redukując najbardziej kreujący jej cenę czynnik, jakim jest transport.

– **J. Bocian:** – W naszych rozważaniach brakuje nam uwzględnienia kosztów nośników energii na świecie oraz tego jaki wpływ koszt ich importu wpływa na naszą gospodarkę. W ciągu ostatnich dziesięciu lat roczne koszty importu paliw w Polsce wzrosły z 20 do 80 mld zł. A robi na nas wrażenie 4 mld zł. z pieniędzy podatników na rozwój zielonych certyfikatów. Zastanawiając się nad substytucją przez OZE różnych paliw kopalnych, najpierw powinniśmy się zastanowić jakie bezpieczeństwo energetyczne chcemy zbudować, które elementy w naszym miksie energetycznym chcemy zredukować, a jakie rozbudować. Koszt energii w importowanej ropie wynosi 65–70 zł za GJ, w gazie – 45 zł a GJ w biomasie kosztuje 20–30 zł., w węglu 11–13 zł. Widać z tych porównań jaki wpływ na gospodarkę mają koszty poszczególnych źródeł energii. Dlatego dziwi mnie subsydiowanie kogeneracji gazowej, w której już drogo płaci-

my za rosyjski gaz substytuując w ten sposób produkcję energii z węgla. Jeżeli przeanalizujemy gdzie w ciągu ostatnich 15 lat kierowano środki wsparcia, to okaże się, że środki NFOŚiGW i Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska w pierwszej kolejności posłużyły zamianie kotłów węglowych na gazowe oraz na olej opałowy. A więc przysłużyły się do wzrostu importu ropy i gazu. To utrudniało lokalne wykorzystanie biomasy. W tych wszystkich działaniach brakuje spójności. W Polsce niewiele się także mówi o biopaliwach drugiej i trzeciej generacji, a więc substytucji paliw transportowych biomasą.

– **J. Pilitowski:** – W świetle wydarzeń, z jakimi mamy do czynienia na Wschodzie Europy mówi się dziś znacznie wyraźniej o bezpieczeństwie energetycznym UE oraz o tym co nazywane jest Unią Energetyczną. Jest to wskazane. Rodzi się natomiast pytanie, na ile te działania mogą być skuteczne w realizacji?

Składane dziś deklaracje polityczne, w zderzeniu z rzeczywistością, pokazują że każde z państw realizuje własną politykę energetyczną i własne cele społeczno-gospodarcze. 21 marca br. rozpoczęto na forum UE dyskusję w zakresie OZE, emisji gazów cieplarnianych w perspektywie roku 2030 i docelowo 2050. Rozbieżność interesów poszczególnych państw jest widoczna gołym okiem, a Polska jest postrzegana w Brukseli, jako kraj silnie kontestujący propozycje dotyczące zbyt wysokich celów redukcyjnych. Ta dyskusja będzie trwała, z punktu widzenia interesów gospodarczych Polski, osiągnięcie porozumienia będzie niezwykle trudne.

Zapotrzebowanie na energię jest przede wszystkim pochodną rozwoju gospodarczego kraju, ale demografia też nie jest bez znaczenia. Niemniej, zamożność obywateli szybciej lub wolniej będzie rosła, a to oznacza, iż w przyszłości wzrastać również będzie zapotrzebowanie na energię w gospodarstwach domowych. Jednocześnie coraz wyraźniej dostrzegamy problemamy, z jakim spotyka się górnictwo: z jednej strony – interesami pracujących w nim i na ich rzecz osób oraz ich rodzin, z drugiej zaś – prawami rynku i ekonomii. To będzie powstrzymywało radykalne działania w kierunku rewolucyjnych zmian dzisiejszego miksu energetycznego.

Jeśli chodzi o gaz to należy zauważyć, iż jego zużycie będzie w dalszym ciągu rosło, co można prognozować chociażby na podstawie zawartych umów, w tym na dostawy gazu skroplonego. Zasada jest taka: odbieraj albo płać. Te uwarunkowania mają swoje konsekwencje.

Również udział energii odnawialnej będzie rósł, do czego przyczyniać się będzie m.in. spadek jednostkowych kosztów wytwarzania energii. Będzie się tak działo niezależnie od tego, co na temat rozwoju OZE w Polsce zapiszemy w Polityce energetycznej, Krajowym Planie Działania, czy w dokumencie – Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko. Istnieją analizy na temat tego, kiedy energia odnawialna stanie się konkurencyjna. Mówi się, iż niektóre jej rodzaje już są rynkowe, a inne staną się konkurencyjne w perspektywie roku 2020-30. W zakresie udziału energii odnawialnej będziemy konsekwentnie realizować podjęte wcześniej zobowiązania.

Ryszard Gajewski
– Prezes Zarządu Polskiej Izby Biomasy

Biopaliwa. To odrębny obszar, o którym rzadko się dyskutuje. Widać tu wyraźnie sprzeczne interesy poszczególnych państw członkowskich UE. Jesteśmy w trakcie dyskusji na temat zmiany dyrektywy o OZE w części dotyczącej wpływu produkcji biopaliw na emisję gazów cieplarnianych. Komisja Europejska daje wyraźny sygnał by ograniczyć wykorzystanie biopaliw pochodzących z surowców rolniczych na rzecz rozwoju biopaliw drugiej i trzeciej generacji opartych o inne surowce (nieżywnościowe). Dziś w Polsce mamy prawie 6% udziału biokomponentów w paliwach ciekłych, podwojenie areału upraw rzepaku, zwiększenie zatrudnienia w tym sektorze sięgające 100 tys. osób. Osiągnięcie powyższego było możliwe w wyniku wsparcia polegającego na obowiązku firm wytwarzających paliwa do dodawaniu biokomponentów. Gdyby tego przymusu, z wysoką karą, nie było, to w kategoriach rynkowych, biokomponentów do paliw by nie dodawano, bo są dwukrotnie droższe niż paliwa konwencjonalne. Jest to przyczynek do osiągnięcia celu globalnego, jakim jest zwiększenie wykorzystania paliw odnawialnych w transporcie do poziomu 10%. Dlaczego Unia mówi o biopaliwach drugiej i trzeciej generacji? Bo w niektórych państwach są już stosowane technologie i potencjał, i trzeba to wykorzystać. W Polsce tego typu infrastruktura nie występuje, co wynika głównie z braku stosownego impulsu by ten kierunek rozwijać.

Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski
– Politechnika Warszawska

W mojej ocenie, najistotniejsze znaczenie, w kontekście wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE będzie mieć artykuł 39 zawarty w projekcie Ustawy o OZE, (po jego akceptacji przez Komisję Europejską), gdyż zupełnie zmieni filozofię jego udzielania. Jego zapisy zmuszają bowiem potencjalnych inwestorów do bardzo poważnej analizy nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych na etapie wytwarzania energii elektrycznej, wreszcie, osiąganych form dotacji. Dla niektórych będzie to bariera, dla wszystkich rewolucja. Dotychczas nie zawsze racjonalnie gospodarowano środkami pochodzącymi np. z dotacji, co przejawiało się niekiedy budowaniem instalacji z „najwyższej półki" (nie licząc się z kosztami) zapominając, że jeszcze trzeba będzie je utrzymać, a te koszty przerastają zyski z działalności.

Co do wykorzystania biomasy i produkcji ciepła z biomasy należy wyraźnie podkreślić, iż nie chcemy robić żadnej rewolucji. Z naszego punktu widzenia niezmiernie istotne jest wygaszanie wsparcia dla współspalania biomasy z węglem. Planowane zmiany mają charakter ewolucyjny pomimo, iż wśród podmiotów działających na rynku OZE znajdziemy zarówno zwolenników przyspieszenia, jak i spowolnienia tego procesu. Moim zdaniem, należy robić to etapowo, z poszanowaniem wymogów formalno-prawnych, ale i logiczno-technicznych. W zamian proponujemy wiele alternatywnych sposobów wykorzystania biomasy, co znalazło odzwierciedlenie w projekcie Ustawy o OZE.

– **J. Lewandowski:** – W małych instalacjach ciepłowniczych, w ograniczaniu emisji zanieczyszczeń trafimy na barierę technologiczno-ekonomiczną. Jeśli wyobrazimy sobie, że do „małego kociołka" trzeba będzie dobudować instalację odazotowania i odsiarczania spalin, elektrofiltr – bo takie będą ograniczenia – to będziemy mieli do czynienia z sytu-

acją irracjonalną. Tam węgiel automatycznie przestaje istnieć jako paliwo. Tam trzeba popatrzeć na ciepło z biomasy, jako alternatywę w skali kraju, a nie tylko w wymiarze lokalnym. To trzeba zrobić na poziomie politycznym. Bo gaz budzi wątpliwości, nie da się też tego załatwić przy pomocy słońca i wiatraków.

• ***W relacji z tej dyskusji prezentujemy obok porównanie kosztów produkcji energii z elektrowni: wiatrowej i elektrociepłowni biomasowej. Analiza potwierdza słowa profesora Lewandowskiego***

– **J. Lewandowski:** – Ten problem ma nie tylko wymiar ekologiczny, ekonomiczny, technologiczny, ale również społeczny.

– **M. Duda:** – Szermuje się pojęciem kryterium „osiągania celów". Tymczasem, cele mogą się zmieniać, bądź być źle stanowione.

– **J. Pilitowski:** – To wyraźnie było widać w przypadku Krajowego Planu Działania przyjętego 7 grudnia 2010 r. Od tamtego momentu minęło 3,5 roku, a więc z punktu widzenia rozwoju rynku OZE bardzo dużo (biorąc również pod uwagę fakt, iż prace nad tym dokumentem rozpoczęły się ponad rok przed jego przyjęciem). Opracowanie Polityki energetycznej to jeszcze bardziej skomplikowana kwestia. Pomimo szybkiej dezaktualizacji tego typu dokumentów nie należy ich krytykować, ponieważ niosą za sobą istotny walor poznawczy – punkt odniesienia. Sytuacja na rynku szeroko rozumianej energetyki musi być analizowana na bieżąco, a wyznaczonych w tego typu dokumentach celów nie należy traktować jako niezmiennych. Wynika to z faktu, iż dzisiejsza ocena sytuacji może dawać powody do traktowania ich jako słusznych, natomiast za dwa lata mogą okazać się one dalece nieadekwatne. Warunki rynkowe i społeczne ulegają bowiem ciągłym zmianom.

Z kolei charakter umów na dostawy gazu z Rosji i Kataru sprawia, że jego wykorzystywanie do produkcji energii elektrycznej, mimo generowania wyższych jednostkowych kosztów wytwarzania, będzie miało miejsce.

– **M. Duda:** – Unia na 2030 r. wyznaczyła nieobligatoryjny cel dla krajów udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym na poziomie 27%.

– **J. Piekacz:** – Niedługo nasz kraj na ten temat będzie się musiał wypowiedzieć i jakieś propozycje przedstawić. Przed szczytem, który odbędzie się w październiku, należy wcześniej uzgodnić i wynegocjować z KE i innymi krajami ile Polska jest w stanie tej energii odnawialnej produkować. Tymczasem sytuacja jest trudna, wielu spraw po prostu nie wiemy, jak np. możliwości korzystania z systemów wsparcia w kontekście Wytycznych Komisji Europejskiej w zakresie pomocy publicznej dla środowiska i energii. Mówimy tu o spalaniu biomasy w energetyce. Szeroko rozumiane warunki jakie się zapowiadają dla tej działalności – nie chcąc tu wchodzić w szczegóły bo wielu uwarunkowań i rozwiązań nie znamy – budzą mój głęboki niepokój.

Jacek Piekacz
– Dyrektor ds. Regulacji i Relacji Zewnętrznych, EDF Polska Sp. z o.o.

– **J. Bocian:** – Zapowiada się większe ryzyko towarzyszące prowadzeniu tej działalności. I to nie wynika z projektu Ustawy o OZE. Przyczyna tkwi w polityce unijnej i jej dokumentach, na które nie wywieramy jako Polska wystarczającego wpływu.

– **M. Duda:** – Polityka unijna jest, jaka jest. My natomiast ją zniekształcamy. Podam przykład. Mamy cele dla kraju w zakresie udziału OZE w produkcji energii. Po linii najmniejszego oporu te krajowe cele przerzuciliśmy na przedsiębiorstwa z pełną kontrolą ich wykonania. Spowodowało to nieprawdopodobny

Janusz Pilitowski
– Dyrektor Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki

galimatias i koszty. A do tego dorzuciliśmy jeszcze rynek certyfikatów. Jeżeli tego sobie nie uświadomimy, to będziemy „naszywać kolejne łaty" na system, który jest niesprawny. Oczywiście te cele realizują przedsiębiorstwa. Ale one muszą mieć do dyspozycji mechanizmy proste, jasne, jednoznaczne i wiedzieć dokładnie ile to kosztuje.

– **R. Gajewski:** – Mamy dyrektywę unijną z 2009 r., która obowiązuje od momentu ogłoszenia. I nie można mówić, że Unia ma swoją politykę, a my swoją.

– **M. Duda:** – Dyrektywa obowiązuje państwo, a nie bezpośrednio podmioty gospodarcze.

• ***Z wypowiedzi Pana Dyrektora Pilitowskiego z niepokojem zrozumiałem, iż grozi nam utrwalenie celu roku 2020 odnośnie odnawialnych źródeł energii na następną dekadę. Groziłoby nam w ten sposób niewykorzystanie istniejącego w kraju potencjału biomasy dla celów energetycznych. W Polsce istnieje duży potencjał podaży biomasy, w przybliżeniu wygląda on następująco:***

a. 10 mln t z upraw roślin szybkorosnących,
b. 10 mln t odpadów przemysłu rolnego,
c. 10 mln ton odpadów miejskich,
d. 5–6 mln t biomasy leśnej.

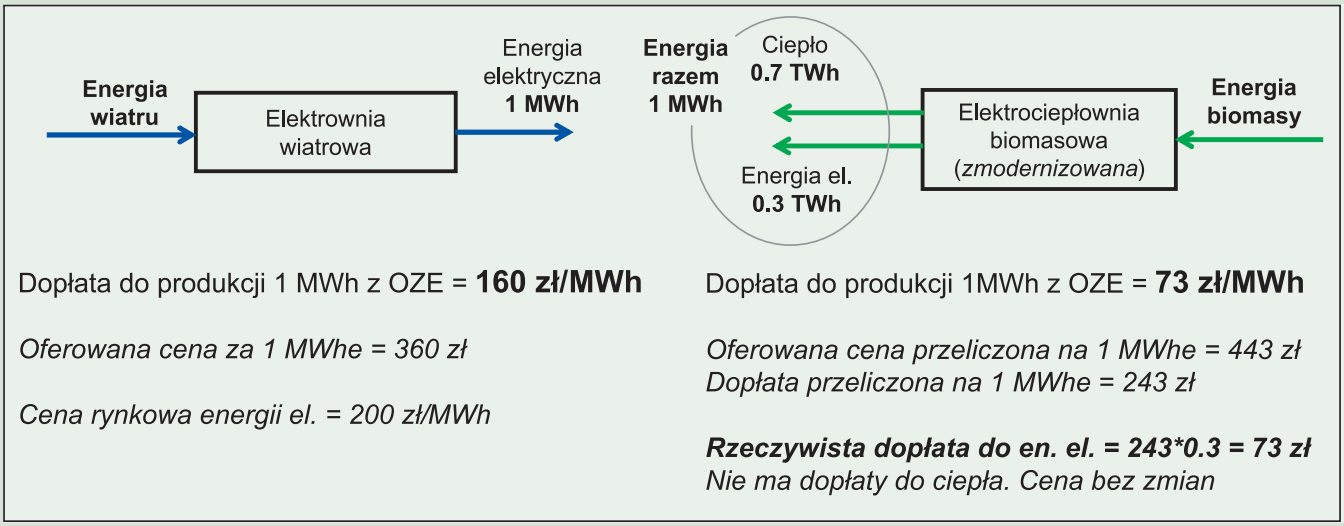
Jest to ekwiwalent 15 mln ton węgla, czyli tyle ile spala się w elektrociepłowniach i ciepłowniach zasilających miejskie systemy ciepłownicze. Czy wobec ryzyka zmniejszenia wydobycia węgla w polskich kopalniach nie należy bardziej zdecydowanie sięgać po biomasę i odpady? Czy nie powinno stworzyć się skutecznych zachęt dla sektora elektrociepłowni do dalszego wykorzystywania tego paliwa, zamiast blokować ten proces?

– **J. Piekacz:** – Ten proces ograniczania korzystania z biomasy już ma miejsce. My w naszej firmie prowadzimy współspalanie jedynie tam, gdzie musimy. Tzn. gdzie wycofanie się z niego byłoby zbyt kosztowne. W roku 2012 spalaliśmy 1,25 mln ton biomasy, a w roku ubiegłym 270 tys. ton. I na tym poziomie na razie się utrzymamy. Podobnie zachowują się inne firmy spalające biomasę, bo jest to rozwiązanie nieopłacalne. Jeżeli nie pojawią się warunki bardziej korzystne, współspalanie biomasy zaniknie. Szkoda, bo stworzona została w Polsce baza produkcji biomasy.

– **B. Regulski:** – Uważam, że poważnym problemem jest to, iż obecnie rozwój odnawialnych źródeł energii zaprząta głowy jedynie wytwórców energii. Nie istnieje natomiast w głowach konsumentów energii. W związku z tym nie dają oni sygnału na zewnątrz, że są zainteresowani nie byle jakim miksem energetycznym lecz o określonej szlachetności. Dziś otrzymujemy sygnał z jednego przycisku – „za ile?" Polacy sięgają np. po energię słoneczną tylko wtedy gdy były na to pieniądze. Trwałość tych projektów osądza się na podstawie tego czy solar wisi na dachu, a nie czy produkuje energię. Wydawano równocześnie pie-

Przebudowa elektrociepłowni węglowych na elektrociepłownie biomasowe oznacza zmniejszenie kosztu osiągania krajowego celu OZE

(rysunek poniżej)



Dopłata do produkcji 1 MWh z OZE = **160 zł/MWh**

Oferowana cena za 1 MWhe = 360 zł

Cena rynkowa energii el. = 200 zł/MWh

Dopłata do produkcji 1MWh z OZE = **73 zł/MWh**

Oferowana cena przeliczona na 1 MWhe = 443 zł
Dopłata przeliczona na 1 MWhe = 243 zł

Rzeczywista dopłata do en. el. = 243*0.3 = 73 zł
Nie ma dopłaty do ciepła. Cena bez zmian

Projekt Ustawy o OZE ograniczając wsparcie do **75%** dla elektrociepłowni biomasowych, przebudowanych z węglowych, wyklucza te jednostki z sytemu aukcyjnego ze względu na konieczność podniesienia o 25% ceny za 1MWh dla zapewnienia oczekiwanej rentowności inwestycji.
Włączenie projektów konwersji jednostek z węglowych na biomasowe (100%) do sytemu wsparcia będzie prowadziło do obniżenia kosztu osiągania krajowego celu OZE i zmniejszy niezbędny wzrost ceny energii elektrycznej.

Przykład.
Produkcja 8 TWh energii z OZE w farmach wiatrowych i w zmodernizowanych elektrociepłowniach:

Farma wiatrowa (produkcja tylko energii elektrycznej z OZE)
Dopłata do produkowanej energii elektrycznej = **1 261** mln zł
Wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorcy = +**10,5** zł/MWhe

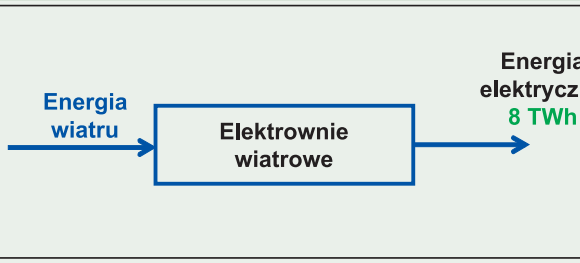
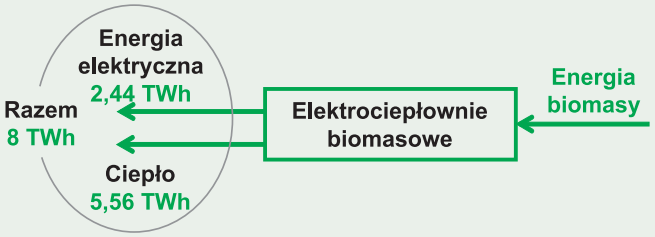
Elektrociepłownia biomasowa (produkcja „mieszanki" energii elektrycznej i ciepła z OZE)
Dopłata do produkowanej energii elektrycznej = **486** mln zł
Wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorcy = +**4,1** zł/MWhe
Brak wzrostu ceny ciepła powyżej dotychczasowej ceny

Wyliczenie oparte o analizy Energoprojekt Katowice (szczegóły vide załącznik).

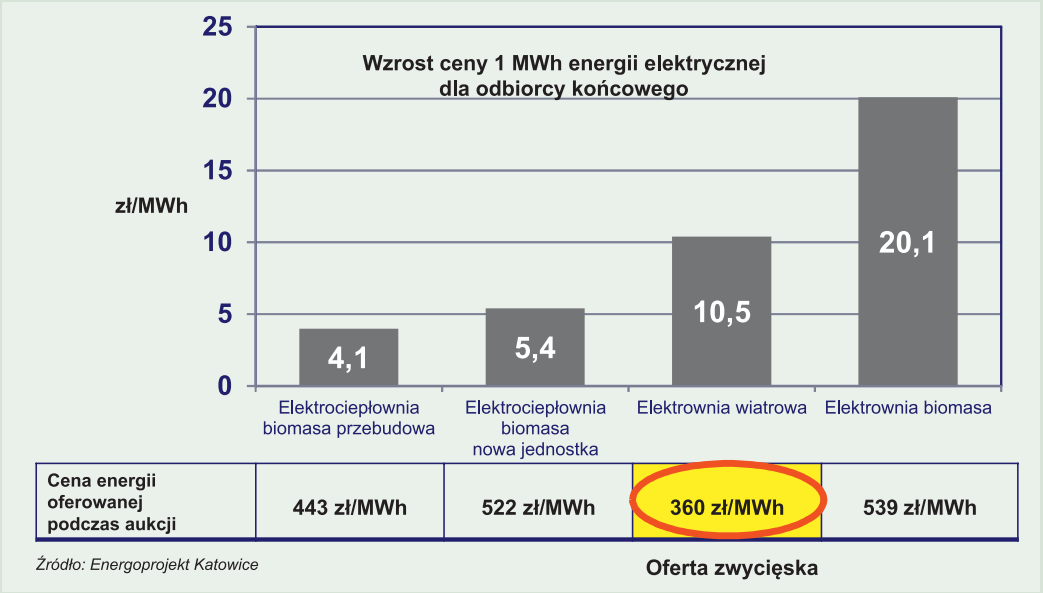
Negatywne konsekwencje ograniczenia wsparcia dla elektrociepłowni biomasowych przebudowanych z elektrociepłowni węglowych:

- Wzrost kosztu osiągania krajowego celu OZE
- Większy, niż to jest konieczne, wzrost ceny energii elektrycznej
- Brak możliwości optymalizacji kosztu dochodzenia do nowych standardów emisji dwutlenku siarki, drogą dywersyfikacji paliw. Wzrost kosztu redukcji emisji CO_2 przez krajową energetykę
- Brak bodźca do rozwoju krajowego miksu paliwowego poprzez rozwój lokalnego rynku biomasy agro dla energetyki
- Utrwalanie dominacji węgla w ciepłownictwie

Załącznik.

	
Cena za oferowaną energię el.= **360 zł/MWh**	Cena za oferowaną energię el. = **443 zł/MWh**
Cena rynkowa = 200 zł/MWh Dopłata = 160 zł/MWh	Cena rynkowa = 200 zł/MWh Dopłata = 243 zł/MWh
Łączna dopłata do energii elektrycznej netto, *(czyli po odliczeniu potrzeb własnych 1,5%)* 98,5% x 8 TWh x 160 zł/MWh = **1 261 mln zł/rok**	Łączna dopłata do energii elektrycznej netto *(czyli po odliczeniu potrzeb własnych 18%)* 82% x 2,44 TWh x 243 zł/MWh = **486 mln zł/rok**
Przeniesienie łącznej dopłaty w cenę 1 MWh energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, zużywających 120 TWh energii elektrycznej rocznie wynosi: 1 261 mln zł / 120 TWh = **10,5 zł/MWh**	Przeniesienie łącznej dopłaty w cenę 1 MWh energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, zużywających 120 TWh energii elektrycznej rocznie wynosi: 486 mln zł / 120 TWh = **4,1 zł/MWh**

Rys. 1. Wyliczenie wzrostu ceny energii elektrycznej w wyniku wyprodukowania 8 TWh energii odnawialnej w farmach wiatrowych i elektrociepłowniach biomasowych przebudowanych z elektrociepłowni węglowych.



Rys. 2. Ilustracja wyniku aukcji na dostawę energii z OZE oraz wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w przypadku wyprodukowania 8 TWhe energii elektrycznej z OZE w farmach wiatrowych i elektrowniach na biomasę oraz w przypadku wyprodukowania 8TWh „mieszanki" energii z OZE w formie energii elektrycznej i cieplnej w elektrociepłowniach biomasowych (konwertowanych z węglowych i nowych).

Wnioski:

1. Dopłata do elektrociepłowni biomasowych wywołuje niższy wzrost kosztów energii niż w przypadku dopłaty do jednostek wytwarzających jedynie energię elektryczną (farmy wiatrowe, elektrownie na biomasę).
2. Spalanie biomasy w dedykowanych jednostkach kondensacyjnych, (w elektrowniach) może być konkurencyjne cenowo w stosunku do nowych elektrociepłowni w przyszłych aukcjach. Wysoki wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego (w przypadku elektrowni), jest efektem dużej dopłaty do ceny energii elektrycznej (239 zł/MWh) i wolumenu wyprodukowanej energii elektrycznej (8 TWhe).

Spalanie biomasy w elektrowniach należy uznać za działanie nieekonomiczne, niosące ryzyko nieuzasadnionych wzrostów ceny energii elektrycznej w przypadku wygrania aukcji.

(Wygranie aukcji przez biomasową jednostkę kondensacyjną będzie możliwe w przypadku braku ofert konkurencyjnych, to jest w sytuacji ograniczenia ilości energii ze źródeł o czasie pracy <4000 h/a (wiatraki) oraz utrzymaniu restrykcyjnego ograniczenia wsparcia (do 75%) dla zmodernizowanych elektrociepłowni na biomasę).

niądze na energetykę solarną i kogenerację, gdy wiadomo, że powinno się robić albo jedno albo drugie. Stymulowanie rozwoju małych instalacji, nie objętych regulacją jest okazjonalne i nie objęte weryfikacją, pieniądze są więc marnowane.

– **M. Duda:** – Mniemanie, że konsument oprócz patrzenia na cenę energii będzie miał w głowie inne kryteria zakupu energii, jest utopijne. Zawsze będzie patrzył jedynie na cenę. Sprawę może załatwić jedynie internalizacja kosztów środowiskowych, np. podatek od węgla.

– **J. Bocian:** – Czy w warunkach projektu Ustawy o OZE jesteśmy w stanie w 2020 r. wypełnić zobowiązania UE odnośnie udziału w kraju źródeł odnawialnych w produkcji energii? Jaką pozycję zajmie w tym biomasa? We wszystkich rozważaniach na te tematy brakuje analiz dotyczących skutków dla budżetu rozwoju potencjalnych technologii. Tymczasem, w przypadku wykorzystania biomasy, zwłaszcza lokalnej, można mówić o dodatkowym wzroście PKB i dodatkowych przychodach do budżetu. Natomiast w przypadku produkcji energii z wiatru możemy mówić jedynie o dodatkowych kosztach. 80–90% kosztów zainstalowania elektrowni wiatrowej lokujemy zagranicą gdzie kupujemy technologię. Te rozwiązania są elementem szerszej dyskusji dotyczącej także roli węgla w gospodarce, czy go dotujemy czy też nie? Mówi się, że produkcja węgla daje rocznie minus 1 mld zł. Ale... Rocznie produkcja węgla w Polsce generuje wpłaty do budżetu na poziomie 7,8 mld zł danin publicznych, plus 7–8 mld zł w sile nabywczej osób zatrudnionych w górnictwie. Jeżeli również tak nie będziemy patrzyli na rozwój OZE, to będziemy podążali drogą donikąd. Jak w przypadku importowanej biomasy. Ona powoduje utratę bezpieczeństwa energetycznego i podwyżkę kosztów związanych z pozyskaniem nośników energii, bo jest droższa niż węgiel, podstawowy nośnik, który substytuuje. Równocześnie, utrąca lokalną przedsiębiorczość. W Czechach preferowana jest biomasa lokalna. We Włoszech nie może pochodzić z odległości dalszej niż określona w rozporządzeniach szczegółowych. Nie potrafimy i nie planujemy dopłat do energii odnawialnej racjonalnie skierować na rozwój polskiej gospodarki.

• ***Z analiz wynika, że w Polsce istnieje potencjał 0,5 mln ha uprawy roślin energetycznych. Ale realnie załóżmy, że byłoby ich 200 tys. ha. W okresie cyklu życia tych plantacji do budżetu wpłynęłoby 8–10 mld zł z tytułu wszelakich podatków. Gdyby tę samą ilość energii zaimportować w biomasie, w tym samym czasie z Polski wypłynęłoby 18 mld zł przy przychodach podatkowych na poziomie 1 mld zł. To pokazuje jakim interesem jest rozwój w kraju produkcji biomasy. Rodzi się tylko pytanie – jak skutecznie stymulować ten rozwój? Pogłębiona dyskusja na ten temat – powinna być otwarta.***

Bogusław Regulski
– Wiceprezes Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie

– **P. Czopek:** – Rozmawialiśmy o ewentualnym udziale OZE w produkcji energii w perspektywie roku 2030. Szacowanie dziś miksu energetycznego w perspektywie kilkunastu lat jest niezmiernie utrudnione. Powyższe wynika z obserwowanych w ostatnich latach dynamicznych zmian w otoczeniu biznesowym, które powodują, iż, po 3-4 latach mamy do czynienia z zupełnie inną sytuacją na rynku, co tym bardziej utrudnia planowanie długookresowe. Prognozowanie udziału OZE w Polsce w perspektywie 2030 r. obarczone jest dużym marginesem błędu z uwagi na fakt, iż znajdujemy się na początku dyskusji w tym obszarze na poziomie UE.

Andrzej Rubczyński
– Dyrektor Departamentu Regulacji i Legislacji PGNiG Termika S.A.

W wypowiedziach moich przedmówców zauważyłem niepokój dotyczący aukcji w kontekście rozwoju jednostek biomasowych. W mojej opinii obawy przedstawicieli branży mówiące o tym, iż jedynie energetyka wiatrowa ma szansę na wygraną w aukcjach są nieuzasadnione. Należy bowiem zauważyć, iż jednym z czynników, który może mieć istotne znaczenie w tym względzie będą możliwości przyłączenia instalacji wiatrowych do sieci. Obserwowana w ostatnich latach dynamika rozwoju energetyki wiatrowej oraz założenia odnośnie jej rozwoju zawarte w KPD to potwierdzają. M. in te uwarunkowania pozwalają przypuszczać, że rynek biomasy w Polsce będzie się dalej rozwijał.

Dodatkowo, zwracamy również uwagę na aukcje dedykowane instalacjom do 1 MW. W naszej opinii rozwiązanie to pozwoli na rozwój małych instalacji biomasowych (w tym przede wszystkim biogazowni), które w efektywny sposób wykorzystają lokalne zasoby biomasy.

W czasie dyskusji poruszany był również wątek dotyczący cen energii, jako głównego czynnika mającego znaczenie dla polskiego konsumenta. To prawda, że jesteśmy społeczeństwem niezbyt zasobnym, więc to kryterium dominuje. Niemniej jednak, bazując na obserwacjach zachowań konsumentów z Europy Zachodniej można domniemywać, iż sytuacja ta, w perspektywie roku 2030, może ulec zmianie., Już dziś bowiem istnieją możliwości świadomego podejmowania decyzji przez konsumentów odnośnie zakupu „zielonej energii" (m. in. poprzez gwarancje pochodzenia).

Odnosząc się do kwestii importu biomasy, należy zauważyć, iż duże znaczenie w perspektywie długoterminowej będą miały uwarunkowania środowiskowe. Co prawda na razie nie ma na poziomie UE ustalonych dla biomasy stałej tzw. kryteriów zrównoważonego rozwoju, niemniej jednak z zapowiedzi Komisji Europejskiej wynika, iż dyskusja w tym obszarze rozpocznie się około 2015 r., tak, aby udało się wypracować porozumienie w tym względzie w 2016/2017 r. Z przeprowadzonych w Departamencie Energii Odnawialnej analiz wynika, iż importowanie biomasy np. z Tajlandii czy Malezji może okazać się nieracjonalne z punktu widzenia wydatku energetycznego niezbędnego do przetransportowania przedmiotowego paliwa na tak dużą odległość.

Co ciekawe, niektóre państwa UE wprowadziły regulacje prawne, które skutkują ograniczeniem importu biomasy. Jako przykład niech posłuż Belgia, gdzie przy wyliczeniu wolumenu energii objętego systemem wsparcia odejmuje się od wytworzonej energii elektrycznej energię zużytą na transport biomasy.

• ***Dziękujemy za rozmowę.***

60 lat produkcji armatury

Nazwa Spółki	Chemar Armatura Spółka z o.o.
Adres	ul. Olszewskiego 6, 25-953 Kielce
Kapitał zakładowy	18 984 000 PLN
REGON	292 449 587
NIP	PL 959 15 03 417
KRS	00000 68958
Telefon	41 367 56 26
Fax	41 367 56 29
e-mail	biuro@armatura-chemar.pl
Internet	www.armatura-chemar.pl
Zarząd Spółki	Prezes Zarządu – Mirosław Malinowski

Jak to się zaczęło?

26 września 1951 roku Ministerstwo Przemysłu Ciężkiego podjęło decyzję o utworzeniu przedsiębiorstwa pod nazwą: „Zakłady Budowy Przewodów i Armatury w Budowie". Pierwsze roboty drogowe rozpoczęto 16 maja 1952 roku, a przecięcie przysłowiowej wstęgi nastąpiło już 3 września 1954 roku.

31 grudnia 1991 roku po zarejestrowaniu w Sądzie Gospodarczym w Kielcach i wpisaniu do rejestru handlowego CHEMAR S.A. uzyskał osobowość prawną oraz rozpoczął długotrwały i trudny proces prywatyzacji kapitałowej.

W grudniu 1993 roku Spółka uzyskała certyfikat Systemu Zapewnienia Jakości na zgodność z wymaganiami normy ISO 9001/ EN 29001 przyznany przez TÜV-CERT z Berlina. Uzyskanie certyfikatu postawiło spółkę w czołówce producentów krajowych, równorzędnych zachodnim, spełniających wymagania jakościowe, posiadających odpowiednią rangę i prestiż w wymiarze międzynarodowym.

W roku 2012, w wyniku prywatyzacji spółka stała się częścią grupy kapitałowej i wraz ze spółkami CHEMAR Rurociągi i CHEMAR Service, posiada kompletną ofertę w zakresie projektowania, produkcji i dostaw armatury i rurociągów oraz ich montażu.

Program produkcji

Firma od początku działalności zajmuje się produkcją stalowej i staliwnej armatury energetycznej i przemysłowej zarówno specjalistycznej wysokociśnieniowej dla bloków energetycznych jak i nisko- i średniociśnieniowej dla ciepłownictwa i przemysłu rafineryjnego i chemicznego .

Produkujemy również armaturę regulacyjną i zabezpieczającą oraz urządzenia napędowe dla armatury wraz z podzespołami.

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO
UDT - CERT

CERTYFIKAT

Nr CSJSB/130/2012

Urząd Dozoru Technicznego
Jednostka Certyfikująca Systemy Zarządzania UDT-CERT
poświadcza, że firma:

CHEMAR ARMATURA Sp. z o.o.

ul. Olszewskiego 6, 25-953 Kielce

wdrożyła oraz stosuje zintegrowany system zarządzania zgodny z normami

PN-EN ISO 9001:2009 , PN-EN ISO 14001:2005 , PN-N-18001:2004

Zakres certyfikacji:

Projektowanie i wytwarzanie armatury przemysłowej i zabezpieczającej wraz z urządzeniami napędowymi, sterującymi i rurociągowymi, realizowanie usług remontowych, serwisowych i diagnostyki technicznej oraz usług z zakresu obróbki mechanicznej, spawalnictwa, obróbki cieplnej, pokryć galwanicznych i prób ciśnieniowych. Produkcja odkuwek i zwężek zakuwanych.

Data udzielenia certyfikacji: 10.09.2012
Data wydania certyfikatu: 12.11.2012
Data ważności certyfikatu: 09.09.2015

Dyrektor Centrum Certyfikacji i Oceny Zgodności — Anna Gerymska

Prezes UDT — Marek Walczak

UDT-CERT, 02-353 WARSZAWA, UL. SZCZĘŚLIWICKA 34

Na bazie najwyższej jakości armatury produkowanej w spółce powstało większość istniejących instalacji w polskich elektrowniach. Jesteśmy największym producentem armatury wysokociśnieniowej w Polsce, a niezawodność naszych wyrobów, własny serwis, trwałość wyrobu, własna stacja prób parowych to atuty, które są znane i doceniane przez naszych odbiorców.

Produkcja nasza mieści się w granicach ciśnień nominalnych PN40 – PN630 bar, średnicach DN5 – DN400 mm, a biorąc pod uwagę przeznaczenie eksploatacyjne możemy ją sklasyfikować na zaporową, zaporowo-regulacyjną, regulacyjną, zabezpieczającą, wskazującą. Produkujemy również napędy elektromechaniczne oraz układy zdalnego sterowania armaturą wg projektu klienta. Najnowsze rozwiązania projektowe zasuw i zaworów przeznaczone są na parametry nadkrytyczne i sięgają parametrów pracy **Pmax = 774 bar** i **Tmax = 650°C**.

System Zarządzania Jakością

W oparciu o sugestie użytkowników ciągle dążymy do optymalizacji eksploatacyjnej naszych wyrobów. Doskonalenie produktu oraz wdrażanie nowych wyrobów jest stałą częścią naszej polityki zarządzania. Wdrożony Zintegrowany System Zarządzania Jakością według wymagań normy PN-EN ISO 9001:2009, PN-EN ISO 14001:2005 oraz PN-N18001:2004, gwarantuje spełnienie technicznych i jakościowych wymagań Klientów.

Usług Serwisowe

Zagadnieniami remontów, przeglądów, uruchomień, diagnostyki technicznej oraz nadzorów zajmujemy się od lat 90 ubiegłego wieku. Nasz potencjał pracowniczy, doświadczenie, dostęp do archiwalnych baz danych, dokumentacji oraz sprzęt i opracowane i zatwierdzone w UDT instrukcje, stawiają nasze usługi i doradztwo na najwyższym poziomie.

Oferujemy kompleksowe usługi oraz pomoc w zakresie remontów, przeglądów, modernizacji, renowacji, napraw i diagnostyki technicznej armatury przemysłowej i napędów, produkowanej przez spółkę na przestrzeni swojej 60-letniej działalności.

Strategia i perspektywy rozwoju

Dzisiejszy stan rozwoju spółek z naszej grupy daje z pewnością wiele powodów do satysfakcji i tworzy stabilny fundament do dalszych wyzwań. Plany zwiększenia sprzedaży wyrobów i usług w ciągu najbliższych lat wynikające z sytuacji w sektorze energetycznym zmuszają nas do intensywnego powiększenia zdolności produkcyjnych Spółki. Rozpoczęte inwestycje, jako kontynuacja podjętych działań rozwojowych Spółki, idą w kierunku optymalizacji procesów technologicznych.

Poprzez oferowanie swoim klientom wysokiej jakości produktów oraz usług serwisowych, pragniemy zwiększyć bezpieczeństwo, wydajność energetyczną oraz rentowność ich urządzeń i instalacji. Taki kierunek funkcjonowania, przejrzysta polityka spółki, ale również ochrona środowiska, bezpieczeństwo i higiena pracy, stanowi doskonały punkt odniesienia naszej działalności. Warto dodać, że wartości te dotyczą wszystkich spółek Grupy.

CHEMAR RUROCIĄGI
CHEMAR SERVICE
Engineering Prefabrication and Erection for Power Plants
CHEMAR ARMATURA

www.chemar-piping.pl
www.chemar-service.pl
www.armatura-chemar.pl

Innowacyjne urządzenia dla przemysłu

W sprzedaży **Świdnickiej Fabryki Urządzeń Przemysłowych** od 70% do 80% stanowi eksport. To zasługa dobrze zrealizowanych dotychczas kontraktów, gdyż nie ma lepszej reklamy niż dobrze wykonany produkt. Duże zamówienia pozyskiwane są obecnie z Wielkiej Brytanii, Belgii, Szwecji, Finlandii i Niemiec oraz z USA.

Historia świdnickiego zakładu sięga 1868 r., kiedy to Heinrich Främbs i Adolf Freudenberg założyli małą kuźnię wykonująca drobne usługi dla rolnictwa. Wzrost koniunktury spowodował przekształcenie zakładu w fabrykę maszyn, z odlewnią żeliwa i kotlarstwem – Frambs & Freudenberg, która w 1920 r. stała się największą fabryką w Świdnicy.

Lata 1965–90 to intensywny rozwój i rozbudowa zakładu, m.in. poprzez specjalizację w produkcji aparatury i urządzeń dla przemysłu cukrowniczego i chemicznego oraz pomp przemysłowych. W latach 1992–95, po przekształceniu przedsiębiorstwa państwowego Świdnickiej Fabryki Urządzeń Przemysłowych w Jednoosobową Spółkę Skarbu Państwa, rozpoczęła się jej restrukturyzacja.

W 1997 r. z części Fabryki wydzielono Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe i Produkcyjne ŚFUP SERVIS Sp. z o.o., które w 2003 r. wykupiło od syndyka pozostałą upadłą część przedsiębiorstwa.

– W roku 2012 podjęliśmy decyzję o powrocie do starej, historycznej nazwy firmy, co dało nam wiele nowych możliwości, bo ŚFUP był znaną i rozpoznawalną marką w kraju i za granicą – wspomina **Bogdan Bawiec**, Prezes Zarządu i Dyrektor Naczelny ŚFUP Sp. z o.o.

Cukrownictwo, chemia, energetyka i ochrona środowiska

ŚFUP Sp. z o.o. produkuje wyroby zarówno na indywidualne (jednostkowe) zamówienia wg projektów dostarczonych lub własnych oraz wyroby powtarzalne – krótkoseryjne, dostarczane regularnie stałym odbiorcom. W ofercie są m.in. urządzenia dla przemysłu spożywczego i cukrowniczego (aparaty wyparne, warniki, suszarnie, wapniarnie i piece wapienne, mieszalniki), urządzenia dla przemysłu chemicznego i petrochemicznego (mieszalniki, reaktory, filtry, wymienniki ciepła i wirówki), urządzenia dla ochrony środowiska i energetyki (podzespoły i elementy do spalarni śmieci, do zgazowywania i spalania biomasy, wymienniki ciepła, obudowy i ramy do generatorów prądu, kanały i rurociągi spalin, kompensatory, zasuwy i przepustnice), zbiorniki ciśnieniowe i bezciśnieniowe oraz urządzenia i podzespoły urządzeń ze stali węglowej, nierdzewnej i wysokostopowej o masie do 100 t; urządzenia dla przemysłu celulozowo-papierniczego oraz kadzie odlewnicze i formy metalowe do odlewania podkładów kolejowych, elementy konstrukcji spawanych ze stali węglowej, nierdzewnej i wysokostopowej.

– Obecnie cukrownie, które – podobnie jak elektrownie – były budowane ponad 30 lat temu, zaczynają wymieniać stare, kilkudziesięcioletnie urządzenie na nowe. Ponadto, ze względu na planowane w 2016 r. zniesienie w UE tzw. kwoty cukrowej, zwiększają swoją dotychczasową wydajność – ocenia sytuację w cukrownictwie prezes Bogdan Bawiec.

W tym sektorze na uwagę zasługuje udział ŚFUP jako generalnego wykonawcy kompletnej stacji pieca wapiennego 200 m^3 i wapniarni służącej do wypalania kamienia wapiennego i produkcji mleka wapiennego w zakładzie Nordzucker Cukrownia Opalenica. W zrealizowanej „pod klucz" w 2012 r. inwestycji zakres wykonanych przez ŚFUP prac obejmował projekt koncepcyjny i wykonawczy instalacji pieca wapiennego i wapniarni, wykonanie robót ziemnych i fundamentów pod piec wapienny i urządzenia, dostawę i montaż urządzeń, instalacji technologicznych, elektrycznych i automatyki, wykonanie wymurówki pieca i pozostałych prac budowlanych, przeprowadzenie rozruchu mechanicznego i technologicznego instalacji, oraz szkolenie obsługi i nadzoru pieca wapiennego.

– Inwestycja ta otworzyła nam drzwi do wielu europejskich cukrowni, choć najtrudniejszym kontraktem było dla nas wykonanie w 2013 r. dla Europejskiej Organizacji Badań Jądrowych CERN w Genewie niewielkiego, jeśli chodzi o rozmiary, ale „wielkiego" ze względu na wymagania techniczne porównywalne do tych przy budowie elektrowni jądrowej, zbiornika próżniowego do badań HMF – część instalacji kriogenicznej pracującej w ośrodku CERN – mówi **Władysław Ślasko**, dyrektor ds. handlu i marketingu.

– Za wykonane urządzenie o wymiarach 2,5 × 4,6 m i masie 4,8 t dostaliśmy pochwałę od odbiorcy i obecnie realizujemy kolejne zlecenia na ten specyficzny rynek – uzupełnia prezes.

W latach 2001–2014 ŚFUP wykonał ponad 20 aparatów wyparnych dla cukrowni polskich i europejskich. W tym roku już wykonano i zmontowano jeden aparat wyparny o powierzchni wymiany ciepła 7000 m^2 dla Cukrowni Örtofta w Szwecji, a obecnie wykonywane są dla grupy cukrowniczej Nordic Sugar AB: 4000 m^2 dla Cukrowni Chełmża i 5000 m^2 dla Cukrowni Säkylä (Finlandia). To urządzenia ciśnieniowe (rurowe wymienniki ciepła) o średnicach od 3-4,5 m i długościach całkowitych od 17 do ponad 23 m oraz masie od 50 t do ponad 90 t bez rurek grzewczych, których masa – w zależności od wielkości aparatu – wynosi 55–70 t, a montowane są na miejscu budowy urządzenia w cukrowniach.

Oprócz tradycyjnej produkcji urządzeń dla przemysłu cukrowniczego i spożywczego, które w przeważającej części są eksportowane do Finlandii, Niemiec, Rosji, na Białoruś, Litwę, Łotwę i Ukrainę, w ŚFUP Sp. z o.o. uruchomiono produkcję urządzeń dla segmentu energetyki i ochrony środowiska.

Portfolio ŚFUP obejmuje m.in. produkcję rusztów schodkowych do spalarni śmieci wykonywanych na zlecenie firmy belgijskiej, we współpracy z niemiecką firmą wykonywane są przepustnice i zasuwy stosowane w elektrowniach, systemach turbin gazowych, spalarniach odpadów i innych instalacjach przemysłowych, dla firm brytyjskich produkowane są elementy i urządzenia do zgazowywania i spalania biomasy oraz ramy pod agregaty prądotwórcze, a dla francuskiej – obudowy do generatorów prądu, które pracują m.in. w elektrowniach wiatrowych.

BOGDAN BAWIEC. Po skończeniu w 1974 r. Wydziału Mechaniczno-Energetycznego Politechniki Wrocławskiej rozpoczął pracę w Energomontażu Zachód. Początkowo był stażystą na budowie Elektrowni Dolna Odra, a następnie kierownikiem odcinka robót montażowych. W różnym charakterze uczestniczył w budowie Elektrowni Opole i Rybnik, Huty Miedzi Głogów i Huty Katowice oraz Cementowni Górażdże. Był kierownikiem zespołu budów we Wrocławiu i jego okolicach. Przez pewien czas był szefem produkcji w dyrekcji Energomontażu Zachód, następnie szefem zespołu budów w dawnym NRD. W latach 1993-98 był członkiem Zarządu i wiceprezesem Zarządu Energomontażu Zachód SA, a w latach 2000-2004 prezesem Zarządu Mostostal Dolny Śląsk Sp. z o.o. Od 2003 r. Prezes Zarządu i Dyrektor Naczelny ŚFUP.

Do tej pory ŚFUP wyprodukował już blisko 40 linii z wielkogabarytowymi rusztami schodkowymi do spalarni odpadów (jedna linia to 4-segmentowe ruszty spalania i ruszty zasilające o wymiarach 11 × 2,7 × 2,1 m, o łącznej masie ok. 120 t), z czego 70% trafiło do Chin. Są to elementy nowoczesnych instalacji, które nie tylko utylizują odpady, ale również odzyskują zawartą w nich energię i zamieniają ją na energię elektryczną i cieplną. Urządzenia te wykonywane były na zlecenie firm europejskich i są eksploatowane w krajach Europy Zach., m.in. w Szwecji i Wielkiej Brytanii, ale także poza Europą, przede wszystkim w Chinach i Katarze.

Obecnie rozpoczęta została budowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Białymstoku, dla którego ŚFUP jako poddostawca rozpoczął już produkcję rusztów schodkowych.

– *W minionych latach przychody z produkcji wyrobów dla energetyki i ochrony środowiska były większe niż z branży cukrowniczej, ale już w 2013 r. były porównywalne i tak będzie przez najbliższe 2–3 lata* – uważa prezes Bawiec.

Asortyment ze stali wysokostopowych – wyroby z „białej stali”

Według raportów i informacji rynkowych w Europie należy się spodziewać systematycznego wzrostu zapotrzebowania na wyroby ze stali nierdzewnych i wysokostopowych. A ponieważ budownictwo coraz chętniej sięga po stal nierdzewną przewiduje się, że rosnący trend będzie utrzymywał się w kolejnych latach. Prognozy umiarkowanego wzrostu dotyczą także innych branż stalochłonnych, jak motoryzacja, produkcja sprzętu gospodarstwa domowego oraz maszyn i urządzeń dla przemysłu papierniczego, spożywczego i chemicznego. Perspektywy na rok 2014 i lata następne są obiecujące.

– *Kiedy zauważyłem, że w większości wykonawcami wyrobów ze stali nierdzewnej są małe firmy, mające niewielkie powierzchnie oraz ograniczone możliwości jeśli chodzi o udźwig i wysokość podnoszenia, postanowiliśmy na tę produkcję przeznaczyć nową halę o powierzchni 4 tys. m^2, w której są dwie suwnice o udźwigu po 35 t. Nie ukrywam, że istotną rolę przy uruchomieniu tej inwestycji miała również cena materiałowa lokowanej tu produkcji: kilkakrotnie większa w porównaniu do tradycyjnej stali węglowej, co w oczywisty sposób przekłada się na wzrost wartości produkcji* – tłumaczy prezes.

– *Chcemy, aby udział stali nierdzewnej (głównie AISI 304L) i wysokostopowej w naszym asortymencie systematycznie wzrastał. Naszą ofertę kierujemy przede wszystkim dla przemysłu spożywczego, a więc cukrowni, mleczarni, browarów, gorzelni i zakładów przetwórstwa mięsnego oraz energetyki, które są zainteresowane produkcją wyrobów wysokiej trwałości, funkcjonalności i jakości* – mówi dyrektor ds. handlu i marketingu.

Prezes chwali bardzo dobrze rozwijającą się współpracę ze znanym w branży cukierniczej międzynarodowym koncernem, dla którego w latach 2013–2014 zaprojektowano i wykonano ze stali nierdzewnej już ponad 15 mieszalników bębnowych. A w planie na 2015 r. spodziewane jest powtórzenia zamówień na porównywalnym poziomie.

Wyroby te pracują w polskich i rosyjskich zakładach cukierniczych, a obecnie realizowany jest duży kontrakt, jakim jest zamówienie na piec do wypiekania ciastek dla Arabii Saudyjskiej.

Park maszynowy – nowe możliwości techniczne

Firma dysponuje halą o powierzchni ok. 27 000 m^2, co pozwala na produkcję elementów stalowych wielkogabarytowych o wymiarach 6,5 × 6,5 × 14 m i masie do 100 t. Hala składa się z 5 naw z suwnicami. Najwyższa z nich – o wysokości podnoszenia 15 m – jest wyposażona w suwnice o udźwigu 72 i 35 t.

W Świdnicy jest jedna z kilku w Polsce 8-wrzecionowa wiertarka numeryczna KOLB, na której wykonywane są dna sitowe z otworami o średnicy do 40 mm. W parku maszynowym na uwagę zasługują także wycinarka wodna z dużym stołem i dwiema głowicami oraz krawędziarka CNC.

W 2014 r. firma zakupiła nowoczesną wytaczarkę płytową sterowaną numerycznie firmy TOS VARNSDORF a. s. charakteryzującą się wysoką wydajnością, nowoczesnymi rozwiązaniami technicznymi oraz niezawodnością. Obecnie trwają prace montażowe tego centrum obróbczego – będzie to największa wytaczarka na Dolnym Śląsku. Jej uruchomienie planowane jest w czerwcu i umożliwi zrealizowanie zleceń podpisanych z dwiema skandynawskimi korporacjami w zakresie produkcji elementów i podzespołów dla przemysłu papierniczego. Ponad to ŚFUP Sp. z o.o. ma dobrze wyposażone laboratorium badań nieniszczących i kontroli pomiarowej, w tym własną pracownię RTG (kabiny XR o wymiarach 15,6 × 8 × 8,3 m i 10,8 × 7,4 × 8,3 m) oraz ramię kontrolno-pomiarowe FARO – współrzędnościowe urządzenie do weryfikacji dokładności wymiarowej produktów w 3D.

– *Park maszynowy pozwala także na świadczenie różnego rodzaju usług tech-*

nicznych, jak np. gięcia rur i kształtowników, automatycznego wypalania blach o grubości do 200 mm, wycinania na wycinarce wodnej różnych materiałów do grubości do 200 mm, wiercenia płyt sitowych, czyszczenia metodą strumieniowo–ścierną w komorze śrutowniczej oraz hydrodynamicznego zabezpieczenia antykorozyjnego powierzchni metalowych – uzupełnia **Zbigniew Wróbel**, dyrektor ds. techniczno-produkcyjnych.

Od 2005 r. ŚFUP Sp. z o.o. ma – zarejestrowany na prawie niemieckim – oddział w Dusseldorfie, który zatrudnia w kilku warsztatach ok. 40 pracowników, a od 2013 r. jest właścicielem warsztatu na terenie Niemiec specjalizujacego się w produkcji elementów dla infrastruktury drogowej i kolejnictwa. Obecnie ma on sporo zamówień z Deutsche Bahn na wykonanie ekranów dźwiękochłonnych stawianych wzdłuż torów kolejowych, po których pociągi jeżdżą z prędkością do 250 km/h.

Tak duży wzrost produkcji możliwy jest także dzięki posiadanym uprawnieniom i certyfikatom, jak: Certyfikat ISO 9001:2008 nadany przez TUV Rheinland, Certyfikat Zakładowej Kontroli Produkcji potwierdzający zgodność produkowanych konstrukcji wg klasy EX C4 zgodnie z EN 1090-2:2008 + A1 i Certyfikat DIN EN ISO 3834-2 o spełnieniu wymagań jakości w spawalnictwie nadany przez GSI SLV Berlin oraz Uprawnienia UDT na wytwarzanie i naprawę zbiorników ciśnieniowych i bezciśnieniowych oraz rurociągów technologicznych.

Cel: systematyczny rozwój i znaczący wzrost przychodów

ŚFUP Sp. z o.o. zatrudnia obecnie ponad 250 osób. Ma własne Biuro Konstrukcyjne zatrudniające inżynierów konstruktorów i projektantów: wysokiej klasy specjalistów wyposażonych w stanowiska komputerowe wspomagane niezbędnym oprogramowaniem, jak SolidWorks i AutoCAD, które oprócz podstawowego narzędzia do tworzenia dokumentacji konstrukcyjnej w 3D daje możliwość modelowania powierzchniowego. Wszystkie urządzenia projektowane przez Biuro Konstrukcyjne, które współpracuje z kilkoma zewnętrznymi biurami projektowymi, spełniają określone wymagania, normy i procedury, dając prawo, a zarazem obowiązek umieszczania na wyprodukowanych wyrobach znaku CE.

Zarówno sprzedaż jak i zatrudnienie w firmie systematycznie rośnie. O ile

w 2004 r. sprzedaż wynosiła zaledwie 4,8 mln zł, to w latach 2011–2013 r. była już na poziomie 50 mln zł, a w 2014 r. powinna wynieść 60 mln zł, co pozwoli – jak deklaruje prezes Bogdan Bawiec – za 4–5 lat osiągnąć sprzedaż wyrobów i usług na poziomie 100 mln zł.

Jerzy Bojanowicz

Mamy przyjemność poinformować o wejściu z dniem 8 kwietnia 2014 r. **REMAK S.A.** w skład Grupy Kapitałowej **Zarmen**.

Dzięki tej zmianie dotychczasowa oferta **Remak S.A.** w zakresie montaży, modernizacji i remontów urządzeń i instalacji dla obiektów energetycznych: kotłów parowych i wodnych wszystkich typów, rurociągów ciśnieniowych, elektrofiltrów i innych elementów technologicznych ulega znaczącemu poszerzeniu.

Jako członek Grupy **Zarmen** (www.zarmen.pl) oferujemy aktualnie poza dotychczasowym zakresem:

- Generalne Wykonawstwo oraz realizację inwestycji „pod klucz" dla przemysłu i energetyki,
- dostawę i montaż konstrukcji stalowych, kanałów spalin oraz urządzeń towarzyszących,
- dostawę i montaż instalacji elektrycznych, energetycznych oraz AKPiA.

Przedsiębiorstwo Modernizacji Urządzeń Energetycznych REMAK S.A.
ul. Zielonogórska 3, 45-955 Opole
Tel. +48 77 455 20 11, 448 72 10
Fax +48 77 455 98 50
e-mail: marketing@remak.com.pl
www.remak.com.pl

Nowe szaty bielskiej elektrociepłowni

W Zakładzie Wytwarzania Bielsko-Biała, w czerwcu 2013 roku został oddany do eksploatacji nowoczesny blok ciepłowniczy o parametrach eksploatacyjno-technicznych stawiających go wśród najlepszych jednostek energetycznych w kraju.

Historia Zakładu Wytwarzania Bielsko-Biała (ZBW) należącego do TAURON Ciepło sięga roku 1960. Wówczas została uruchomiona Elektrociepłownia Bielsko-Biała (EC1), w celu zastąpienia wielu lokalnych i przemysłowych kotłowni w tym mieście. Jej budowę zakończono w 1973 r. Wraz z Elektrociepłownią Bielsko-Północ (EC2) w Czechowicach-Dziedzicach wchodziła w skład Zespołu Elektrociepłowni Bielsko-Biała, który jako przedsiębiorstwo państwowe, w styczniu 1994 r., został przekształcony w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W grudniu 2001 r. miała miejsce inkorporacja w struktury Południowego Koncernu Energetycznego SA (od września 2012 r. – TAURON Wytwarzanie). W styczniu 2014 r. zakład został włączony w struktury TAURON Ciepło, zmieniając nazwę z Zespołu Elektrociepłowni Bielsko-Biała na Zakład Wytwarzania Bielsko-Biała.

EC Bielsko-Biała (EC1), przed oddaniem do eksploatacji nowej inwestycji, była źródłem o kolektorowym układzie pracy, gdzie zainstalowano 4 kotły energetyczne parowe: dwa typu OP120, jeden OP140, jeden OP230 oraz 3 turbozespoły: dwa typu TUK 25 (upustowo-kondensacyjne) i jeden TP 30 (przeciwprężny). EC Bielsko-Północ (EC2) to źródło, gdzie zainstalowany jest blok ciepłowniczy BC-50 z kotłem fluidalnym Ofz230 i dwa kotły ciepłownicze parowe olejowe typu OO70.

Czas teraźniejszy Zakładu Wytwarzania Bielsko-Biała TAURON Ciepło

Zakład Wytwarzania Bielsko-Biała produkuje ciepło i energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. Odbiorcą wyprodukowanej energii elektrycznej jest Krajowy System Elektroenergetyczny, natomiast ciepło sprzedawane jest jego dystrybutorowi w Bielsku-Białej – Przedsiębiorstwu Komunalnemu „Therma" Sp. z o.o. i dystrybutorowi w Czechowicach-Dziedzicach, którym jest Przedsiębiorstwo Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o.

Zainstalowana moc elektryczna w ZWB wynosi 105,8 MW, w tym w EC1 50,8 MW i EC2 55,0 MW. Zainstalowana moc cieplna w ZWB to 354,0 MWt, w tym EC1 182,4 MWt i EC2 172,0 MWt. W roku 2013 wyprodukowano 461 448 MWh energii elektrycznej (w EC1 136 432 MWh i EC2 325 016 MWh), a ciepła odpowiednio 2 411 655 GJ (EC1 1 318 160 GJ i EC2 1 093 495 GJ).

Paliwem podstawowym jest węgiel kamienny z polskich kopalń. Paliwami dodatkowymi – dla kotłów ciepłowniczych oraz dla bloków – są gaz oraz olej opałowy.

Zakład Wytwarzania Bielsko-Biała, zarówno EC1, jak i EC2, spełniają wszystkie aktualnie obowiązujące wymagania ekologiczne, w tym wymagania dyrektywy IED.

Porównanie Elektrociepłowni kolektorowej EC1 z Nowym Blokiem Ciepłowniczym EC1

		Elektrociepłownia kolektorowa EC1	Nowy Blok Ciepłowniczy EC1
Produkcja energii elektrycznej	[MWh]	203 000	
Produkcja ciepła	GJ	1 490 000	
Średnioroczna sprawność przemiany	%	63,27	89,64
Zużycie węgla	tys. ton	194	127
Emisja SO_2	ton	2256	163
Emisja NO_x	ton	804	191
Emisja pyłu	ton	340	15
Emisja CO_2	ton	341 956	216 912

Super blok w Bielsku-Białej

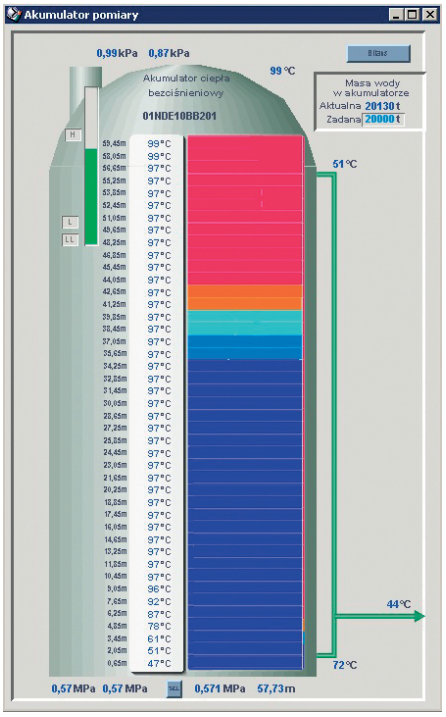
Nowoczesny blok ciepłowniczy o mocy 50 MWe i 106 MWt został przekazany do eksploatacji 26 czerwca 2013 r. Ta nowoczesna jednostka kogeneracyjna została wybudowana z wykorzystaniem najlepszych istniejących obecnie technologii (powstała w niespełna cztery lata – akt erekcyjny wmurowano 19 sierpnia 2010 r.). W grudniu 2009 r. została podpisana umowa między ówczesnym PKE, a Polimex-Mostostalem na jej budowę. Inwestycja w Bielsku Białej, której koszt sięgnął ponad 617 mln zł, stanowi kolejny zakończony projekt Grupy TAURON – wcześniej oddano do eksploatacji bloki na biomasę w Jaworznie (50 MW), Stalowej Woli (20 MW) i Tychach (40 MW). Trwa budowa nowego wysokosprawnego bloku energetycznego w ZW Tychy (będzie to jednostka o mocach 58,3 MWe i 86 MWt) oraz budowa turbogeneratora (50 MW) w ZW Nowa w Dąbrowie Górniczej.

– *Ta nowoczesna, o wysokich parametrach sprawnościowych jednostka, spełnia wszelkie normy ochrony środowiska i zapewnia naszym odbiorcom bezpieczeństwo energetyczne w zakresie dostaw ciepła i energii elektrycznej* – powiedział **Henryk Borczyk**, prezes zarządu TAURON Ciepło

W porównaniu z jednostkami dotychczas pracującymi w Bielsku-Białej nowy blok emituje zdecydowanie mniej zanieczyszczeń do powietrza (patrz ramka) Składa się z fluidalnego kotła parowego o wydajności ok. 220 t/h oraz turbiny przeciwprężnej o mocy ciepłowniczej 106 MWt i mocy elektrycznej 50 MWe.

Układ nawęglania przystosowany jest do dostaw węgla kamiennego wagonami samorozładowczymi typu Talbot. Możliwe jest jednoczesne rozładowanie 4 wagonów, pojemność bunkra szczelinowego – V > 900 m^3. Wydajność zawałowania węgla na składy i ładowania ze składów za pomocą ładowarko-zwałowarki wynosi 250 t/h. Układ transportowy węgla składający się głównie z przenośników taśmowych o wydajności 250 t/h jest zaprojektowany w układzie podwójnym (2 x 100%), w którym jedna nitka układu pracuje a druga pozostaje w rezerwie. Składowiska pozwalają na osiągnięcie zapasu magazynowego węgla rzędu 40 000 t. Wydajność układu została dobrana w sposób, który (przy zachowaniu funkcjonalności instalacji) pozwoli na maksymalne skrócenie czasu pracy poszczególnych elementów, ograniczając w ten sposób jego uciążliwość dla otoczenia (szacowany czas – 8 do10 h w ciągu doby nawęglanie pracuje pomiędzy godz. 6: 00 a 22: 00).

A oto parametry układu odpopielania i sorbentu. Popiół lotny wychwytywany w elektrofiltrze a także w lejach 2-ciągu kotła transportowany jest pneumatycznie do zbiornika retencyjnego o pojemności 2100 m^3. Popiół denny odebrany z komory paleniskowej jest kierowany na odsiewacz,



a stamtąd bezpośrednio lub poprzez kruszarkę do zbiornika pośredniego skąd jest transportowany pneumatycznie do zbiornika retencyjnego o pojemności 2100 m^3. Wywóz odpadów paleniskowych odbywa się cysternami samochodowymi lub kolejowymi. Sorbent (mączka kamienia wapiennego) dostarczany jest transportem kolejowym lub samochodowym i pneumatycznie rozładowywany do zbiornika retencyjnego o pojemności 900 m^3; ze zbiornika retencyjnego (transport pneumatyczny) sorbent podawany jest do zbiornika przykotłowego, a następnie do komory paleniskowej.

Unikalnym obiektem tej inwestycji jest nowoczesny akumulator ciepła o szczególnie wartych podkreślenia parametrach. Umożliwia osiągnięcie sprawności średniorocznej przemiany dla Bloku na poziomie 89%, co oprócz niskich kosztów jednostkowych zmiennych wytwarzania ciepła powoduje, że cała energia elektryczna jest kwalifikowana jako wytworzona w wysokosprawnej kogeneracji. Akumulator spełnia następujące zadania: zapewnia ciągłość pracy bloku przy małych potrzebach cieplnych w okresach przejściowych; ogranicza czas pracy kotłów szczytowych; pozwala maksymalizować produkcję energii elektrycznej w szczytach energetycznych; stanowi awaryjne źródło uzupełnienia sieci ciepłowniczej w przypadku jej awarii (pobór wody do 400 m^3). Oto podstawowe jego parametry: pojemność użytkowa – ok. 20 000 m^3, objętość całkowita zbiornika – 21 000 m^3, wysokość zbiornika – ok. 65 m, maksymalna temperatura wody dolotowej po stronie gorącej – 98ºC, temperatura wody sieciowej po stronie zimnej – 45–79ºC.

Dodatkowo, dla zaspokojenia szczytowych potrzeb ciepłowniczych, zamontowano dwa kotły szczytowe opalane gazem i olejem o łącznej mocy 78 MWt.

Blok ma kluczowe znaczenie dla systemu ciepłowniczego Bielska-Białej. ZWB pokrywa blisko 100% zapotrzebowania miasta i okolic na ciepło z systemu ciepłowniczego, toteż moc prezentowanego bloku została zaprojektowana zgodnie z lokalnym popytem.

Słowo o TAURON Ciepło

TAURON Ciepło wchodzi w skład Grupy TAURON, w której spółką dominującą jest TAURON Polska Energia SA, jedno z największych polskich przedsiębiorstw z kapitałem ok. 18 mld zł i zatrudniającym ponad 26 tys. pracowników.

TAURON Ciepło jest największym dostawcą ciepła na Górnym Śląsku i w Zagłębiu i zajmuje się wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii cieplnej. Spółka powstała 1 września 2011 r.. w wyniku połączenia dwóch przedsiębiorstw ciepłowniczych.

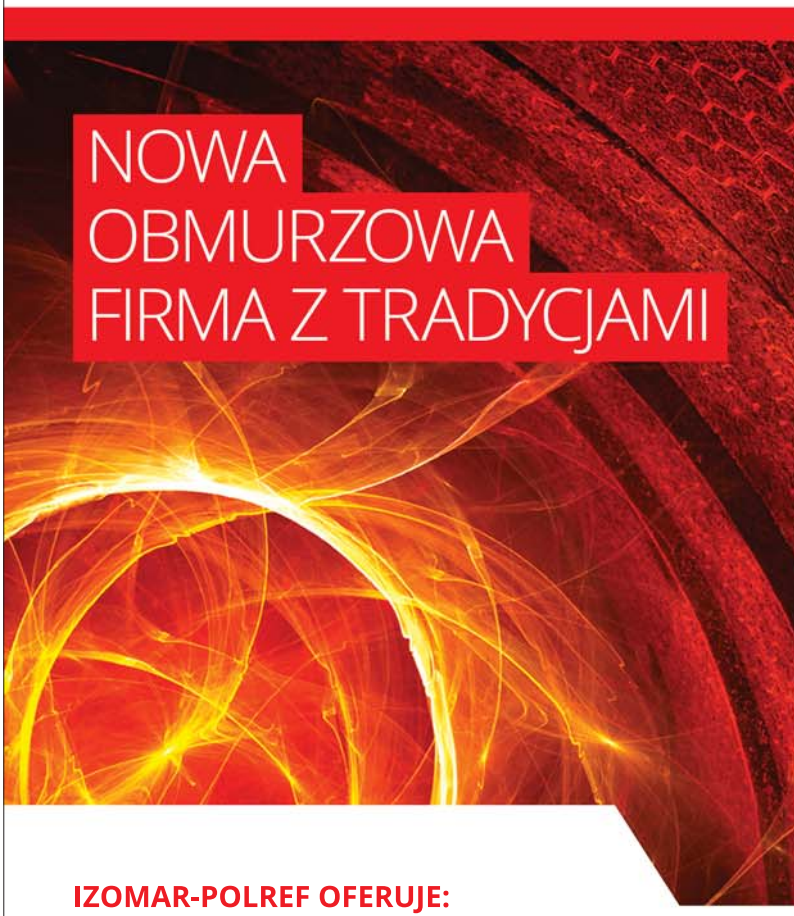
TAURON Ciepło sp. z o.o. zatrudnia obecnie ok. 2100 osób. W skład spółki wchodzą: ZW Katowice, ZW Nowa, ZW Tychy, ZW Kamienna Góra, ZW Bielsko-Biała oraz Obszar Ciepłowni Lokalnych. Łączna moc cieplna zainstalowana zakładów wytwórczych wchodzących w skład spółki, pochodząca z wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych, wynosi 1777 MW. Łączna długość sieci ciepłowniczej – ok. 1100 km. Poprzez 3700 węzłów cieplnych spółka dostarcza ciepło do ok. 200 tys. gospodarstw domowych, czyli ok. 700 tys. mieszkańców.

Najważniejsze dane liczbowe dotyczące spółki TAURON Ciepło sp. z o.o.

maj 2014

2354 MW	zamówionej mocy cieplnej
1777 MW_t/406 MW_e	mocy zainstalowanej
14,6 TJ/1,2 TWh	energii dostarczonej do klientów
3700	klientów obsługiwanych przez TAURON Ciepło

IZOMAR POLREF



IZOMAR-POLREF OFERUJE:

1. Kompleksową realizację projektów obmurzowych, w tym:
   - Inżyniering
   - Dostawa materiałów
   - Demontaż i montaż obmurza
   - Suszenie wstępne obmurza
   - Serwis gwarancyjny i pogwarancyjny
2. Montaż z materiałów powierzonych wraz z zarządzaniem projektem montażowym
3. Inżyniering, nadzory i doradztwo techniczne, w tym:
   - Rysunki techniczne, specyfikacje materiałowe, instrukcje montażu i suszenia, obliczenia i analizy cieplne z zastosowaniem metody elementów skończonych (MES)
   - Przeglądy obmurzy, ekspertyzy i planowanie zakresów i harmonogramów remontów w tym zakresie
   - Szczegółową inwentaryzację stanu obmurza i wykonanie dokumentacji technicznej na nośnikach elektronicznych dla obiektów i instalacji, które nie posiadają aktualnej dokumentacji

Oferujemy także współpracę z dostawcami urządzeń i instalacji już na etapie ich projektowania.

IZOMAR-POLREF SP. Z O.O.
ul Augustówka 24
02-981 Warszawa

tel. +48 22 3499 710
tel. +48 22 3499 781
info@izomar-polref.com

www.IZOMAR-POLREF.com

Rok założenia 1989

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

ZARZĄDZANIE JAKOŚCIĄ ISO 9001:2008 DEKRA certified

Realizacja inwestycji „pod klucz” | **Projekty elektrowni i elektrociepłowni** | **Modernizacje turbin parowych** | **Audyty energetyczne** | **Pomiary gwarancyjne**

NASZA OFERTA

Od chwili powstania **firma INWAT** prowadzi szeroki zakres specjalistycznych usług dla energetyki zawodowej przemysłowej oraz przemysłu związanego z energetyką w Polsce i za granicą. Przeprowadzamy m.in. modernizacje turbin i zabudowę nowych urządzeń, rozwiązując indywidualne problemy użytkowników, dotyczące optymalnego wykorzystania możliwości eksploatacyjnych elektrowni i elektrociepłowni. Prowadzimy prace projektowe w branży mechanicznej, elektrycznej i AKPiA. Wykonujemy pomiary cieplno-przepływowe bloków energetycznych dla potrzeb eksploatacji oraz pomiary odbiorowe i gwarancyjne.

Realizujemy „pod klucz” inwestycje dotyczące budowy:
- elektrowni i elektrociepłowni (układy kogeneracyjne), opalanych węglem, biomasą, paliwami gazowymi,
- instalacji do utylizacji odpadów komunalnych i przemysłowych.

W ramach realizacji inwestycji „pod klucz” prace prowadzimy w zakresie:
- opracowania koncepcji,
- opracowania studium wykonalności,
- wykonania projektów we wszystkich branżach,
- prace elektryczne i AKPiA
- dostawy urządzeń i armatury,
- prac budowlanych, montażowych i instalacyjnych,
- rozruchów urządzeń i szkolenia personelu.

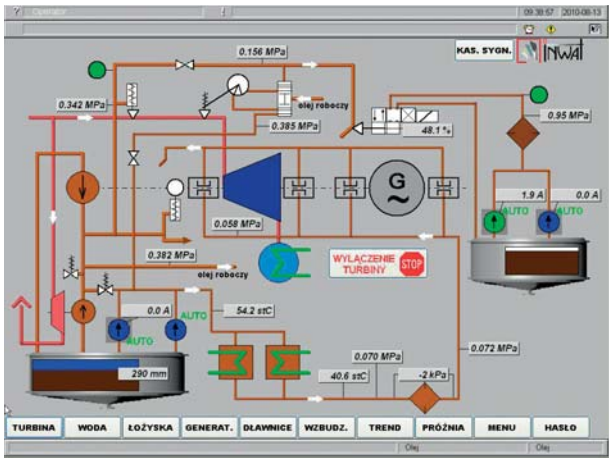
Zgodnie z potrzebami klienta uwzględniamy również wykorzystanie używanych turbin po uprzednim przeprowadzeniu niezbędnych modernizacji.

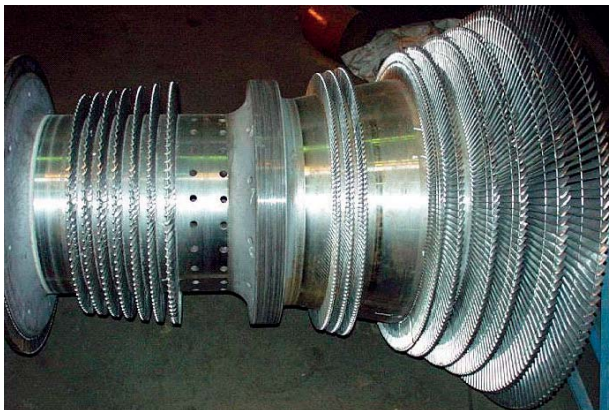
Projektujemy i wykonujemy zmiany modernizacyjne turbin parowych w zakresie:
- układów łopatkowych,
- przystosowywania turbin kondensacyjnych do pracy ciepłowniczej z „pogorszoną próżnią”,
- przystosowywania turbin do pracy z regulowanym upustem pary,
- układów regulacji i zabezpieczeń

Modernizacje układów regulacji turbin:
- zastępowanie przestarzałych technicznie układów regulacji nowoczesnymi systemami elektro-hydraulicznymi,
- opracowywanie algorytmów regulacji i oprogramowanie regulatorów,
- zmiany modernizacyjne istniejących układów regulacji, sterowania i pomiarów,
- kompleksowe dostawy urządzeń,
- prace montażowe,
- rozruchy, szkolenie obsługi
- serwisy gwarancyjne i pogwarancyjne.

Wyposażamy turbiny oraz instalacje pomocnicze w komputerowe systemy wizualizacji i nadzoru.

Wykonujemy projekty dla branży cieplno-mechanicznej, elektrycznej i budowlanej, a w szczególności:
- projekty rurociągów technologicznych dla wody i pary wodnej,
- projekty techniczne i dokumentacje warsztatowe kanałów spalin i powietrza,
- projekty członów ciepłowniczych, ich modernizacji i rozbudowy w elektrowniach i elektrociepłowniach,
- projekty instalacji zaworów bezpieczeństwa i innej armatury, zabezpieczenia antykorozyjne,
- projekty izolacji termicznej,





- instrukcje eksploatacji zaprojektowanych przez nas układów cieplnych, dokumentacje rejestracyjne dla potrzeb UDT na rurociągi,
- zbiorniki ciśnieniowe (wymienniki ciepła),
- projekty układów elektrycznych automatyki wraz z opracowaniem algorytmu sterowania i oprogramowaniem sterownika,
- projekty posadowienia podparć rurociągów, podestów do obsługi armatury, fundamentów do posadowienia urządzeń.

Wykonujemy badania cieplno-przepływowe, eksploatacyjne i gwarancyjne kotłów, turbin, pomp, wentylatorów oraz całych bloków energetyczny wraz z instalacjami pomocniczymi jak układy oczyszczania spalin (IOS, instalacje odazotowania spalin), układy odwadniania i magazynowania gipsu, układy podawania paliwa.
Wykonujemy remonty modernizacyjne, ekspertyzy, diagnostykę poawaryjną turbin.

Oferta prac z zakresu badań turbin parowych:
- gwarancyjne badania cieplno-przepływowe nowych turbin oraz po wykonanych modernizacjach i remontach,
- badania dla określenia wskaźników i charakterystyk eksploatacyjnych turbozespołu i całego bloku,
- określanie optymalnych warunków eksploatacji turbiny,
- badania dla ustalenia możliwości i zakresu zmian warunków eksploatacji turbiny,
- badania i ocena stanu technicznego i zapasu żywotności eksploatacyjnej,
- określenie optymalnych kryteriów rozruchu turbozespołu,
- okresowe pomiary diagnostyczne głównych urządzeń i instalacji

Opracowujemy specjalistyczne programy inżynierskie, wykonujemy obliczenia wytrzymałościowe, cieplne i przepływowe maszyn i urządzeń energetycznych oraz ich elementów.
Posiadamy certyfikat dla eksploatacji i prac remontowych.

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.

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

PREFEROWANY PARTNER NA KAŻDE ŻĄDANIE

Cztery filary dają stabilny fundament

MULTiSERWIS

Multiserwis Sp. z o.o. partnerem na lata

Od ponad 23 lat Multiserwis Sp. z o.o. bierze udział w przemianach na polskim rynku izolacji przemysłowych. Rozszerzając zakres swojej działalności o prace rusztowaniowe, produkcję konstrukcji i płaszczy ochronnych z blach dla izolacji, Spółka stała się poszukiwanym partnerem dla kompleksowej realizacji zadań w energetyce, przemyśle chemicznym i petrochemicznym.

Multiserwis, zatrudniając obecnie ponad 2800 pracowników na budowach w całej Europie z przychodami w 2013 roku na poziomie 453 mln PLN, jest największym w Polsce przedsiębiorstwem w branży izolacji termicznych i rusztowań przemysłowych.

Przynależność do jednego z największych na świecie koncernów BILFINGER, działającego w branży serwisu przemysłowego, pozwoliła na poszerzenie zakresu dotychczasowych usług o nowe technologie i branże. Priorytetem wszelkich działań przedsiębiorstwa Multiserwis jest bezpieczna i terminowa realizacja zadań przy zachowaniu wysokiej jakość usług oraz z zachowaniem rzetelnej i etycznej obsługi naszych Klientów, co potwierdzają pozyskane referencje.

Multiserwis Sp. z o.o. po przyłączeniu firm BIS Plettac oraz odkupieniu od Bilfinger Industrial Services Polska wydzielonej części przedsiębiorstwa w zakresie izolacji przemysłowych i fasad (dawniej BIS Izomar) zbudowała bardzo silną i unikatową organizację do kompleksowej obsługi swoich Klientów począwszy od inżynieringu, poprzez dostawy, zarządzanie projektem, realizację i serwis w pełnej palecie świadczonych usług.

Nasza oferta

Model biznesowy oparty na czterech filarach zapewnia Naszym klientom pełną obsługę inwestycji w zakresie:
- izolacji przemysłowych, akustyki i fasad,
- produkcji komponentów do izolacji przemysłowych,
- usług rusztowaniowych,
- usług montażowych w budownictwie.

Wybierając naszą firmę pozyskujecie Państwo silnego partnera gwarantującego kompleksowość świadczonych usług, rzetelność kupiecką i profesjonalne wsparcie techniczne.

Zapraszamy do współpracy.

Multiserwis Sp. z o.o.

ul. Prudnicka 40
47-300 Krapkowice
Tel.: +48 77 40 09 100-101
Fax: +48 77 40 09 106
sekretariat.multiserwis@bilfinger.com
www.multiserwis.com.pl

Biuro techniczno-handlowe

ul. Domaniewska 50a
02-672 Warszawa
jerzy.ozdoba@bilfinger.com
Tel.: +48 603 794 200

Oddziały firmy plettac RUSZTOWANIA
ul. Jana Pawła II 23
63-500 Ostrzeszów
tel. +48 62 59 59 100
fax +48 62 59 59 209

Niemcy
Weidenauer Str. 60, 57076 Siegen
Tel.: +49 271 77 24 028
Fax: +49 271 77 24 039

Austria
Graumanngasse 7, 1150 Wiedeń
Tel.: +43 189 28 829
Fax: +43 189 28 966

Luxemburg
2, Rue Hiel, 5220 Sandweiler
Tel.: +352 26 35 05 27

Szwajcaria
Hauptstrasse 32, 5070 Frick
Tel.: +41 62 871 06 06
Fax: +41 62 871 06 07

Od ciepłowni do elektrowni

Istniejąca od 1974 r. Elektrociepłownia Zielona Góra stanowi wizytówkę przemian polskiej energetyki od czasu transformacji do chwili obecnej, zarówno w dziedzinie przekształceń własnościowych, technologicznych, jak i zarządzania czy ochrony środowiska. Przeszła udaną transformację – od energetyki węglowej do gazowej. Zakres prowadzonej działalności odróżnia ją od funkcjonowania typowej elektrociepłowni – nie tylko produkuje energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, ale jest właścicielem sieci ciepłowniczej czyli zajmuje się przesyłem i dystrybucją ciepła, rozliczeniami z odbiorcami końcowymi. Ponadto eksploatuje napowietrzną linię elektroenergetyczną 220 kV.

W okresie budowy zielonogórska EC znajdowała się w strukturach Zaodrzańskich Zakładów Przemysłu Metalowego „ZASTAL", potem należała kolejno do dwóch przedsiębiorstw energetyki cieplnej, a w latach 1978–1991 była jednostką organizacyjną Zakładu Energetycznego w ramach Zakładów Energetycznych Okręgu Zachodniego.

Nowe czasy

Na początku zmiany ustroju, w 1991 r., EC Zielona Góra stała się przedsiębiorstwem państwowym, a w dwa lata później, w ramach komercjalizacji, jednoosobową spółką Skarbu Państwa czyli akcyjną.

– Uległ zmianie system zarządzania, można mówić o drugich narodzinach przedsiębiorstwa. Stworzyliśmy sekcję księgowo-finansową, dział personalny, dotąd dysponowaliśmy jedynie służbami techniczno-remontowymi. Trzeba było nadać formy organizacyjne działalności restrukturyzacyjnej, modernizacyjnej i inwestycyjnej. W 1995 r. wydzieliliśmy ze struktury EC Zielona Góra pracowniczą spółkę remontową (ECeRemont), w której zachowaliśmy udziały – mówi **Marian Babiuch**, Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny EC „Zielona Góra" S.A.

Następnie, w wyniku kolejnych przekształceń i zmian własnościowych (prywatyzacja w 2001 r., 45% akcji zakupiło Konsorcjum ZEW Kogeneracja i Dalkia Termika, w 2009 r. nastąpiło połączenie Zielonogórskiej Energetyki Cieplnej z EC), w lutym 2012 r. EC weszła do Grupy Kapitałowej EDF.

Przedsiębiorstwo przeżyło kilka etapów budowy i rozbudowy bloku węglowego, który w 1986 r. składał się z 4 kotłów parowych, 6 kotłów wodnych, 1 turbozespołu parowego upustowo-przeciwprężnego o mocy 10,5 MW; drugi o mocy 12,87 MW powstał w 1996 r. W międzyczasie inwestowano w urządzenia i obiekty towarzyszące, modernizację i rozbudowę obiektów gospodarki wodnej i nawęglania.

MARIAN BABIUCH, Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny Elektrociepłowni „Zielona Góra" S.A. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, mgr inż. elektryk. Pełni ponadto funkcje Prezesa Zarządu Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, Prezesa Zarządu Lubuskiego Towarzystwa na Rzecz Rozwoju Energetyki, Wiceprezesa Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Wiceprezesa Zarządu Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska. Doradca Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki. Menedżer roku 2004, laureat nagrody Gwiazda Energetyki 2008.

– Dzięki drugiemu turbozespołowi (to była pierwsza w Polsce inwestycja komercyjna w nowe moce), zwiększyliśmy przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z 5 do blisko 30%, dotąd żyliśmy z ciepła – wspomina Marian Babiuch. *– Ale rynek się kurczył, mijał czas stałej ceny, rozliczenia były na podstawie pomiaru licznika, a nie od metrażu, odbiorcy zaczęli oszczędzać, w efekcie obecnie sprzedajemy mniej ciepła niż wówczas.*

Budowa BGP i kotłowni gazowo-olejowej

W latach 90. w regionie zachodniej Polski odkryto znaczne złoża gazu ziemnego zaazotowanego. Zarząd Elektrociepłowni podjął prace nad koncepcją wykorzystania złóż lokalnych gazu do produkcji energii elektrycznej i cieplnej w wysokosprawnym i ekologicznie czystym źródle pracującym w skojarzeniu np. bloku gazowo-parowym (BGP). Analizy określiły optymalną moc elektryczną rzędu 190 MWe oraz moc cieplną ok. 95 MWt. Już na przełomie lat 1994/93 rozpoczęto prace koncepcyjne dotyczące budowy tego bloku. Konieczne było zawarcie umowy z PSE, przeszkodził temu strajk służb remontowych i spór z pracownikami trwający do listopada 1997 r. Umowę przedwstępną podpisano w 1998 r., a kontrakt długoterminowy został zawarty w styczniu 2001 r.

– Zapowiedziano zmianę ustawy eliminującą możliwość zawierania kontraktów długoterminowych, pozostawiając ją tym podmiotom, które już podjęły procesy inwestycyjne – informuje szef EC „Zielona Góra". *– Mieliśmy umowę przedwstępną z PSE, która spełniała ten wymóg. W kwietniu podpisaliśmy umowę z PGNiG na dostawy gazu. Słowem mógł ruszyć proces inwestycyjny, projekt BGP był gotowy. Cennej pomocy w realizacji tego przedsięwzięcia udzielili nam prof. Marian Miłek, ówczesny wiceminister skarbu państwa, Stanisław Iwan, w tym czasie wojewoda lubuski i nieżyjący już Józef Pupka, wówczas prezes wrocławskiej Kogeneracji. Problemem było zdobycie pieniędzy na wkład własny wynoszący co najmniej 10% inwestycji. Wyłożył je inwestor EDF. Ogłosiliśmy przetarg na generalnego wykonawcę, zostało nim konsorcjum firm Elektrim-Megadex i Enprima Engineering. W kwietniu 2002 r. zawarliśmy umowę kredytową. Koszt budowy BGP piętnastokrotnie przekraczał wartość księgową EC, opiewał na 550 mln zł (obecnie wyniósłby zapewne ok. 1 mld zł). Zamknięcie finansowania było jednoznaczne z rozpoczęciem inwestycji – budowa ruszyła w lipcu. Trwała dwa lata, przebiegała nadzwyczaj sprawnie, nie przekroczono kosztów, nie zdarzył*

się ani jeden wypadek. W tym roku mija 10 lat od rozpoczęcia pracy bloku. Powiem wprost: gdyby on nie powstał, z końcem 2004 r. stracilibyśmy płynność finansową, ta inwestycja zapewniła firmie dalsze istnienie. I w tym kontekście dodam, że była to inwestycja będąca owocem najbardziej udanej prywatyzacji w polskiej energetyce.

Zaangażowanie inwestycyjne EC „Zielona Góra", oprócz budowy bloku, objęło modernizację Głównej Stacji Zasilania w Leśniowie, budowę w rekordowym czasie dwóch miesięcy napowietrznej linii elektroenergetycznej do tej stacji z Elektrociepłowni (blisko 20 km), która jako pierwsza w Polsce ulokowana została na słupach rurowych. Energia elektryczna trafia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Dostawy paliwa zapewniło PGNiG z nowopowstałej kopalni gazu Kościan-Brońsko 100 km rurociągiem. Jej zasoby sięgają 30 mld m^3, BGP spala 360 mln m^3 rocznie. Prezes Babiuch zapewnia, że wszystko funkcjonuje bez zarzutu, nigdy nie było problemów z dostawą gazu. I dodaje z satysfakcją, że poprzez budowę rurociągu do EC ZG gazownicy zamknęli pierścień sieci gazu zaazotowanego w zachodniej Polsce.

Kolejną, zrealizowaną przez Spółkę w lipcu 2012 r. inwestycją, była budowa kotłowni gazowo-olejowej. W miejsce czterech kotłów węglowych zamontowano nowoczesne kotły gazowo-olejowe – 5 wodnych o łącznej mocy 160 MWt oraz jeden parowy (7 MWt). Uruchomienie tych kotłów pozwoliło w maju 2013 r. wyłączyć trwale urządzenia wytwórcze bloku węglowego (kotły i turbozespoły) łącznie z urządzeniami towarzyszącymi, takimi jak pompy zasilające, zbiorniki wody zasilającej, urządzenia nawęglania czy odżużlania, itd. EC „Zielona Góra" stała się jedną z pierwszych w Polsce elektrociepłowni zawodowych, która zrezygnowała całkowicie ze spalania węgla.

Zamierzenia

Szerokie pole działań EC Zielona Góra nie ograniczające się tylko do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, to układ ekonomicznie optymalny. Poprzednio straty spółki samorządowej na przesyle ciepła stanowiły przychód Elektrociepłowni, obecnie jako właścicielowi sieci tworzy jej koszty. Toteż modernizuje sieć, wymienia rury na preizolowane. Spełnia unijne normy w dziedzinie ochrony środowiska z wyprzedzeniem. Już dzisiaj rzeczywista emisja gazów cieplarnianych z EC ZG jest znacząco niższa od określonej przepisami UE, które będą obowiązywały od 1 stycznia 2016 r. Zielonogórska EC jest najbardziej ekologiczną elektrociepłownią w skali całego kraju.

– *Obecnie sprzedajemy znaczną ilość energii elektrycznej, przychody lokują nas w pierwszej 5. największych elektrociepłowni w Polsce (85% ze sprzedaży energii elektrycznej, 13% z ciepła)* – twierdzi Marian Babiuch. – *Zasilamy mniej niż połowę całego rynku ciepła Zielonej Góry. Ten stan rzeczy wynika z tego, że w latach 50. i 60. nie budowano sieci, do lat 70. dominowały lokalne kotłownie. Dążymy do pozyskania rynku wtórnego, ale to wymaga inwestycji ze strony odbiorcy. Prowadzimy w tej kwestii rozmowy z władzami miasta. Nowe obiekty budowlane (rynek pierwotny), zgodnie z Ustawą o efektywności energetycznej, są podłączane do naszej sieci*.

EC Zielona Góra uzyskała dofinansowanie ze środków unijnych na modernizację i przebudowę systemu ciepłowniczego w Zielonej Górze, na kwotę ponad 36 mln zł (we wrześniu 2011 r. podpisano umowę z NFOŚiGW). Realizowana inwestycja przyczyni się m.in. do obniżenia strat energii powstającej w procesie dystrybucji ciepła, co wpłynie na oszczędność energii pierwotnej, a także zmniejszenie emisji CO_2. Jej zakończenie jest planowane na koniec 2015 r. Elektrociepłownia przygotowuje koncepcję dalszej modernizacji sieci, wystąpi o dofinansowanie ze środków z nowej perspektywy budżetowej.

Słowo o energetyce

Pytam Prezesa Mariana Babiucha o jego ocenę polityki energetycznej kraju, stanu tego sektora gospodarki i jego przyszłości.

– *To temat na wielodniowe seminarium* – odpowiada. – *Zatem ograniczę się do kilku uwag, spostrzeżeń. Mamy do czynienia ze stanem zawieszenia, nie dostrzegam wizji rozwoju rodzimej energetyki, a jej nie da się oderwać od zdefiniowania celów całej gospodarki. Jestem zwolennikiem inwestowania we wszystkie nośniki energii. Należy budować nowe bloki na węgiel kamienny i brunatny. Celowe jest rozsądne rozwijanie OZE, w szczególności energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, ale one nie zapewnią nam bezpieczeństwa energetycznego. Spójrzmy na sytuację u naszego zachodniego sąsiada. W Niemczech gdy wieje wiatr powstaje nadwyżka mocy, gdy nie wieje, pojawia się problem. Ale dramatu nie ma – ich konwencjonalne elektrownie dysponują dużą mocą, mało kto wie, że spalają rocznie 180 mln t węgla brunatnego, trzy razy więcej niż w Polsce. Budują kolejne bloki na to paliwo, a my jesteśmy niezdecydowani. Uważam, że nie powinno się rezygnować z budowy elektrowni jądrowej; ona zapewni nam również wzrost bezpieczeństwa energetycznego. Pojawia się problem finansowania. Jestem przekonany, że gdy ma się dobry projekt, wolę, determinację to środki się znajdą. Przykładem, choć koszt inwestycji jest w znacznie mniejszej skali, jest moje doświadczenie związane z budową BGP w naszej Elektrociepłowni. Wielu kolegów wątpiło w szanse realizacji tego przedsięwzięcia.*

Kolejna kwestia to uregulowania prawne. Poważnym problemem jest brak stabilności prawa, czego przykładem chociażby „zamieszanie z biomasą". Można zmniejszyć wsparcie, ale nie nagle i to trzykrotnie. Producenci biomasy znaleźli się na skraju bankructwa. Takie przykłady niekonsekwencji można by mnożyć. Natomiast z satysfakcją przyjmuję zmianę nastawienia władz do kogeneracji. Reasumując, popieram dywersyfikację źródeł energii elektrycznej.

AU

Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w drugim półroczu 2014 r.

L.p.	Termin	Nazwa imprezy	Miejsce	Organizator
1.	16–18 wrzesień	27 Międzynarodowe Energetyczne Targi Bielskie ENERGETAB 2014	Bielsko-Biała	IGEiOŚ i ZIAD
2.	październik 2014 – styczeń 2015	Szkolenie zawodowe „Energetyka – podstawy wiedzy”	Gliwice	IGEiOŚ, Politechnika Śląska
3.	październik – styczeń 2015	Szkolenie zawodowe „Energetyka – podstawy wiedzy”	Warszawa	IGEiOŚ, Politechnika Warszawska
4.	10 październik termin rezerwowy – 17 październik	XI Konferencja „Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec – doświadczenia i perspektywy”	Sulechów	IGEOŚ, LTnREE, E.ON edis energia Sp. z o.o.
5.	październik	Konferencja „Energetyka na węglu brunatnym”		IGEiOŚ
6.	14–17 październik	Międzynarodowe Targi Ochrony Środowiska POLEKO w Poznaniu	Poznań	IGEiOŚ i MTP
7.	październik (od 20)	Polsko-Amerykański Okrągły Stół Energetyczny	Warszawa	IGEiOŚ, MG
8.	29–30 październik	V Targi Utrzymania Ruchu, Planowania i Optymalizacji Produkcji MAINTENANCE	Kraków – Hala EXPO	IGEiOŚ i easyFairs Poland Sp. z o.o.
9.	listopad	Konferencja „Budowa nowego bloku w Elektrowni Jaworzno”	Jaworzno	IGEiOŚ i Tauron Wytwarzanie O/Jaworzno
10.	listopad	Seminarium dla dyżurnych inżynierów ruchu		IGEiOŚ
11.	grudzień	Spotkanie integracyjne wigilijno-noworoczne	Warszawa	IGEiOŚ

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

Walne Zgromadzenie Izby

XXII Walne Zgromadzenie Sprawozdawcze Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, zwołane zostało, na mocy uchwały Zarządu, na dzień **11 czerwca 2014 r. o godz. 13: 00.**

Miejscem Walnego Zgromadzenia będzie sala konferencyjna Sherzo w Hotelu Mercure Warszawa Centrum, ul. Złota 48/54, w Warszawie.

W przypadku braku kworum ustalony został II termin Walnego Zgromadzenia na dzień 1 czerwca 2014 r. o godz. 13: 15.

Proponowany porządek dzienny Walnego Zgromadzenia:

- Sprawozdanie Zarządu z działalności Izby w 2013 r.,
- Sprawozdanie finansowe za 2013 r. obejmujące:
  – Wprowadzenie do Sprawozdania Finansowego; Bilans; Rachunek zysków i strat; Informacja dodatkowa,
- Opinia niezależnego biegłego rewidenta,
- Wybory uzupełniające do Zarządu Izby oraz Komisji Rewizyjnej,
- Wykonanie preliminarza za 2013 r. i projekt preliminarza na 2014 r.,
- Program działania IGEiOŚ w 2014 r.,
- Stanowisko i wnioski Komisji Rewizyjnej za 2013 r.

* * *

Zgodnie z wieloletnią tradycją Zarząd Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska postanowił zorganizować **SPOTKANIE INTEGRACYJNE** członków i sympatyków Izby w dniu **11 czerwca 2014 r. w Hotelu Mercure Warszawa Centrum, ul. Złota 48/54, w Warszawie**. Spotkanie rozpocznie się po Walnym Zgromadzeniu Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska o godz. 15: 30, w restauracji „Symfonia” Hotelu Mercure Warszawa Centrum.

Mamy nadzieję, że jak co roku wydarzenie to stanie się okazją do zgromadzenia szerokiego grona polskich energetyków, przedstawicieli przemysłu oraz przedsiębiorstw usługowych i stworzy możliwość nawiązania kontaktów między członkami i sympatykami Izby, a także będzie doskonałą okazją do rozmów w nieformalnej atmosferze na temat oczekujących polską energetykę wyzwań i szans ich wykorzystania.

EXPOPOWER 2014

W Poznaniu, w dniach 13–15 maja 2014 r., odbyła się kolejna edycja **Międzynarodowych Targów Energetyki EXPOPOWER**. Targi te to inicjatywa Międzynarodowych Targów Poznańskich, która powstała w wyniku rozmów i bliskiej współpracy z partnerami z branży energetycznej. Intencją organizatorów było stworzenie nowoczesnych targów w pełni dostosowanych do potrzeb rynku gdzie spotkają się czołowi przedstawiciele sektora energii. Na targach Expopower i Greenpower można było zobaczyć najnowsze produkty i technologie elektroenergetyczne, a także zapoznać się z najlepszymi praktykami w zakresie nowoczesnej oraz bezpiecznej energetyki i elektrotechniki.

Wystawcy zaprezentowali swoją najnowszą ofertę między innymi: rozdzielnice w izolacji gazowej, programy do projektowania instalacji odgromowych, przyrządy do pomiaru strat dielektrycznych, detektory termoluminescencyjne, mobilne systemy pomiarowe przekładników napięciowych, trójfazowe przekładniki prądu, zestawy fotowoltaiczne do podgrzewania wody, mikrofalowniki czy monitoringi instalacji PV. Na stoiskach wystawców można było dowiedzieć się m.in. jak na co dzień mniej płacić za prąd, jaki rodzaj źródła oświetlenia wybrać – LED, świetlówkę, lampę żarową a także jakie są trendy w oświetleniu drogowym. Wśród wystawców targów Expopower i Greenpower były między innymi: ABB, Mikronika, Elektromontaż Poznań S.A., Elektrobudowa S.A., ENEA S.A., ENEA Operator, ENEA Wytwarzanie, Energobud Leszno, BHU SA, Eneos, Energomiar, Jean Muller Polska, Siba, ZPUE S.A., Asket, Dehn, SMA, H. Cegielski-Poznań S.A., Remor, Selfa, Fronius International Solar, Omikron, Ratechna UAB czy Solar-log.

Nasza Izba wraz z PTPiREE i SEP od samego początku objęła targi EXPOPOWER swoim patronatem i wystąpiła na nich tradycyjnie po raz kolejny ze swoim stoiskiem kolektywnym. Na wspólnym stoisku wystawiały się firmy-członkowie Izby: Energoaparatura S.A. oraz Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. Jak zwykle stoisko Izby tętniło życiem i było przedmiotem dużego zainteresowania zarówno zwiedzających jak i wystawców.

TAURON
POLSKA ENERGIA

Liczy się
ENERGIA

Przyłącz się do nas!

www.tauron-pe.pl

Konferencja naukowo-techniczna w KGHM Lubin

Nowe technologie oczyszczania gazów w energetyce

Licznie przybyli specjaliści z Polski, a także z USA, Niemiec i Rumunii uczestniczyli w konferencji naukowo-technicznej, jaka odbyła się 27 maja br. w Lubinie na temat nowej technologii oczyszczania gazów w energetyce i ciepłownictwie. W energetyce i ciepłownictwie szczególnie ważna jest redukcja emisji CO_2, SO_2, NO_x i związków rtęci. Jej organizatorami byli: **Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, Ciech S.A.**, **United Conveyor Corporation** oraz **Energetyka sp. z o.o.** należąca do grupy kapitałowej **KGHM Polska Miedź**. Obrady odbywały się w dużej sali konferencyjnej budynku KGHM przy stadionie Zagłębia Lubin, a na placu parkingowym przed stadionem umieszczony był kontener z urządzeniami firmy UCC gdzie dokonywano prezentacji innowacyjnej technologii oczyszczania gazów.

Konferencję otworzył, a potem przez wiele godzin sprawnie prowadził **Ryszard Popowicz**, zastępca Dyrektora Generalnego IGEiOŚ. Uczestników konferencji – w imieniu gospodarza, czyli KGHM – bardzo serdecznie powitał **Bronisław Rybka**, wiceprezes Zarządu spółki Energetyka.

Ochrona środowiska unijnym priorytetem

Pierwszym referentem był **Wojciech Orzeszek**, „Energoprojekt-Warszawa" S.A., który w ciekawej i przystępnej formie przedstawił aktualne przepisy oraz nowe unijne wymagania m.in. dla gazów wylotowych w energetyce i ciepłownictwie oraz omówił podejmowane przez UE kierunki strategii zmierzającej do skutecznego egzekwowania programów unijnych w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego. Wojciech Orzeszek obszernie poinformował o treści przepisów oraz przedstawił harmonogram ich wprowadzania w życie. Należy się spodziewać, że w kolejnych latach do 2019 roku, ostatecznie wejdą w życie nowe uregulowania prawne UE, które jednoznacznie zobligują producentów energii elektrycznej i cieplnej do respektowania bardzo wysokich wymagań stawianych wytwórcom energii w aspekcie ochrony środowiska.

Tzw. konkluzje BAT dla dużych źródeł spalania opublikowane zostały w czerwcu 2013 roku i dotyczą obiektów o mocy cieplnej w paliwie do 50 MWt i większych objętych dyrektywą 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych. Będzie to skutkować dla krajowej energetyki bezwzględną koniecznością m.in. zwiększenia efektywności procesu odsiarczania spalin przy spalaniu węgla.

Według danych pomiarowych – uzyskanych i opublikowanych przez Głównego Inspektora Ochrony Środowiska – w 2012 roku na przeważającej części obszarów Polski nie są dotrzymywane normy jakości powietrza według wymogów nowych standardów emisyjnych przyjętych przez UE do realizacji w najbliższym pięcioleciu. Propozycja w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów spalania (o mocy cieplnej w paliwie 1–50 MWt) tzw. Dyrektywa Medium Combustion Plants (MCP) opublikowana została 18 grudnia 2013 roku.

Istnieje duże i realne ryzyko mogących wystąpić trudności, związanych z nieprzestrzeganiem zarówno tej, jak i innych dyrektyw, w jednostkach opalanych węglem brunatnym, czy kamiennym. W tym ostatnim przypadku chodzi o węgiel o podwyższonej zawartości siarki oraz rtęci. Problemem może okazać się też dotrzymywanie standardów w ciepłowniach komunalnych. Jest wysoce prawdopodobne, iż liczenie – jak do tej pory – na derogatywy, w wyniku których nastąpią kolejne przesunięcia w czasie wdrożenia unijnych dyrektyw może okazać się wysoce złudne. Taka strategia podejmowana przez niektóre firmy sektora energetycznego może po prostu doprowadzić do likwidacji produkcji energii z instalacji niespełniających określonych prawem standardów, gdyż firmy nie otrzymają zezwolenia na eksploatację tych urządzeń.

Referent przestrzegł również, że nie należy spodziewać się, że właśnie standardy emisji pyłu – z projektu dyrektywy MCP – ulegną złagodzeniu, biorąc pod uwagę fakt, iż zostały wprost przeniesione z wcześniej już dokonanej zmiany zapisów protokołu z Goeteborgu.

Strategia rozwoju źródeł wytwarzania energii dla dużych źródeł spalania, z uwzględnieniem aspektów dostosowania do zaostrzonych wymagań wynikających z projektu BAT i projektu dyrektywy MCP, które – należy się spodziewać – będą miały charakter wiążący na przełomie 2018/2019 r. będzie obowiązywać już naszą energetykę krajową za najdalej 5 lat. A skoro w większości jest ona oparta na węglu respektowanie tych standardów wymaga już dziś podjęcia stosownych decyzji, co do kierunku inwestycji proekologicznych w sektorze elektroenergetycznym. W związku z wprowadzeniem zaostrzonych wymogów emisyjnych i eksploatacyjnych (w tym dotyczących też zwiększenia sprawności wytwarzania) dla obiektów, urządzeń i instalacji opartych na węglu oraz wprowadzeniem nowych obowiązków w kontekście emisji rtęci, HCL, HF, N_2O, CO, NH_3 oraz jakości ścieków z IOS należy już teraz zdecydować się na modernizację starych lub budowę nowych systemów gwarantujących spełnianie proekologicznych wymagań.

Wojciech Orzeszek zadeklarował w imieniu Energoprojekt-Warszawa współpracę i daleko idącą pomoc w opracowaniu strategii dla poszczególnych podmiotów w energetyce w celu wdrożenia efektywnych proekologicznych programów modernizacyjnych.

Optymalnie wykorzystać atuty

Konsumenci znają napój pod nazwą Blue Sky Organic Soda. Jednak następna prezentacja mająca na celu zaawizowanie przedsięwzięcia Blue Sky nie dotyczyła oczywiście przemysłu spożywczego, ale możliwości wykorzystania sody jako... sorbentu w sektorze energetycznym. **Piotr Cieślak** z Ciechu S.A. skupił się na przedstawieniu grupy chemicznej Ciech – jednego z liderów europejskiego rynku chemicznego. Firmy od 65 lat obecnej na rynku. Zakres działalności Ciech S.A. wraz ze spółkami zależnymi obejmuje produkcję, handel i dystrybucję chemikaliów oraz działalność usługową związaną z kompleksową obsługą rynku krajowego i zagranicznego. Główna część prezentacji poświęcona była aktualnym przekształceniom firmy i planom jej rozwoju na przyszłość.

Zakup w 1996 roku krajowego kompleksu sodowego, składającego się z Inowrocławskich Zakładów Chemicznych Soda Mątwy i Janikowskich Zakładów Sodowych Janikosoda okazał się trafną inwestycją i stanowi obecnie core business Grupy Chemicznej Ciech. Zakłady zapewniają Grupie m.in. pozycję lidera rynku sody kalcynowanej i znaczącą obecność w europejskiej branży chemicznej. Segment sodowy przynosi 40% przychodów Grupie Chemicznej Ciech S.A. Dzięki czemu jest ona jednym z największych producentów sody w Europie. Firma – jak zaznaczył referent – jest jedynym producentem sody kalcynowanej w Polsce, a łączne zdol-

ności produkcyjne fabryk w Inowrocławiu i Janikowie wynoszą 1,2 mln ton. Pozostałe dwie fabryki należące do Ciech S.A.: w Niemczech i Rumunii dysponują potencjałem wytwórczym na poziomie 0,57 i 0,43 mln ton rocznie. Udział ilościowy Grupy Ciech w rynku sody kalcynowanej w Polsce sięga niemal 100%, w Europie wynosi ok. 15%, a na rynku światowym ok. 4%. W tej sytuacji następuje aktywizacja w obszarach gdzie można zagospodarować główny produkt grupy – sodę. Stąd też podjęcie decyzji o nawiązaniu współpracy z United Conveyor Corporation.

Soda – efektywny sorbent dla energetyki

Węglan sodu tradycyjnie używany jest m.in. do wyrobu szkła oraz papieru. Jest stosowany także w przemyśle chemicznym, w tym farmaceutycznym. Okazuje się jednak, że dwutlenek siarki w gorącym strumieniu spalinowym reaguje z wstrzykiwanym sorbentem tzn. technicznym węglanem sodu, w związku z tym sorbent w postaci węglanu sodu może znaleźć zastosowanie w urządzeniach proekologicznych w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach. Temu ostatniemu zagadnieniu poświęcone były zatem kolejne wystąpienia. Pierwszy referat na ten temat wygłosił **Joan Norman**, reprezentujący United Conveyor Corporation. Pokrótce przedstawił firmę UCC i stosowane przez nią techniki DSI, odnoszące się do usuwania tlenków siarki z gazów spalinowych przez wstrzykiwanie strumienia sody jako suchego sorbentu. Tego typu iniekcja suchego sorbentu jest nowym rozwiązaniem technologicznym w stosunku do obecnych konwencjonalnych systemów IOS. Dzięki skuteczności usuwania dwutlenku siarki, prostocie w zastosowaniu i niezawodności eksploatacji urządzeń nowa metoda ma szanse na szersze upowszechnienie, gdyż – zdaniem referenta – **jest atrakcyjna z uwagi na wydajność procesu eliminacji SO_2 i niezawodność w eksploatacji**.

Nowe opatentowane rozwiązania

Przedstawiciele UCC poinformowali też o nowej opatentowanej i już sprawdzonej niezawodnej technologii znacznie obniżającej koszty eksploatacji oraz stopień kontroli emisji suchego sorbentu iniekcji. Innowacyjne rozwiązanie lanc podających sorbent zapobiega zbrylaniu się sorbentu i konieczności zatrzymywania pracy instalacji celem jej przeczyszczenia. Z kolei zastosowanie nowego, opatentowanego typu młynu o nazwie VIPER Mill, zmniejsza wielkość cząstek sorbentu, przyczyniając się do zwiększenia skuteczności usuwania SO_2, SO_3 i HCL.

Po tej części referatów odbyła się przerwa w obradach. W jej trakcie uczestnicy konferencji zapoznali się z mobilnym kontenerem z urządzeniami do odsiarczania spalin metodą zaproponowaną przez UCC. Po prezentacji przystąpiono do referowania kolejnych zagadnień. **Tomisław Kozubik** z przedsiębiorstwa „Energetyka" Sp. z o.o. omówił plany odnośnie ochrony środowiska, w należących do firmy elektrociepłowniach w Lubinie, Polkowicach, Głogowie i Legnicy, gdzie spalany jest węgiel kamienny. Plany dotyczące spełniania wielkości emisji spalin zawartych w dyrektywie IED należy zrealizować w stosunku do instalacji oczyszczania spalin w trzech elektrociepłowniach już w 2014, a w przypadku EC-4 Legnica w 2019 roku. Firma podejmuje działania zmierzające do poprawy odpylania spalin, redukcji SO_2 i NO_x poprzez optymalizację procesu spalania, modernizację lub wymianę instalacji odpylania, budowę instalacji odsiarczania spalin oraz instalacji redukującej NO_x.

Tomisław Kozubik zaznaczył, że jako kryterium wyboru będą brane pod uwagę: cena instalacji, jej koszt eksploatacji oraz nakłady finansowe związane z zagospodarowania odpadów, powstających w trakcie pracy instalacji. W efekcie musi zostać wybrana do realizacji najefektywniejsza instalacja zapewniająca jednocześnie standardy emisyjne określone dyrektywą IED (2010/75/UE).

Przedstawione zostały też aktualne plany Ciech S.A. odnośnie ochrony środowiska w elektrociepłowniach Innowrocław i Janikowo. W kontekście określonych potrzeb dotyczących emisji spala-

Fot. Inga Anacka – „Energetyka" sp. z o.o.

nia, zainteresowanie wzbudziły informacje **Connera Coxa** z UCC o już pracujących w USA demonstracyjnych (mobilnych) oraz stałych instalacjach techniki DSI w oparciu o sorbent sodowy. Zabrał głos także **Douglas S. Basler**, dyrektor UCC, podkreślając, że cieszy się, że technologia DSI testowana w Polsce, usuwając siarkę ze spalin powstających przy spalaniu węgla, przyczynia się do poprawy czystości powietrza.

Testy naukowców

Badania i wyniki z dozowania kwaśnego węglanu sodu do kotła OR-50, opalanego węglem kamiennym – zainstalowanego w ZG Energetyka w Lubinie i kotła OP-110 zainstalowanego w Soda Polska Ciech w Inowrocławiu przedstawił **Jacek Zgóra** z Politechniki Wrocławskiej. W wyniku tychże badań określono skuteczność suchego odsiarczania spalin (prawie 100% redukcja tlenków siarki). W trakcie testów kwaśny węglan sodu podawany był do kanału spalinowego w różnych ilościach i w różnych miejscach. Zaznaczył, że lepsze wyniki dozowania sorbentu na kotle OR-50 uzyskano w kanale wspomaganym filtrem workowym.

Przeprowadzone testy potwierdziły prawidłowość konfiguracji zestawu urządzeń DSI produkcji UCC Chicago, zapewniających suche odsiarczanie spalin wylotowych. Zastosowany sorbent (kwaśny węglan sodu) prowadzi do znacznej redukcji SO_2 w spalinach kotłowych powstających ze spalania węgla kamiennego w kotłach energetycznych. Uzyskano także dodatkowe potwierdzenie redukcji HCL oraz NO.

W toku badań stwierdzono, że znaczący wpływ na skuteczność procesu odsiarczania ma ilość dozowanego sorbentu do kanału spalin, lokalizacja dysz rozpylających, a także znalezienie optymalnego „okna temperaturowego". Osiągnąć to można po dokonaniu badania rozkładu prędkości spalin w kanale spalin metodą siatkową oraz kształtowania się stężeń spalin w jego przekroju, a także poprzez pomiar rozkładu temperatur spalania w planowanym miejscu dozowania sorbentu.

Analiza wyników przeprowadzonego testu potwierdziła także zasadność zabudowy filtra tkaninowego na drodze spalin kotłowych pomiędzy kotłem, a kominem. Potwierdziły to testy wykonane na kotle OR-50. Uzyskano dzięki temu zwiększenie stopnia redukcji SO_2 i innych zanieczyszczeń gazowych poprzez dodatkową reakcję na tzw. placku filtracyjnym.

Inicjatywa zorganizowania konferencji – skonstatował **Marian Bosowski**, zastępca Dyrektora Generalnego IGEiOŚ – okazała się potrzebna. Konieczność wyboru optymalnych rozwiązań proekologicznych dla energetyki węglowej w Polsce wymaga bardzo dobrego rozpoznania innowacyjnych technologii. A probierzem stopnia zainteresowania ze strony energetyków była nie tylko wysoka frekwencja, ale – co cieszy organizatorów konferencji – bardzo aktywny udział jej uczestników w obradach.

Marek Bielski

Energetyka na świecie

EUROPEJSKIE STATYSTYKI WYKORZYSTANIA ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH

Ostatnie dane opublikowane przez Eurostat wskazują, iż udział energii ze źródeł odnawialnych w bilansie zużycia energii w UE w 2012 roku wzrósł do 14,1%, w porównaniu do 8,3% w 2004 roku. Większość państw członkowskich znacząco zbliżyła się do zakładanych celów, realizując działania zgodnie z krajowymi planami (ang. National RES Action Plans). Dobre rezultaty mogą wynikać z mechanizmów wspierania odnawialnych źródeł energii stosowanych w poszczególnych krajach. Szybki rozwój energetyki odnawialnej powoduje, że niezbędne staje się dostosowanie narzędzi wsparcia do zmniejszających się kosztów zielonej generacji oraz na potrzeby ułatwienia integracji odnawialnych źródeł energii na rynkach energii.

Podczas gdy w okresie 2004–2012 wskaźnik udziału energii ze źródeł odnawialnych w łącznym zapotrzebowaniu całej UE wzrósł średnio o 5,8%, to Szwecja, Dania oraz Austria osiągnęły znacznie lepsze wyniki. Przykładowo, w Szwecji udział zielonych źródeł w całkowitym zapotrzebowaniu na energię wyniósł 51%. Szwecja, ale też Estonia i Bułgaria, już w 2012 roku osiągnęły swe cele na rok 2020, wynoszące odpowiednio 49%, 25% i 16%. W tym samym okresie Czechy, Litwa oraz Rumunia znacząco zbliżyły się do wartości swoich wskaźników, które wynosiły odpowiednio 13%, 23% i 24%.

Państwa, które radzą sobie najsłabiej to Malta (1,4%w stosunku do celu 10%), Luksemburg (3,1% w stosunku do 11%), Wielka Brytania (4,2% w stosunku do 15%) oraz Holandia (4,5% w stosunku do 14%). Komisja Europejska ostrzega, że o ile większość państw członkowskich osiągnęła lub przekroczyła w 2010 roku wartości wskaźników przewidziane na lata 2011–2012, to bez dodatkowych bodźców nie zrealizują one finalnych celów dla roku 2020.

EurelectricDaily News – 21.03.2014

NOWE CELE ZWIĄZANE Z PRODUKTYWNOŚCIĄ WYKORZYSTANIA ZASOBÓW

W roku 2012 Komisja Europejska utworzyła Europejską Platformę Efektywności Zasobów (EREP), której powierzyła zadanie wypracowania wytycznych do poprawy efektywności wykorzystania zasobów w gospodarkach UE. W składzie tej czasowej organizacji znaleźli się komisarze UE, europarlamentarzyści oraz przedstawiciele biznesu, organizacji międzynarodowych i środowisk naukowych.

31 marca EREP opublikowała końcowe rekomendacje. Główne zalecenie jest takie, aby w okresie do roku 2030 jako cel przyjąć wskaźnik produktywności zasobów na poziomie minimum 30%. EREP podkreśla znaczenie efektywnego wykorzystania zasobów, jako strategii radzenia sobie z rosnącą presją na zasoby naturalne oraz budowy bardziej prężnej gospodarki europejskiej. Gospodarka w przyszłości ma być zrównoważona, nakierowana na ponowne wykorzystywanie zasobów i produktów, odzyskiwanie odpadów oraz mniejsze zużycie surowców pierwotnych. Wzrost gospodarczy nie będzie budowany na wzroście zużycia surowców naturalnych lecz poprawie produktywności.

Szczegółowe rekomendacje przyjęte przez Platformę stanowiły uzupełnienie do wytycznych przedstawionych w czerwcu 2013 roku. Dotyczyły one nowych modeli biznesowych (m.in. wydłużających życie produktu), zwiększonej odpowiedzialności producentów w obszarze odpadów, kształtowania postaw konsumenckich, rozwoju zatrudnienia, finansowania przekształceń gospodarczych oraz miar odzwierciedlających wykorzystanie zasobów środowiska.

EurelectricDaily News – 14.04.2014

UZALEŻNIENIE OD ZEWNĘTRZNYCH DOSTAW SUROWCÓW

Ograniczenie uzależnienia od importu surowców energetycznych było jedną z najważniejszych kwestii dyskutowanych podczas obrad Rady Europejskiej w dniach 20-21 marca b. r. Stanowisko UE jest takie, że zależność musi być zmniejszona, aby ograniczać związane z nią ryzyka. Zależność energetyczna wpływa na ceny energii oraz konkurencyjność przemysłu, oddziałuje także na politykę zagraniczną. Jeśli teraz nie zostaną podjęte odpowiednie działania, do 2035 roku uzależnienie UE od zewnętrznych dostawców sięgnie 80% rodzimego wydobycia ropy i gazu. W ocenie Przewodniczącego Rady, Hermana van Rompuy'ego, panaceum stanowić może wspólny rynek energii.

Odnosząc się do działań w obszarze dywersyfikacji dostaw gazu, Rada wskazała na potrzebę promowania importu gazu skroplonego LNG oraz dostaw z rejonu Morza Kaspijskiego i państw Bliskiego Wschodu, w ramach tzw. korytarza południowego. Rada obawia się, że gdy kryzys gospodarczy w Europie dobiegnie końca i zapotrzebowanie na gaz istotnie wzrośnie, przedsiębiorcy z UE będą zmuszeni konkurować o surowiec na drogich rynkach Azjatyckich.

Infrastruktura LNG w Europie jest mało rozwinięta. Przykładowo Niemcy nie posiadają żadnego terminalu, polegając wyłącznie na dostawach poprzez gazociągi. Uzależnienie Niemiec od zakupów gazu od Rosji wynosi 39%, podczas gdy średnio w UE jest to 30%. Szacuje się, iż w przypadku zakłóceń, zapasy gazu zabezpieczą zapotrzebowanie UE na okres trzech miesięcy. Nawet jeśli wykorzystane zostaną alternatywne drogi dostaw poprzez gazociągi Północny, Jamalski i Błękitny Potok, państwa południowo-wschodniej Europy oraz Włochy odczują skutki zakłóceń.

EurelectricDaily News – 03.04.2014

INTELIGENTNE SIECI – POTRZEBNA WSPÓŁPRACA POMIĘDZY OPERATORAMI SIECI

V edycja warsztatów na temat inteligentnych sieci, organizowanych przez Eurelectric, poświęcona została współpracy między operatorami sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Przedstawiciele operatorów, regulatorów i politycy konfrontowali swe opinie w kwestiach technicznych, wymiany danych, oddziaływania na popyt oraz instrukcji sieciowych. Warsztaty tego typu organizowane są od 2012 roku. Ich celem jest identyfikacja potrzeb regulacyjnych na rzecz dalszego rozwoju inteligentnych sieci.

Właściwe przepisy prawne na poziomie krajowym uznawane są za kluczowe do umocowania spółek dystrybucyjnych i przesyłowych do realizacji nowych zadań oraz do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Ważny jest też odpowiedni dostęp do infor-

macji. W większości państw UE spółki dystrybucyjne nie dzielą się danymi z operatorami systemów przesyłowych, a czasami nie gromadzą wymaganych danych, z uwagi na wysokie koszty inwestycji w systemy informatyczne. Argumentowano, że koszty związane z budową narzędzi do zarządzania danymi powinny obciążać te podmioty, które finalnie będą korzystać z danych, to jest dostawców energii. Uczestnicy wskazywali, że programy bodźcowe tworzone przez organy regulacyjne muszą w większym stopniu wykorzystywać dane z rynku.

EurelectricDaily News – 09.04.2014

KOMISJA EUROPEJSKA PRECYZUJE ZASADY STOSOWANIA DOKUMENTÓW REFERENCYJNYCH

Projekt aktualizacji Dokumentu referencyjnego w zakresie najlepszych dostępnych technik dla dużych obiektów spalania (BREF LCP), opublikowany został w sierpniu ubiegłego roku. Po zatwierdzeniu, ten akt prawny, powołany na podstawie Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych, regulował będzie zasady udzielania zezwoleń na działanie przedmiotowych instalacji. Jak dotąd do projektu skierowanych zostało ponad 8000 komentarzy od państw członkowskich, przedstawicieli przemysłu oraz organizacji pozarządowych.

Dokumenty referencyjne są podstawowym narzędziem wdrażania przywołanej wyżej dyrektywy. Zawierają one najbardziej aktualne informacje na temat rozwiązań, które mogą byś stosowane w celu zmniejszenia lub ograniczenia ilości emisji oraz szkodliwego wpływu instalacji na środowisko. Akty te określają ponadto wartości graniczne emisji. Przyjęty decyzją Komisji Dokument referencyjny stanowi podstawę dla władz krajowych do określenia warunków uzyskiwania pozwoleń na eksploatację instalacji. Termin wdrożenia wszystkich wymagań wynosi 4 lata.

W odniesieniu do już istniejących obiektów Dyrektywa przewiduje pewne odstępstwa od rygorów Dokumentów referencyjnych, stwarzając możliwość dostosowania ich funkcjonowania do nowych pułapów limitów emisyjnych. W szczególności, jeśli państwa członkowskie tak zdecydują, mogą opracować plan dostosowawczy na lata 2016–2020, udzielić zezwolenia na pracę instalacjom o przewidywanym czasie pracy do 17 500 godzin w okresie 2016–2023, do 2019 roku, odstąpić od zezwoleń dla instalacji w małych izolowanych systemach oraz dla wybranych lokalnych instalacji cieplnych – do 2022 roku.

EurelectricDaily News – 07.04.2014

DETALICZNE RYNKI ENERGII – KONFERENCJA EPIA I SEDC

19 marca, Stowarzyszenie Europejskiego Przemysłu Fotowoltaicznego (EPIA) oraz Koalicja na rzecz Inteligentnego Popytu na Energię (SEDC) zorganizowały konferencję poświęconą wzmocnieniu roli odbiorców na rynkach energii elektrycznej.

W ocenie EPIA, mimo upływu 20 lat od przyjęcia przez UE pierwszej dyrektywy regulującej, działanie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, biznes i gospodarstwa domowe nie korzystają jeszcze w pełni z liberalizacji. Zmiany można zaobserwować na rynku hurtowym, ale odbiorcy końcowi wciąż mają ograniczone możliwości jeśli chodzi o redukcję i kontrolę kosztów energii. Konsumenci potrzebują lepszego dostępu do usług, które umożliwią im stanie się aktywną częścią rynków oraz obniżenie kosztów poprzez wykorzystanie mechanizmów zarządzania popytem i mikrogeneracji. Odbiorcy mogliby stawać się producentami energii na swe własne potrzeby, co byłoby stosunkowo łatwe przy wsparciu tzw. pośredników.

Przedstawiciele usługodawców w zakresie systemów zarządzania energią wskazywali, że dotąd problem stanowił brak zrozumienia a nawet zainteresowania odbiorców finalnych kwestiami dotyczącymi dostaw. Materia wydawała się skomplikowana, brakowało danych na temat zużycia, a ceny energii były relatywnie niskie. Sytuację mogłyby poprawić ulgi podatkowe z tytułu ograniczenia emisji węgla. Innym pomysłem są kooperatywy, które rozwijają się szybko w Wielkiej Brytanii, Hiszpanii czy Holandii. Organizacje te mają charakter spółdzielni, ich członkowie są równocześnie odbiorcami i producentami energii oraz dzielą się wypracowanymi zyskami.

EurelectricDaily News – 25.03.2014

ZIELONE POSADY – SZANSE I WYZWANIA W ELEKTROENERGETYCE

Tak zwane „zielone posady" (ang. greenjobs) dają szanse na wzrost zatrudnienia w różnych sektorach, w szczególności w sektorze elektroenergetycznym. Są to jednak miejsca pracy wymagające pod względem bezpieczeństwa, ochrony zdrowia oraz potrzebnych umiejętności. Źle zarządzane mogą stwarzać zagrożenia dla pracodawców i pracowników. W tym kontekście, Europejska Agencja ds. Bezpieczeństwa i Higieny Pracy (EU-OSHA) opublikowała raport poświęcony ryzykom związanym z nowymi technologiami w perspektywie 2020 roku oraz w marcu tego roku zorganizowała warsztaty dedykowane tej tematyce.

Według definicji stosowanej przez Komisję, zielone miejsca pracy to takie, które zależą od środowiska albo też są tworzone, zastępowane czy redefiniowane w procesie przekształcania gospodarki na bardziej przyjazną środowisku. Szacuje się, że do 2020 roku w UE będzie ponad milion takich miejsc pracy. Najszybszy wzrost zatrudnienia przewiduje się w energetyce solarnej, wiatrowej i wykorzystującej biomasę. Kluczowe czynniki wzrostu identyfikowane w tym obszarze to wzrost gospodarczy, wartości ekologiczne i innowacje technologiczne.

EurelectricDaily News – 02.04.2014

OBOWIĄZKOWA KOMPENSACJA PRZYRODNICZA

W roku 2011 Komisja Europejska przyjęła strategię w celu zastopowania strat w bioróżnorodności w perspektywie roku 2020. Przegląd strategii zaplanowany został na rok bieżący. W roku 2015 powinna zostać uruchomiona inicjatywa „No Net Loss" (NLL), której celem jest uniknięcie pogłębiania się strat w środowisku naturalnym poprzez wykorzystanie mechanizmów kompensacji przyrodniczej. Rekomendacje z opracowanego na zlecenie Komisji raportu mówią o tym, iż kompensacja powinna obowiązkowo obejmować wszystkie przedsięwzięcia, które powodują znaczące straty dla środowiska naturalnego oraz jego korzystnego oddziaływania.

NNL zasadza się na hierarchii działań, w której priorytetem jest unikanie niekorzystnego wpływu na bioróżnorodność, następnie ograniczanie negatywnych oddziaływań – tych których nie można było uniknąć, a ostatecznie przeprowadzanie kompensacji przyrodniczej w zakresie tzw. wpływu rezydualnego. Celem jest uniknięcie starty środowiskowej netto, a jeśli to możliwe uzyskanie korzyści netto.

W ocenie ekspertów, kwestie związane z kompensacją przyrodniczą powinny zostać uregulowane na poziomie UE, na przykład dyrektywą ramową. Zakres przepisów nie może ograniczać się do budownictwa i przemysłu wydobywczego, ale powinien także obejmować rolnictwo, rybołówstwo i leśnictwo.

EurelectricDaily News – 16.04.2014

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin

(Zadanie 1 Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii)

1. Wprowadzenie

Rośnie znaczenie w produkcji elektryczności i ciepła niektórych rodzajów technologii źródeł odnawialnych, głównie wiatru i energii słonecznej. W Polsce dostrzegany jest także energetyczny potencjał różnego rodzaju biomasy. Mimo to, oraz pomimo przewidywanego zwiększenia udziału w bilansie energetycznym technologii jądrowych i gazowych, w najbliższym 30 leciu kondensacyjne bloki węglowe pozostaną zapewne w Polsce ważnymi technologiami wytwarzania elektryczności. Ich efektywność (sprawność wytwarzania, dyspozycyjność i niezawodność, elastyczność eksploatacji) będzie miała decydujące znaczenie dla sprostania wymaganiom UE w zakresie dekarbonizacji procesów wytwarzania energii. Z tego powodu rozwój technologii węglowych spełniających kryteria ekologiczne, ekonomiczne i eksploatacyjne pozostaje ważnym zadaniem nauki i przemysłu. Waga tego problemu wzrasta, jeśli uwzględnić wiek polskich instalacji energetycznych.

Z kierunkiem poszukiwania nowych technologii węglowych ściśle wiąże się tematyka CCS (wychwytu, transportu i składowania) CO_2. Mimo wielu kontrowersji zdynamizowanie procesu dekarbonizacji wytwarzania elektryczności jest istotnym elementem polityki energetycznej UE. W przedstawionej *Energy Roadmap 2050* [1] zakłada się wyeliminowanie emisji dwutlenku węgla w procesach produkcji elektryczności i ciepła do 2050 r. Scenariusze formułowane przez inne instytucje i organizacje w mniejszym lub większym stopniu przedstawiają zbieżne stanowiska z sugestiami UE w sprawie sposobów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i związanych z tym zmian struktury technologicznej [2-6]. Ten stan rzeczy ma istotne konsekwencje dla rozwoju technologii energetycznych, stwarza przy tym istotne problemy dla polskiej energetyki i gospodarki (zob. np. [7]). Z tego też powodu rośnie zaintersowanie nowymi rozwiązaniami w grupie technologii paliw kopalnych. Jest to spowodowane:

- Wzrastającą świadomością, że istotna redukcja emisji gazów cieplarnianych może mieć ważne znaczenie dla uniknięcia zmian klimatycznych.
- Przekonaniem, że istotna zmiana emisji nie może być osiągnięta nagle, przez zmianę paliw, czy technologii. Warto wziąć, bowiem pod uwagę fakt, że gospodarka światowa obecnie opiera się głównie na wykorzystaniu paliw kopalnych (85%). Nagła zmiana tej sytuacji wymaga czasu. Punkt wyjścia Polski jest jeszcze bardziej dramatyczny. Technologia CCS oferuje rozwiązanie dla procesów energetycznych i przemysłowych zanim inne technologie nie osiągną stanu dojrzałości komercyjnej.
- Wynikami obliczeń z wykorzystaniem stosowanych obecnie modeli termodynamiczno-ekonomicznych wskazujących, że do i poza 2030 rok technologia CCS może być efektywną ekonomicznie opcją redukcji emisji CO_2.

W okresie krótko i średnioterminowym ważnymi zadaniami jest także poszukiwanie i zastosowanie przedsięwzięć zapewniających wzrost sprawności, niezawodności i elastyczności cieplnej instalacji energetycznych paliw kopalnych (co ma istotne znaczenie dla szerszego wprowadzenia źródeł odnawialnych do systemu energetycznego i efektywnej eksploatacji) przy jednoczesnym spełnieniu wymogów ochrony środowiska. Ten obszar tematyczny w zakresie energetyki węglowej jest przedmiotem zainteresowania Zad. 1: *Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin* Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii finansowanego przez NCBiR oraz Tauron PE S. A, Rafako S. A i EUROL S.A. Jest ono poświęcone zarówno doskonaleniu istniejących bloków węglowych jak i przygotowaniu nowych technologii węglowych (koncepcji nowych bloków węglowych). Wszystkie rozpatrywane tematy badawcze podzielono na VII Grup tematycznych:

I. *Opracowanie zestawu algorytmów i programów do pełnej i wiarygodnej symulacji pracy bloku energetycznego o złożonej strukturze technologicznej w różnych stanach obciążeń, z uwzględnieniem procesów separacji CO_2.*

II. *Identyfikacja, badania i sprawdzenie nowych koncepcji wzrostu sprawności węglowych technologii wytwarzania elektryczności i ciepła.*

III. *Opracowanie nowych metod i systemów nadzoru eksploatacyjnego, metod oceny ryzyka oraz planowania gospodarki diagnostyczno-remontowej bloków energetycznych nowych generacji i innych instalacji energetycznych.*

IV. *Analizy optymalizacyjne, badania systemowe i techniczno-ekonomiczne przygotowujące do wprowadzenia do polskiej energetyki bloku 50+ (bloku o sprawności powyżej 50%).*

V. *Badania pilotowe procesów wychwytu CO_2 ze spalin dla różnych klas sorbentów.*

VI. *Badania studialne i projekty technologiczne integracji instalacji wychwytu CO_2 z obiegami węglowych siłowni cieplnych (elektrowni i elektrociepłowni).*

VII. *Określenie wykonalności technicznej i ekonomicznej zwiększenia efektywności wydobycia ropy naftowej z częściowym zatrzymywaniem CO_2 w strukturach geologicznych – przy znacznym zaangażowaniu finansowym partnerów przemysłowych.*

Dla ich rozwiązania powołano Konsorcjum obejmujące instytucje naukowe (Uczelnie, Instytuty PAN i Instytuty Badawczo-Rozwojowe) oraz przemysłowe (Rafako, Tauron i inne). Okres realizacji projektu: 05.2011 – 04.2015. Liderem Zadania 1 jest Politechnika Śląska.

Głównymi celami zadania są:

1. Opracowanie i weryfikacja nowych koncepcji wzrostu sprawności obiegu siłowni kondensacyjnych (w tym o najwyższych ultra-nadkrytycznych parametrach pary).

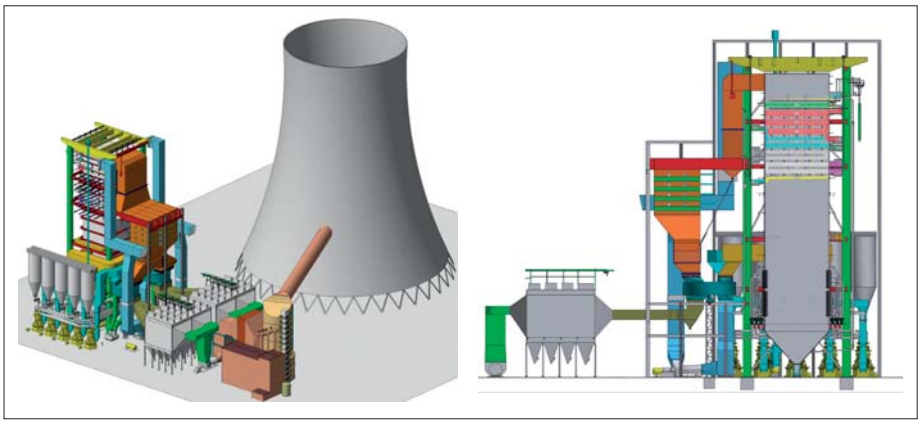
2. Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu CO_2 ze spalin.

3. Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem CO_2 ze spalin.

Osiągnięcie tych celów powinno przyśpieszyć i ułatwić wprowadzenie do polskiego systemu wytwarzania elektryczności prawie zero-emisyjnego bloku węglowego o wysokiej sprawności. Cele te są spójne z polityką energetyczną UE oraz polityką energetyczną Polski do 2030 r. Program jest już w końcowej fazie realizacji, dlatego warto zwrócić uwagę na wybrane rezultaty projektu.

2. Nowa koncepcja bloku

Oddane niedawno w Polsce i będące w trakcie realizacji instalacje energetyki węglowej należą do światowej klasy technologii w tym sektorze wytwarzania. W Zad. 1 Projektu Strategicznego dla oceny kierunków dalszego rozwoju technologicznego bloku kondensacyjnego i wzrostu jego efektywności przyjęto pewien stan referencyjny, określony przez parametry: **ciśnienie pary pierwotnej – 30,3 MPa, temperatura pary pierwotnej – 653°C, temperatura pary wtórnej – 672°C, temperatura wody zasilającej – 315 °C, moc – 900 MW [8]**. Wyspę kotłową dla tego typu bloku opracowuje Rafako [9,10]. Stanowi ona,



Rys. 1. Ogólny szkic wyspy kotłowej bloku o parametrach: 653°C/672°C, 303 bar /60 bar

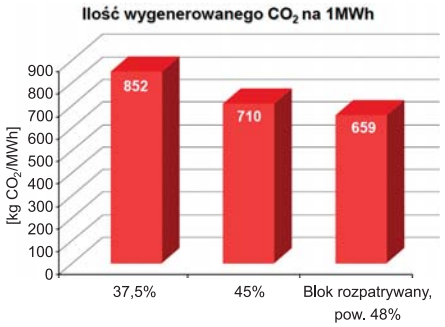
możliwy dla dostępnych obecnie materiałów, etap w rozwoju technologicznym bloku kondensacyjnego, rys. 1. Pozostałe parametry:

- wydajność kotła przy nominalnym obciążeniu bloku – ca 2250 t/h;
- sprawność kotła przy nominalnym obciążeniu bloku – 94,3 % (odniesiona od temperatury spalin za LUVO);
- sprawność kotła przy nominalnym obciążeniu bloku – 94,3 % (odniesiona od temperatury spalin za LUVO);
- temperatura spalin za obrotowym podgrzewaczem powietrza – 120 °C.

Zakładane emisje:

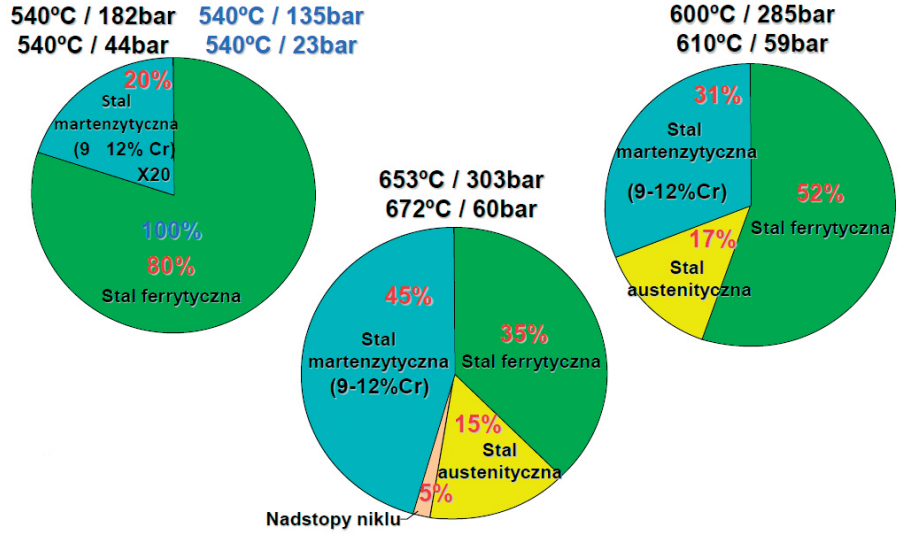
- SCR – emisja NO_x – 100 mg/mn^3 przy CCS – 30 mg/mn^3;
- IOS – emisja SO_2 – 100 mg/mn^3 przy CCS – 25 mg/mn^3;
- stężenie pyłu za elektrofiltrem – 30 mg/mn^3 przy CCS – 10 mg/mn^3;
- stężenie pyłu za IOS – 10 mg/mn^3 przy CCS – 5 mg/mn^3;
- stężenie CO <100 mg/mn^3.

Porównanie wartości emisji ditlenku węgla dla nowego bloku i bloków charakterystycznych dla polskiego sektora wytwarzania pokazuje rys. 2. Przyjęte parametry sta-



Rys. 2. Emisje jednostkowe ditlenku węgla z różnych klas bloków

nowią istotny postęp w stosunku do stosowanych w obecnie budowanych blokach, co wymagało zaprogramowania i prowadzenia rozległych badań materiałowych. Na rys. 3 zilustrowano strukturę zastosowanych materiałów dla rozpatrywanego w projekcie kotla w porównaniu z konstrukcjami dla innych parametrów pary. W analizowanej konstrukcji w strukturze materiałowej 5% stanowią nadstopy niklu a 15% stale austenityczne. Przedmiotem badań w projekcie były m.in. następujące tworzywa: stal SANICRO 25, stop niklu



Rys. 3. Struktura zużytych materiałów dla kotłów konwencjonalnych i kotła rozpatrywanego w projekcie [9,10]

HR6W, nadstopy Ni: Alloy 617 i DMV617 mod. Niektóre wyniki tych badań zawierają monografie tematyczne [11,12].

Równolegle prowadzone są prace nad odpowiednimi charakterystykami tworzyw dla turbin, w tym między innymi mającymi na celu:

– *wyznaczenie charakterystyk pełzania i zmęczenia cieplno-mechanicznego nowej stali wirnikowej FB2,*
– *określenie Korelacji umożliwiających uzyskanie własności mechanicznych nowych stali wirnikowych na dowolnym etapie eksploatacji za pomocą badań mikropróbek,*
– *wyznaczenie Charakterystyk odporności nowych stali wirnikowych na korozję parową.*

W projekcie przeprowadza się także rozległe studia i analizy dotyczące bloku 50+ o parametrach pary 35MPa/700ºC /720ºC [np. 5, 6, 13]. Ich zastosowanie umożliwia osiągnięcie bardzo ambitnego celu, a mianowicie przesunięcia granicy sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej netto 46% do 50% i wyżej. Osiągniecie tej granicy wymaga jednakże istotnych zmian technologicznych oraz znaczącego postępu w inżynierii materiałowej. Badania prowadzone w projekcie dotyczą optymalizacji schematu cieplnego oraz wyboru koncepcji jego integracji z instalacją wychwytu CO_2.

3. Wzrost sprawności

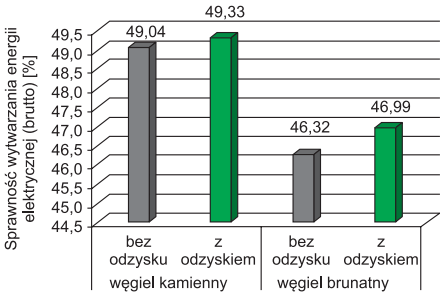
Wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej w układach siłowni parowych można oczekiwać jako następstwo:

- wzrostu parametrów pary pierwotnej i temperatury pary wtórnej,
- doskonalenia struktury obiegu,
- optymalizacji parametrów obiegu (np. dobór ciśnienia wtórnych przegrzewów, dobór przyrostów temperatury w podgrzewaczach),
- zmniejszania ciśnienia w skraplaczu łącznie z optymalizacją wylotów z turbiny,
- doskonalenia maszyn i urządzeń obiegu.

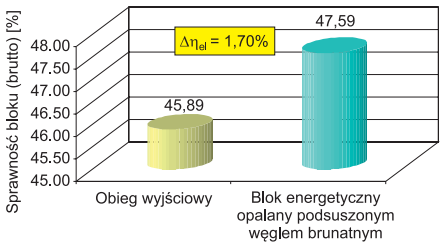
Wzrost sprawności musi być rozpatrywany nie tylko jako źródło poprawy efektywności techniczno – ekonomicznej istniejących i nowych bloków, ale także jako naturalny sposób ograniczenia emisji szkodliwych substancji, w tym CO_2. Z tego powodu zagadnienie to obok poprawy dyspozycyjności i elastyczności cieplnej jest bardzo istotne dla dalszego upowszechnienia węglowych bloków kondensacyjnych i elektrociepłowni rozpatrywanych zarówno bez jak i z instalacjami CCS. Rozpatrywane w projekcie koncepcje wzrostu sprawności były sprawdzane dla bloku referencyjnego, który jednocześnie będzie spełniał wymagania „capture ready" (grupa tematyczna II, IV, VI). Analizę prowadzono dla dwóch rodzajów paliwa: węgla kamiennego i brunatnego o wartości opałowej odpowiednio 23 MJ/kg i 7,75MJ/kg.

Dotąd wskazano na wpływ wprowadzania nowych poziomów wartości temperatury i ciśnienia pary na efektywność termodynamiczną bloku węglowego (poprawę sprawności obiegu termodynamicznego odpowiadającego siłowni kondensacyjnej). Istotnym źródłem poprawy sprawności jest odpowiednia integracja instalacji oczyszczania spalin z obiegiem cieplnym siłowni. Optymalizacja pracy instalacji odsiarczania wskazuje na konieczność schłodzenia spalin przed płuczką do około 65°C. Uzyskane w procesie chłodzenia spalin ciepło można wykorzystać w układzie regeneracji, do produkcji elektryczności (układy ORC) oraz do podsuszania węgla przed wprowadzeniem do spalania. Rysunki 4-6 pokazują potencjalne efekty wykorzystania ciepła wylotowego spalin. Pierwszy z nich dotyczy wykorzystania ciepła odpadowego do wspomagania regeneracji niskoprężnej, drugi efektów zastosowania obiegów ORC, a trzeci podsuszania węgla dla kotłów na węgiel brunatny.

Największe możliwości wzrostu sprawności tkwią w wykorzystaniu niskotemperaturowego ciepła spalin do podsuszania węgla brunatnego. Koncepcja wstępnego podsuszania węgla brunatnego zakłada schłodzenie spalin od temperatury 170°C do 120°C. Dla bloku o mocy 900 MW ciepło to wynosi ok. 65 MW. Węgiel brunatny zawiera około 50% wilgoci, którą podczas spalania trzeba odparować w kotle. Ciepło



Rys. 4. Przyrost sprawności bloku brutto spowodowany doprowadzeniem ciepła do kondensatu w regeneracji niskoprężnej [14, 15]



Rys. 6. Przyrost sprawności bloku brutto po podsuszeniu węgla brunatnego ciepłem odpadowym ze spalin (potencjał) [16, 17]

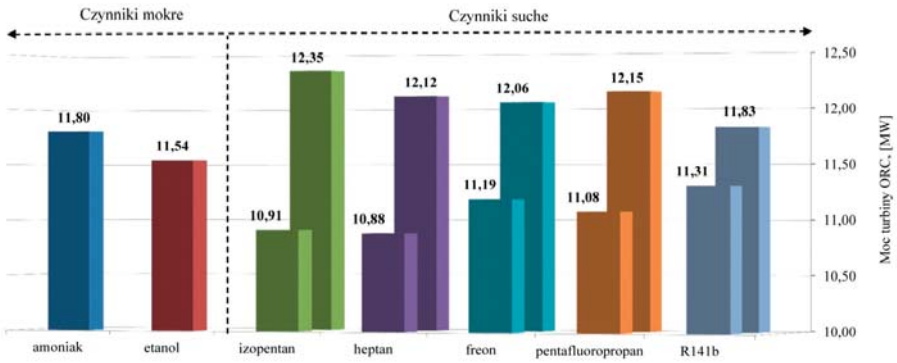
pobrane przez parującą wodę zmniejsza ilość ciepła przekazanego do czynnika obiegowego w kotle. Powoduje to przyrost sprawności kotła o ok. 3,3 punktu %, co da w efekcie zwiększenie sprawności bloku o ok. 1,7 punktu % [16, 17].

4. Dyspozycyjność i niezawodność

Kryteria jakości instalacji energetycznych formułowane są nie tylko w odniesieniu do sprawności, ale także do zagadnień ich niezawodności, dyspozycyjności oraz elastyczności cieplnej. W projekcie sformułowano zadania w tym zakresie (grupa tematyczna III I IV). Dotyczą one głównie:

1. opracowania metodyki wykorzystania zmian własności magnetycznych stali ferromagnetycznych w diagnostyce stanu technicznego,
2. algorytmizacji stanu naprężenia w elementach maszyn energetycznych,
3. badania elastyczności cieplnej.

W pierwszym przypadku badano możliwości oceny stanu tworzywa elementu ferromagnetycznego na podstawie parametrów magnetycznych (własnego magnetycznego pola rozproszenia WMPR i szumu Barkhausena) mierzonych na powierzchni. Stwierdzono, że wzajemne uzupełnianie metody pasywnej opartej na wykorzystaniu pomiaru WMPR oraz metody aktywnej wykorzystującej szum Barkhausena otwiera nowe możliwości diagnostyki opartej na pomiarze własności magnetycznych. Pomiary WMPR to zarówno szybkie badania powierzchni elementu w celu lokalizacji anomalii magnetycznych, jak



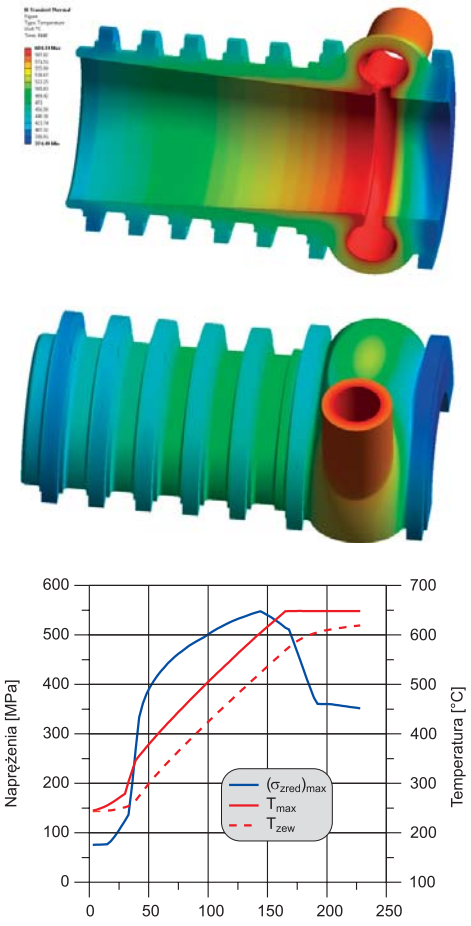
Rys. 5. Moc generowana w turbinie organicznego obiegu Rankine'a zasilanego ciepłem spalin wylotowych z kotła dla różnych czynników niskowrzących [16, 17]

i wstępna analiza przyczyn ich powstania. Pomiary szumu Barkhausena to lokalna ocena stanu naprężeń i deformacji oraz stopnia degradacji struktury [np. 18]. W drugim obszarze tematycznym opracowano algorytmy, które przy zastosowaniu dostępnych współcześnie komputerów klasy PC pozwalają wyznaczać naprężenia termiczne w elementach maszyn w czasie rzeczywistym. Stanowi to ważny aspekt nadzoru nad ich bezpieczeństwem. Znajomość stanu naprężeń w każdej chwili eksploatacji pozwala oszacować zagrożenie wynikające z postępujących procesów zużycia takich jak zmęczenie i pełzanie, a także zagrożenie kruchym pękaniem.

W ramach badań opracowano algorytmy, z których jeden jest oparty na podejściu wykorzystującym *Green's Function Technique* (GFT), drugi zaś bazuje na sztucznej sieci neuronowej (SSN). Klasyczny algorytm GFT wiąże odpowiedź układu w postaci naprężeń wywołanych jednostkową zmianą wymuszenia, którą jest temperatura płynu omywającego analizowany element. Ponieważ algorytm wyznacza naprężenia w pojedynczym przekroju korzystanie z temperatury czynnika omywającego nie uwidacznia efektów zmienności temperatur wzdłuż elementu. Stąd zaproponowano modyfikację klasycznego algorytmu GFT tak aby zamiast temperatury czynnika omywającego analizować wpływ temperatury metalu elementu. Takie podejście uwzględnia wpływ temperatury obszarów sąsiednich na temperaturę analizowanego przekroju. Dzięki takiemu zabiegowi udało się istotnie poprawić dokładność wyznaczanych naprężeń nieustalonych. Równolegle, opracowywano algorytm wyznaczania naprężeń w głównych elementach turbiny parowej za pomocą SSN. Jest to metoda, która symulując działanie ludzkiego mózgu, pozwala za pomocą prostych operacji matematycznych przekształcać sygnały wejściowe na informację wyjściową. W przypadku analizy naprężeń w elementach turbiny sieć odtwarza wartość naprężenia maksymalnego na podstawie wielkości wpływających na te naprężenia, którymi są wielkości pomiarowe. Wyznaczanie naprężeń za pomocą wytrenowanej SSN jest natychmiastowe. Zaletą metody jest również możliwość jej cyklicznego douczania, w miarę pozyskiwania nowych danych eksploatacyjnych.

Obie przedstawione metody bardzo dobrze sprawdzały się jako metamodele wyznaczania naprężeń w nieustalonych stanach eksploatacji, pozwalając na uzyskanie rezultatów w czasie rzeczywistym, przy błędach odtwarzania nie przekraczających 5%. Odpowiednie badania w tym zakresie prowadzone są zarówno dla turbin jak i kotłów [np. 19].

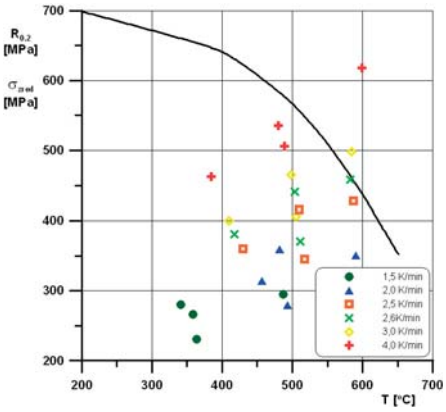
W zakresie elastyczności cieplnej podstawowych maszyn i urządzeń prowadzone w projekcie badania skoncentrowane zostały na rozwiązaniach konstrukcyjnych, które umożliwiają złagodzenie efektów wysokich obciążeń nadkrytycznych bloków węglowych. Zwiększenie elastyczności eksploatacyjnej (poprawa dynamiki zmiany obciążenia bez konsekwencji dla trwałości elementów, szybkie uruchomienia i odstawienia) oraz zmniejszenie kosztów eksploatacji (wysoka sprawność przy zmiennym obciążeniu, elastyczność paliwowa) wymaga przeprowadzenia już w etapie konstrukcji poszerzenia zakresu symulacji numerycznych dla różnych stanów obciążenia i przeprowadzenia optymalizacji procesów rozruchowych i odstawieniowych. Na rys. 7 zilustrowano przykładowe wyniki symulacji stanów naprężeń dla jednej z rozważanych wersji konstrukcyjnej kadłuba wysokoprężnego [20]. Na rys. 8 pokazano wartości naprężeń zredukowanych dla procesów rozruchowych przy różnych prędkościach nagrzewania [21].



Rys. 7. Wyniki obliczeń wybranej wersji konstrukcyjnej kadłuba turbiny o mocy 900 MW przy prędkości nagrzewania 2,5 K/min (t_0 = 653°C)[20]

5. Nowe technologie oczyszczania spalin

Etapy 28 (VI. 4) i 30 (VII. 1) zostały zakończone. W pierwszym z nich wykonano



Rys. 8. Rozkład naprężeń zredukowanych dla różnych typów uruchomień [21]

badania wpływu zastosowania roztworu kwasu cytrynowego jako dodatku do zawiesiny absorbera na osiągi mokrej instalacji odsiarczania spalin, w tym na obniżenie poziomu stężeń SO_x. Wyniki pomiarów wykonanych na obiektach rzeczywistych potwierdziły możliwość istotnego zmniejszenia emisji związków siarki. I tak zastosowanie kwasu cytrynowego jako dodatku do zawiesiny cyrkulacyjnej może obniżyć poziomy stężeń SO_x w spalinach odlotowych nawet do10 ÷ 80 mg/m_U^3 (w zależności od strumienia SO_2 na wlocie do instalacji) i podwyższyć skuteczność redukcji SO_x w absorberze o 3÷5%. To ważny wynik biorąc pod uwagę spodziewane obniżenie dopuszczalnych emisji poniżej poziomów określonych w Dyrektywie 2 010/75/UE (zob. *Konkluzje dotyczące BAT* – draft 1 z czerwca 2013 roku dla obiektów istniejących o mocy cieplnej > 300 MW_{Th} spalających węgiel kamienny w kotłach pyłowych). Ma to także istotne znaczenie w kontekście konieczności pogłębionego odsiarczania spalin przed skierowaniem ich do instalacji separacji CO_2. Zaproponowane rozwiązania stanowią podstawę do upowszechnienia tej technologii w energetyce (bloki 200 MW i inne). W projekcie badana jest także skuteczność metody ozonowania w zakresie ograniczenia emisji NO_x, SO_2 i Hg.

6. Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu CO_2 ze spalin

Zagadnienia wychwytu transportu i składowania dwutlenku węgla są przedmiotem badań w w różnych grupach tematycznych projektu (Grupa I – opracowanie i sprawdzenie metodologii wielowymiarowej symulacji procesu, Grupa V – symulacje zeroprzestrzenne dla technologii absorpcji chemicznej, adsorpcji i separacji membranowej, badanie wykorzystania ogniw paliwowych, separacji w polu akustycznym,

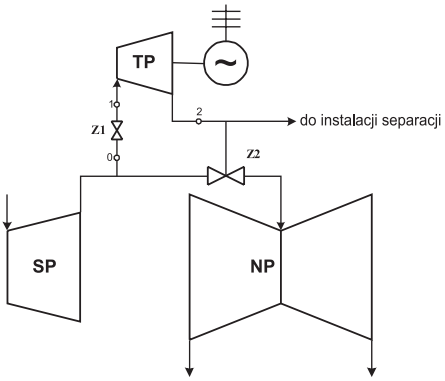
badania laboratoryjne różnych klas sorbentów, budowa mobilnej instalacji pilotowej dla technologii absorpcji chemicznej, badania instalacji pilotowej na dwóch obiektach rzeczywistych, Grupa VII – analiza wybranych zagadnień transportu i składowania) [np. 22, 23]. W marcu 2013 r. w ramach projektu uruchmiono *Przewoźną Instalację Pilotową*. Posiada ona wydajność 200 m^3_n/h. Obecnie jest to największa instalacja do realizacji procesu wychwytu CO_2 ze spalin w Polsce, rys. 9. Jej uruchomienie zostało poprzedzone wielorakimi badaniami laboratoryjnymi i półtechnicznymi. W dalszym etapie badań zostanie ona wykorzystana do weryfikacji różnych klas sorbentów i koncepcji doskonalenia struktury technologicznej pogłębionego odsiarczania spalin oraz procesów sorpcji i desorpcji dwutlenku węgla.

7. Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem CO_2 ze spalin

W projekcie przyjęto, że projektowana siłownia zostanie zintegrowania z instalacją separacji CO_2 metodą absorpcji chemicznej. Sorbentem stosowanym w tej instalacji będą aminy o różnej wartości energochłonności. Rozważa się również zastosowanie amoniaku. Absorpcja chemiczna wymaga doprowadzenia znacznych ilości ciepła potrzebnego do regeneracji sorbentu. Użycie aminy o energochłonności 3,5 MJ/kgCO_2 powoduje, że około 32% ciepła dostarczonego do czynnika obiegowego w kotle musi zostać skierowane do instalacji separacji dla bloku opalanego węglem kamiennym. W przypadku węgla brunatnego udział ten wynosi 39%.

Rys. 9. Instalacja pilotowa aminowego usuwania CO_2 na terenie Elektrowni Łaziska – widok pracującej instalacji nocą

Całodobowe testy wychwytu CO_2 pozwalają sprawdzić stabilność pracy instalacji pilotowej. Przedmiotem analizy była możliwość zasilania w ciepło tej instalacji parą pobieraną z turbiny [np. 24, 25]. Spowoduje to spadek mocy turbozespołu i sprawności bloku zintegrowanego z instalacją separacji CO_2 oraz konieczność modernizacji turbiny i jej układu cieplnego. Analizowano dwa sposoby modernizacji turbiny poprzez dobudowanie dodatkowych stopni w części SP lub turbiny przeciwprężnej, rys. 10. Na osiągi bloku zintegrowanego z instalacją chemicznej separacji CO_2 największy wpływ mieć będzie energochłonność zastosowanego sorbentu. I tak dla energochłonności sorbentu 3,5 MJ/kgCO_2 spadek sprawności bloku brutto po dobudowaniu instalacji separacji wynosi 8 pkt. % dla węgla kamiennego i 9 pkt. % dla brunatnego. Zmniejszenie energochłonności o 1 MJ/kgCO_2 (z 3,5 do 2,5 MJ/kgCO_2) powoduje, że sprawność bloku brutto spadnie o ok. 5,1 pkt. % w przypadku węgla kamiennego, natomiast dla węgla brunatnego ten spadek wyniesie ok. 5,5 pkt. %.



Rys. 10. Schemat poboru pary do instalacji wychwytu z wylotu dobudowanej turbiny przeciwprężnej

Uwagi końcowe

Złożoność badanych w projekcie technologii i procesów wymagała zastosowania w szerokim zakresie metod eksperymentalnych, analitycznych i numerycznych. W badaniach eksperymentalnych główną uwagę poświęcono realizacji pełnego cyklu badawczego obejmującego na ogół podstawowe badania laboratoryjne procesów, badań eksperymentalnych w większej skali (ułamkowo-technicznej) i w skali pilotowej. Dobrym przykładem są tu badania separacji CO_2 ze spalin oraz nowych koncepcji odsiarczania spalin. Rozwiązanie części zadań wymagało przygotowania i przeprowadzenia badań na obiektach rzeczywistych (instalacjach pracujących bloków), co jest zawsze dużym wyzwaniem w projektach naukowych. Jednym z celów projektu było opracowanie modeli złożonych procesów i technologii energetycznych i przeprowadzenie z ich wykorzystaniem szerokich analiz parametrycznych i optymalizacyjnych. Zadania te zostały i są rozwiązywane z wykorzystaniem algorytmów i kodów własnych oraz kodów komercyjnych dedykowanych do określonych klas zagadnień (ASPEN Plus, ANSYS CFX, Solidworks, Ebsilon, Gate Cycle i inne).

W wielu obszarach dotychczasowe wyniki badań uzyskane w Zad. 1. Projektu Strategicznego *Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii* wskazują na nowe, nie ujęte w programie tematy i problemy badawcze, których rozwiązanie może istotnie wzbogacić poznawcze i aplikacyjne wartości projektu. Są to zagadnienia dotyczące: **a.** dodatkowych badań technologicznych wychwytu CO_2 w skali pilotowej z wykorzystaniem zaawansowanych sorbentów aminowych, z optymalizacją procesów integracji z obiegiem cieplnym, **b.** analizy możliwości wykorzystania CO_2 z procesów *Carbon Capture* w procesach przemysłowych, **c.** badań procesów wpływających, na bezpieczeństwo i trwałość głównych elementów bloku na parametry nadkrytyczne oraz na jego elastyczność cieplną, **d.** budowy i badań instalacji ogniw paliwowych przystosowanych do separacji ditlenku węgla, **e.** pogłębionych badań wyłonionych w projekcie koncepcji odzysku ciepła niskotemperaturowego.

Aktualny stopień realizacji Zadania odpowiada przyjętemu harmonogramowi. Wszystkie merytoryczne cele są osiągane. Dotyczy to zarówno nowych informacji konstrukcyjnych (studiów konstrukcyjnych i projektowych), instalacji badawczych (w tym pilotowych), stopnia upowszechnienia wyników (publikacje naukowe, seminaria i konferencje naukowe), jak i kształcenia kadr i procesów wdrożeniowych. Wszystkie zaintersowane osoby i podmioty przemysłowe zainteresowane wynikami projektu mogą zwracać się do Biura projektu dla uzyskania odpowiednich informacji

Literatura

1. Energy Roadmap 2050. COM (2011) 112.
2. Hans ten Berge: The Electricity Sector at a Crossroads. VGB Congress 2011 Bern.
3. Mengede F. J.: Power Market, Technologies & Acceptance: Status & Perspectives. VGB Congress 2011 Bern.
4. RE-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for European Union. EREC 2010.
5. Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa 2009.
6. Energy Balances of OECD Countries, IEA/OECD Paris, 2010 and country submission.
7. Wstępna ocena wpływu ustanowienia celów redukcji emisji z dokumentu KE

„Roadmap 2050” na sektor elektroenergetyczny, gospodarkę i gospodarstwa domowe w Polsce. Opracowanie firmy Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o., wrzesień, 2011.
8. Chmielniak T.: Zaawansowane technologie generacji energii z paliw kopalnych. Seminarium PAN i PAU Bezpieczeństwo Energetyczne Polski – Technologie dla Energetyki Systemowej. GIG, Katowice 20.06.2013.
9. Sutowicz A., Cieszyński K.: Nowe technologie i materiały w kotłach na parametry USC. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, Konferencja – „Problemy kotłów na parametry nadkrytyczne”, Racibórz 18 październik 2011.
10. Cieszyński K., Kaczorowski M.: Boiler project at Ultra-Supercritical steam parameters (653°C/672°C – 303/60 bar) IIEA Clean Coal Centre Workshop Advanced ultrasupercitical coal–fired power plants, 19–20 September 2012, Vienna, Austria.
11. Badania oraz zastosowanie nowych stali żarowytrzymałych dla energetyki w zakresie temperatury pracy 600-650 0C, Red. A. Hernas, J. Pasternak. Materiały II Konferencji Spawalniczej POWERWELDING 2011, 08-09 wrzesień 2011.
12. Nowe materiały, technologie wykonania oraz badania stali żarowytrzymałych dla energetyki pracujące w zakresie temperatur do 700 °C. Red. A. Hernas, J. Pasternak. Materiały III Międzynarodowej Konferencji N-T POWERWELDING 2013, 3-4.10.2013.
13. Stępczyńska K., Kowalczyk Ł., Dykas S., Elsner W.: Calculation of a 900 MW conceptual 700/720ºC coal-fired power unit with an auxiliary extraction-backpressure turbine, Journal of Power Technologies, Vol. 92, No 4 (2012).
14. Chmielniak T., Łukowicz H., A. Kochaniewicz, Mroncz M.: Directions of improving efficiency and reducing CO_2 emissions in coal fired supercritical power units. Archiwum Energetyki, tom XL (2010), 3, 33-44.
15. Chmielniak T., Łukowicz H.: Wysokosprawne „zero-emisyjne” bloki węglowe zintegrowane z wychwytem CO_2 ze spalin. Polityka Energetyczna, Tom 15 (zeszyt 3) 2012
16. Łukowicz H., Chmielniak T., Kochaniewicz A.: Analysis of the use of waste heat obtained from coal-fired units in Organic Rankine Cycles and for brown coal drying, Energy, Vol. 45, Issue 1, September 2012.
17. Łukowicz H., Chmielniak T., Kochaniewicz A., Mroncz M.: An analysis of the use of waste heat from exhaust gases of a brown coal-fired power plant for drying coal, Rynek Energii 1 (92)/2011, 157-163.
18. Roskosz M., Bieniek M.: Analysis of the universality of the residual stress evaluation method based on residual magnetic field measurements, NDT&E International 54 (2013) str. 63–68.
19. Nowak G., Rusin A.: Shape and operation optimisation of a supercritical steam turbine rotor, Energy Conversion and Management, 10.1016/j. enconman. 2013.06.037, 2013.
20. Rusin A. i inni: Analiza stanów termicznych i wytrzymałościowych w kadłubach turbin nowych generacji. Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Pol. Śląskiej. Materiały sprawozdawcze PBS-1, Szczyrk, lipiec 2012.
21. Rusin A. i inni: Optymalizacja procesów rozruchowych. Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Pol. Śląskiej. Materiały sprawozdawcze PBS-1, Gliwice luty 2013.
22. Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Rulik S., Stolecka K.: Comprehensive analysis ofpipeline transportation systems for CO_2 sequestration. Thermodynamics and safety problems, Energy Conversion and Management, Volume 76, 2013, Pages 665-673.
23. Rusin A., Stolecka K.: Hazard to the environment caused by Carbon Capture and Storage (CCS) technologies, Polish Journal of Environmental Studies, nr 1, 2013, str. 205-211.
24. Łukowicz H., Mroncz M. Basic technological concepts of a „capture ready” power plant”, Energy Fuels, DOI: 10.1021/ef201669g.
25. Stępczyńska-Drygas K., Łukowicz H., Dykas S.: Calculation of an advanced ultra-supercritical power unit with CO_2 capture installation, Energy Conversion and Management, Vol. 74, Październik 2013, s. 201–208, [on-line:] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041300280X.

XVI SYMPOZJUM INFORMACYJNO-SZKOLENIOWE

ORGANIZACJA:

pronovum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

PRZY WSPÓŁPRACY:

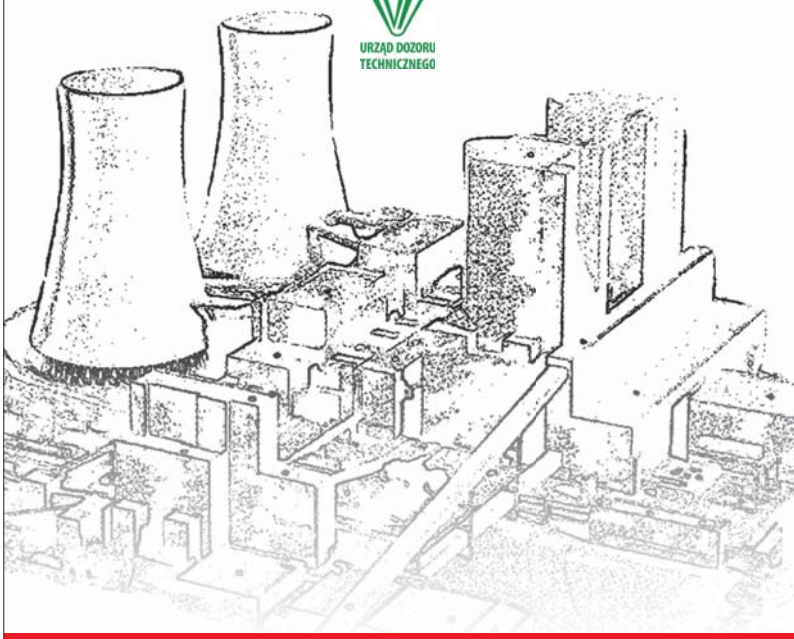
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska

DO WSPÓŁORGANIZACJI SYMPOZJUM ZAPROSILIŚMY:

TAURON Wytwarzanie S.A. • EDF Polska S.A. • PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. • Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. • ENEA Wytwarzanie S.A. • GDF Suez Energia Polska S.A.

PATRONAT HONOROWY:

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO



DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

Utrzymanie stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych

Katowice, Hotel Angelo, 1-3.10.2014 r.

TEMATYKA SYMPOZJUM

Planowanie remontów • Kreowanie kompetencji w zakresie diagnostyki i remontów niezależnych od dostawców urządzeń • Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym urządzeń • Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego na podstawie analizy ryzyka • Długoterminowe serwisy fabryczne dostawców urządzeń • Innowacyjne metody badań i oceny stanu technicznego urządzeń energetycznych

www.pronovum.pl

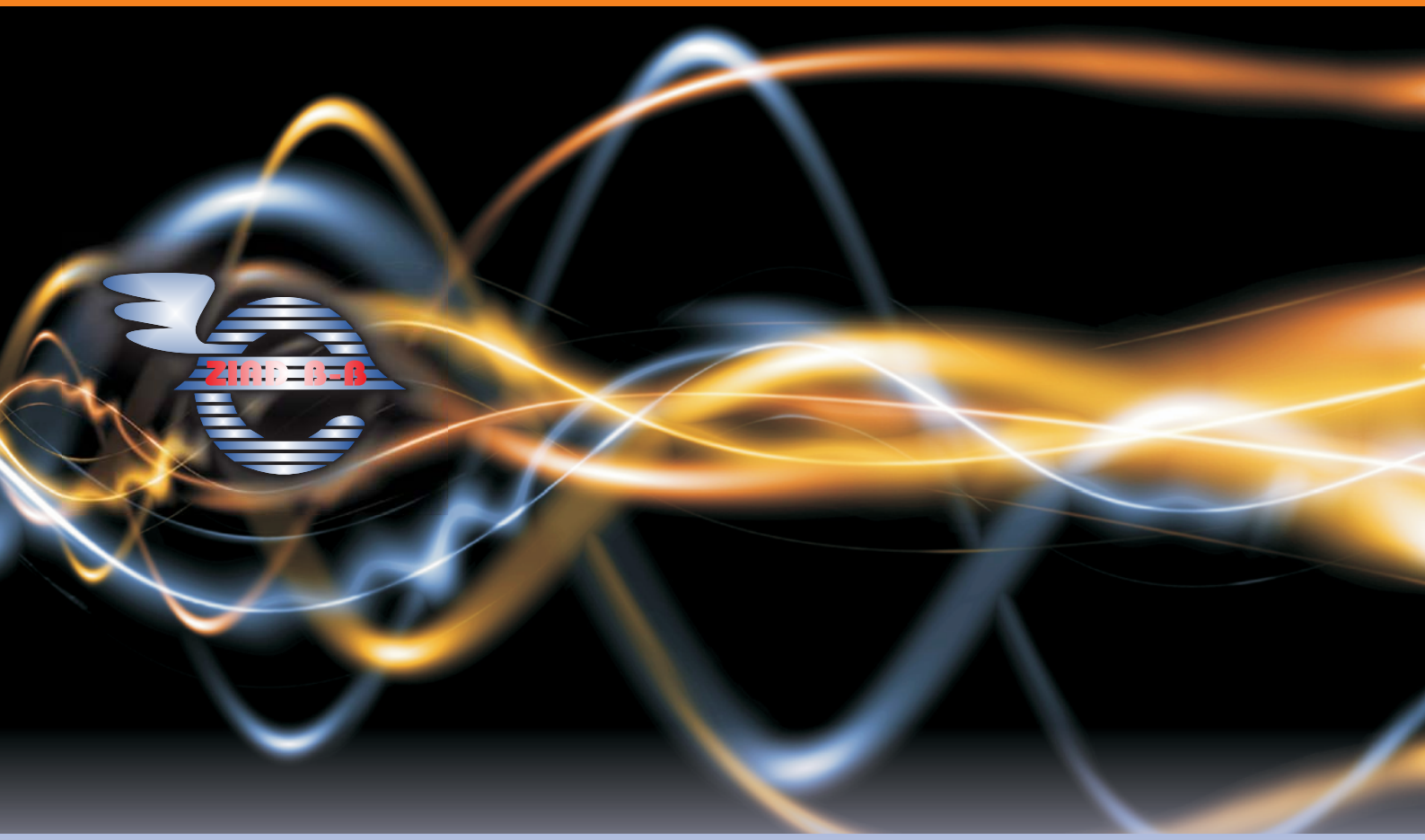
PATRONI MEDIALNI:

Przegląd Energetyczny
eip online www.eip-online.pl
Dwumiesięcznik energetyka cieplna i zawodowa
Energetyka
nowa Energia
dozór techniczny

MIĘDZYNARODOWE ENERGETYCZNE TARGI BIELSKIE

BIELSKO-BIAŁA INTERNATIONAL POWER INDUSTRY FAIR

27. ENERGETAB



16 - 18 września / September 2014

www.energetab.pl

recommendation
by Polish Chamber of Exhibition Industry

Czekając na „nowe” euro

5 marca, po przekazaniu przez Polskę 10 stycznia projektu Umowy Partnerstwa – strategicznego dokumentu całościowo obejmującego zagadnienia związane z Funduszami Europejskimi, rozpoczęły się negocjacje między Komisją Europejską, a polskim rządem, których celem jest wypracowanie sposobu jak najlepszego zainwestowania środków europejskich.

Jak wiadomo, w latach 2014–2020 Polska w ramach polityki spójności otrzyma 82,5 mld euro – 23% ogólnej puli, co czyni ją zdecydowanie największym beneficjentem tej polityki w całej UE.

– Cieszę się, że to Polska jest pierwszym krajem, który oficjalnie rozpoczął negocjacje z Komisją i jako pierwszy przedstawił nam swoją strategię, zapisaną w projekcie Umowy Partnerstwa w ramach naszej nowej, zreformowanej polityki spójności. Reforma tej polityki oznacza fundamentalną zmianę, zwrot w kierunku wspierania realnej gospodarki, innowacji i trwałego wzrostu. Dla Polski będzie to oznaczać uzyskanie przewagi konkurencyjnej w nowych obszarach, m.in. lepsze powiązanie badań naukowych z możliwościami praktycznego zastosowania ich z biznesie, wspieranie innowacji w celu tworzenia trwałych miejsc pracy oraz inwestycje w efektywność energetyczną i zrównoważony transport. W ciągu najbliższych tygodni powinno nam się udać uzgodnić strategię, która będzie dobrze służyć Polsce przez następne 10 lat. Mam nadzieję, że wkrótce rozpoczną się negocjacje z pozostałymi państwami członkowskimi i że konstruktywny dialog Komisji z Polską będzie wzorem dla innych. Trzeba jednak pamiętać, że troska o jakość tych ustaleń, o jakość strategii musi brać górę nad chęcią jak najszybszego zakończenia negocjacji, zarówno w fazie przygotowania, jak i bezpośrednich rozmów – skomentował rozpoczęcie negocjacji **Johannes Hahn**, komisarz UE ds. polityki regionalnej. Komisja Europejska chce przyjąć wszystkie umowy partnerstwa i programy operacyjny na lata 2014–2020 przedłożone przez państwa członkowskie przed końcem obecnej kadencji.

– Treść przyjętych przez rząd dokumentów to nasze plany na to, jak powinna wyglądać Polska w 2020 r. Są one efektem kilku lat pracy nad stworzeniem spójnej wizji rozwoju kraju. Udowodniliśmy już w trakcie poprzedniej perspektywy budżetowej, że potrafimy z powodzeniem inwestować europejskie fundusze tak, by przekładało się to na korzyści nie tylko dla Polski, ale także dla płatników netto do unijnego budżetu. Chcemy nadal czerpać z tych doświadczeń przy inwestowaniu obecnie przyznanych nam środków. Jesteśmy zdeterminowani by rozpocząć wdrażanie nowych programów operacyjnych jeszcze w tym roku – podkreśliła wicepremier **Elżbieta Bieńkowska**.

Póki Bruksela nie zatwierdzi naszych propozycji, to wszelkie dywagacje są bezcelowe, choć wiele mówi się o kierunkach alokacji unijnego dofinansowania w nowej perspektywie.

9 mld euro na odnawialne źródła energii

– Na działania wspierające przejście na gospodarkę niskoemisyjną, a więc dotyczące m.in. odnawialnych źródeł energii oraz efektywności energetycznej, przewidziano w nowym okresie programowania ponad 9 mld euro. Fundusze Europejskie na sektor OZE, będą dostępne przede wszystkim w Programie Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, a także w programach regionalnych (RPO) – poinformował **Marceli Niezgoda**, wiceminister infrastruktury i rozwoju, podczas Polskiego Kongresu Energii Odnawialnej „Energia jutra” (Lublin, 12.05).

Pomoc będą mogły uzyskać m.in. przedsięwzięcia związane z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych i budową sieci umożliwiających przyłączenia jednostek OZE do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Ponadto, na poziomie regionalnym wsparcie będą mogły uzyskać inwestycje obejmujące budowę instalacji do produkcji biokomponentów i biopaliw. W latach 2014-2020 wzrośnie znaczenie instrumentów finansowych, rozszerzony zostanie także katalog obszarów, w których będzie można je stosować. W przyszłych programach operacyjnych możliwe będzie wykorzystanie na szerszą skalę zwrotnych form finansowania inwestycji, także w zakresie efektywności energetycznej i OZE.

Miliony na tzw. pierścień bałtycki

Według danych wygenerowanych z Krajowego Systemu Informatycznego KSI SIMIK 07-13 od początku uruchomienia programów do 11 maja 2014 r. złożono 296 tys. wniosków (poprawnych pod względem formalnym) na całkowitą kwotę dofinansowania (zarówno środki unijne jak i krajowe) 599,9 mld zł. W tym samym okresie podpisano z beneficjentami 97 837 umów o dofinansowanie na kwotę 395 mld zł wydatków kwalifikowalnych, w tym 275 mld zł dofinansowania z UE, co stanowi 97,3% alokacji na lata 2007–2013.

Wartość wydatków beneficjentów uznanych za kwalifikowalne wynikająca ze złożonych wniosków o płatność wyniosła 271,6 mld zł, a w części dofinansowania UE 192,3 mld zł.

W marcu 2014 r. w Kędzierzynie-Koźlu, na terenie Zakładów Azotowych Grupy Azoty, otworzono eksperymentalną instalację prądotwórczą wykorzystującą **wodór i inne gazy palne powstające w wyniku procesów chemicznych**. Pierwsza tego typu instalacja w Polsce, efekt współpracy spółki Skotan (branża paliwowa) z naukowcami z Politechniki Krakowskiej i Wrocławskiej, a zrealizowana w ramach projektu **„Wykorzystanie odpadowego wodoru do celów energetycznych”**, kosztowała ponad 40 mln zł. *– Jej wykonanie nie byłoby możliwe bez dofinansowania unijnego – 25 mln zł z Programu Innowacyjna Gospodarka* – podkreśla **Marek Pawełczak**, prezes firmy Skotan S.A. Jeszcze w tym roku można spodziewać się komercjalizacji nowej technologii.

Istotnym elementem w tworzeniu wspólnego europejskiego rynku energii jest zamknięcie tzw. pierścienia bałtyckiego, czyli połączenie elektroenergetyczne Polska-Litwa.

Po stronie polskiej PSE SA równolegle buduje i modernizuje 4 linie elektroenergetyczne 400 kV o łącznej długości ok. 400 km oraz 7 stacji elektroenergetycznych (5 nowych i 2 modernizowane) na terenie województw mazowieckiego, podlaskiego i warmińsko-mazurskiego. Łączna wartość wszystkich inwestycji to 1,8 mld zł. 6 z nich otrzymało 768 mln zł dofinansowania z PO Programu Infrastruktura i Środowisko (IiŚ): budowa stacji Ołtarzew, linii Miłosna – Siedlce – Ujrzanów wraz z budową stacji Siedlce Ujrzanów, linii Ostrołęka – Narew wraz z rozbudową stacji Ostrołęka i stacji Narew, linii Ełk Bis – Łomża wraz z budową stacji Łomża i stacji Ełk Bis (etap I i II), linii Ełk Bis – Granica RP i stacji Stanisławów.

24 kwietnia w Pogroszewie k. Ożarowa Mazowieckiego, z udziałem **Janusza Piechocińskiego**, wicepremiera i ministra gospodarki, Zarządu PSE oraz przedstawicieli instytucji zaangażowanych w realizację inwestycji, otwarto stację elektroenergetyczną 400/220/110 kV Ołtarzew. Koszt budowy i wyposażenia tej pierwszej zakończonej inwestycji w budowie połączenia elektroenergetycznego Polska – Litwa wyniósł ok. 181 mln zł netto, z czego wsparcie unijne – ok. 94 mln zł. Jest to najnowocześniejsza obecnie stacja pracująca w polskim systemie przesyłu energii elektrycznej. Została wybudowana w technologii GIS (ang. Gas Insulated Substation), w której jako izolację wykorzystuje się gaz SF6

(sześciofluorek siarki). Obiekt nie wymaga stałej obsługi ruchowej, a sterowanie odbywa się zdalnie, m.in. z budynku technologicznego na terenie stacji.

W uroczystości udział wziął też przedstawiciel Komisji Europejskiej, **Wolfgang Munch**, który w trakcie krótkiego przemówienia podkreślił europejską wartość dodaną inwestycji w kontekście dążenia do utworzenia wspólnego rynku energii.

Wcześniej, bo na początku kwietnia, Komisja Europejska potwierdziła przyznanie ponad 220 mln zł z PO IiŚ na realizowaną przez PSE SA budowę stacji elektroenergetycznych Ełk Bis (etap I i II) 400/110 kV, pełniącej funkcję transgranicznej stacji przesyłowej na poziomie napięcia 400 kV, i 400 kV Łomża umożliwiającej dalszy rozdział przesyłu energii elektrycznej oraz ok. 85 km linii elektroenergetycznej 400 kV Ełk Bis-Łomża.

A w połowie maja poinformowała, iż zgodziła się na dofinansowanie z PO IiŚ ostatniego projektu wymagającego jej akceptacji (zgoda KE jest konieczna przy dużych projektach o wartości powyżej 50 mln euro): budowy 111,6 km dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV na odcinku Ełk – granica RP z Litwą. Wartość inwestycji to 573 mln zł, a kwota dofinansowania – 257 mln zł. Dzięki tej inwestycji w 2015 r. zamknie się tzw. pierścień bałtycki.

– Decyzja Komisji dotyczy ostatniego po stronie polskiej odcinka połączenia elektroenergetycznego z Litwą. Zatem zapewnione jest już finansowanie całego przedsięwzięcia, którego realizacja jest ważna w kontekście bezpieczeństwa energetycznego, tak Polski i Litwy, jak i całej Unii Europejskiej. Ta inwestycja pokazuje, że możliwe są wspólne projekty integrujące infrastrukturę sieciową i europejskie rynki energii elektrycznej – powiedział **Adam Zdziebło**, wiceminister infrastruktury i rozwoju.

– Dzięki tym inwestycjom zostaną zlikwidowane bariery w funkcjonowaniu europejskiego rynku energii oraz Europejskiego Systemu Przesyłowego poprzez zamknięcie tzw. Pierścienia Bałtyckiego (Baltic Ring). Są one istotnym elementem inicjatywy Komisji Europejskiej „Baltic Energy Market Interconnection Plan" (BEMIP), której celem jest pełna integracja trzech krajów bałtyckich – Litwy, Łotwy i Estonii – z europejskim systemem elektroenergetycznym.

5 maja 2014 odbyło się uroczyste rozpoczęcie budowy linii po stronie litewskiej. W uroczystości uczestniczyła **Dalia Grybauskaite**, prezydent Litwy i **Jaroslav Neverovič**, minister energetyki Litwy oraz wicewojewoda podlaski – **Wojciech Dzierzgowski**, **Henryk Majchrzak**, prezes Zarządu PSE i **Cezary Szwed** – członek Zarządu PSE. Na Litwie wybudowanych zostanie 51 km napowietrznej linii elektroenergetycznej 400 kV od granicy RP do stacji Alytus, w której powstanie wstawka B-T-B o mocy 500 MW, umożliwiająca połączenie ze sobą systemów przesyłu Polski i Litwy oraz rozdzielnia 400 kV umożliwiająca przyłączenie linii ze strony Polski. Dodatkowo realizowana jest modernizacja całej stacji 330/110/10 Alytus. Prace budowlane mają zakończyć się do końca 2015 r.

Środki z NFOŚiGW

Ze wstępnej informacji o planowanych naborach wniosków w trybie konkursowym w ramach programów priorytetowych obowiązujących w Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w 2014 r. wynika, że na wsparcie mogą jeszcze liczyć przedsiębiorcy podejmujący realizację przedsięwzięć mających na celu oszczędzanie energii.

Do nich adresowany jest program priorytetowy 5.8 „Wsparcie dla przedsiębiorców w zakresie niskoemisyjnej i zasobooszczędnej gospodarki": Część 1) „Audyt energetyczny/elektroenergetyczny przedsiębiorstwa", Część 2) „Zwiększenie efektywności energetycznej" i Część 3 „E-KUMULATOR – Ekologiczny Akumulator dla Przemysłu".

Celem programu jest zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw na środowisko poprzez dofinansowanie audytów energetycznych/elektroenergetycznych oraz pozostałych przedsię-

wzięć inwestycyjnych opisanych w programie priorytetowym. Planowane zobowiązania dla bezzwrotnych form dofinansowania wynoszą 25 275,2 tys. zł. Wypłaty środków z podjętych i planowanych zobowiązań dla bezzwrotnych form dofinansowania programu wynoszą 32 343,6 tys. zł. Planowane zobowiązania dla zwrotnych form dofinansowania wynoszą 432 206,6 tys. zł. Wypłaty środków z podjętych i planowanych zobowiązań dla zwrotnych form dofinansowania programu wynoszą 724 492,7 tys. zł.

W ramach I Konkursu NFOŚiGW przeznaczył na dofinansowanie przedsięwzięć do 347 206 600,00 zł: do 5 mln zł w formie dotacji na audyt energetyczny/elektroenergetyczny przedsiębiorstwa, do 162,2 mln zł w formie pożyczki na zwiększenie efektywności energetycznej i do 180 mln zł w formie pożyczki na E-KUMULATOR – Ekologiczny Akumulator dla Przemysłu (po 60 mln zł na każde z trzech poddziałań).

Ogłoszenie kolejnego naboru wniosków w trybie konkursowym do trzech części programu planowane jest 21.07.

Natomiast na początku III kwartału planowane jest wdrażanie programu priorytetowego 3.2 część 4 „Inwestycje energooszczędne w małych i średnich przedsiębiorstwach", którego celem jest ograniczenie zużycia energii w wyniku realizacji inwestycji w zakresie efektywności energetycznej i zastosowania odnawialnych źródeł energii w sektorze mikro, małych i średnich przedsiębiorstw, tj. zatrudniających mniej niż 250 pracowników, których roczne obroty nie przekraczają 50 mln euro lub aktywa nie przekraczają wartości 43 mln euro.

Na wsparcie mogą liczyć przedsięwzięcia inwestycyjne służące poprawie efektywności energetycznej, polegające na zakupie urządzeń wymienionych na Liście Kwalifikowalnych Maszyn i Urządzeń (List of Eligible Materials and Equipment, LEME), publikowanej na stronie www.nfosigw.gov.pl, a których finansowanie w formie kredytu z dotacją nie przekracza 250 000 euro, stanowiących równowartość PLN wg średniego kursu NBP z dnia podpisania umowy kredytowej; przedsięwzięcia inwestycyjne w poprawę efektywności energetycznej, bazujące na rozwiązaniach indywidualnych i osiągające min. 20% oszczędności energii (finansowanie w formie kredytu z dotacją tego rodzaju przedsięwzięcia nie może przekroczyć 1 mln euro); przedsięwzięcia polegające na termomodernizacji budynku/ów pozostających w dysponowaniu beneficjenta, w wyniku której zostanie osiągnięte minimum 30% oszczędności energii (finansowanie w formie kredytu z dotacją tego rodzaju przedsięwzięcia nie może przekroczyć 1 mln euro) oraz inwestycje polegające na zastosowaniu odnawialnych źródeł energii, w tym m.in. fotowoltaiki, w istniejących obiektach wykorzystujących konwencjonalne źródła energii (finansowanie w formie kredytu z dotacją tego rodzaju przedsięwzięcia nie może przekroczyć 1 mln euro).

boj

PS. 23 maja Komisja Europejska zatwierdziła Umowę Partnerstwa. Tym samym Polska, jako jedno z pierwszych państw, zakończyła negocjacje tego strategicznego dokumentu.