PRZEGLĄD ENERGETYCZNY

Rok założenia 1996

Numer 3 (63)
wrzesień 2011

ISSN 1641-7992

IZBA GOSPODARCZA ENERGETYKI I OCHRONY ŚRODOWISKA

20 lat UNISERV®

KOMPLEKSOWE USŁUGI
INŻYNIERSKIE DLA PRZEMYSŁU

chłodnie wentylatorowe
kominy przemysłowe
chłodnie kominowe
akumulatory ciepła
piece przemysłowe
silosy i zbiorniki
wieże gaszenia
biogazownie

Fot. Arkadiusz Łuszczyk

www.uniserv.com.pl

Doskonale rozumiemy ideę zrównoważonego rozwoju

Dbałość o potrzeby rozwojowe przyszłych pokoleń, o środowisko, w którym człowiek, przemysł i przyroda mogą w zgodzie współegzystować – to wyzwanie dla Dalkii! Jesteśmy firmą odpowiedzialną społecznie:

- inwestujemy w odnawialne źródła energii,
- dbamy o bezpieczeństwo i rozwój zawodowy pracowników,
- wspieramy inicjatywy społeczności lokalnych,
- troszczymy się o edukację młodzieży.

Dalkia. Rozwiązania efektywne energetycznie

www.dalkia.pl

VEOLIA ENVIRONNEMENT

EDF

ECOENERGIA®
Spółka z o.o.

ISO 9001:2008
DEKRA Certification
DEKRA
Certyfikat
Zarządzanie Jakością ISO 9001:2008
Systematycznie monitorowany

ZIELONA ENERGIA Z BIOMASY
Współspalanie biomasy w kotłach energetycznych.

ECOENERGIA Sp. z o.o. oferuje kompleksowe rozwiązania technologiczne instalacji współspalania biomasy w kotłach energetycznych: pyłowych i rusztowych.

Nasze usługi obejmują wszystkie fazy, procesy i branże inwestycyjne, począwszy od przygotowania inwestycji, doradztwa technicznego poprzez projektowanie, dostawy, montaż, uruchomienie, optymalizację, na przekazaniu do eksploatacji i serwisie gwarancyjnym oraz pogwarancyjnym kończąc.

Magazynowanie i podawanie biomasy.

Oferujemy instalacje:

- przyjmowania i magazynowania biomasy,
- przygotowania biomasy do spalania,
- transportu mechanicznego biomasy,
- podawania i dozowania biomasy,
- monitoringu strumienia podawania biomasy,
- automatyzacji procesów jw.,
- modernizacji istniejących ciągów podawania paliwa.

Modernizacja kotłów energetycznych w celu dostosowania do współspalania biomasy.

Oferujemy:

- modelowanie numeryczne układu spalania i współspalania biomasy,
- modernizacje kotłów w celu dostosowania do współspalania biomasy,
- optymalizację procesu spalania,
- pełną automatykę kotłów i gospodarek pomocniczych.

Technologie spalania biomasy.

Oferujemy spalanie biomasy:

- w satelitarnym przedpalenisku – autorskie rozwiązanie Ecoenergii,
- w palnikach pyłowych na biomasę – autorskie rozwiązanie Ecoenergii,
- w palnikach pyłowych dwupaliwowych – na pył węglowy i pył biomasowy – autorskie rozwiązanie Ecoenergii,
- na rusztach.

ECOENERGIA Spółka z o.o.
01-342 Warszawa, ul. Lustrzana 32
tel.: (+48 22) 666 16 01, 666 15 96-97 • fax: (+48 22) 666 16 00
www.ecoenergia.com.pl • warszawa@ecoenergia.com.pl

Oddział Katowice
40-952 Katowice, ul. Jordana 25
tel.: (+48 32) 257 87 01, 202 67 52 • fax: (+48 32) 251 67 52
katowice@ecoenergia.com.pl

RAFAKO
www.rafako.com.pl
dla
energetyki
i środowiska

Dyrektywa o emisjach przemysłowych – szanse, czy zagrożenia dla polskiej energetyki?

Prawie pół roku temu weszła w życie Dyrektywa o emisjach przemysłowych (IED). Najistotniejsze w obszarze energetyki (spalanie paliw) zmiany zaczną obowiązywać od 2016 roku i związane są ze znaczącym zaostrzeniem standardów emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu oraz jednoznacznym zdefiniowaniu źródła spalania. Definicję tę można sprowadzić do znanego już zapisu „źródło = komin". Końcowa wersja Dyrektywy znacząco różni się od pierwotnej propozycji. W wyniku negocjacji uwzględniono w znacznym zakresie polskie postulaty dotyczące przede wszystkim wyłączenia z niej małych źródeł i wprowadzenia okresów przejściowych.

Mimo złagodzenia zapisów Dyrektywa jest uważana za źródło kolejnego wyzwania technologicznego dla krajowej energetyki. Stąd podstawowe pytanie: czy Dyrektywa jest zagrożeniem, czy szansą na modernizację mniejszych źródeł, przede wszystkim polskich elektrociepłowni i ciepłowni? To dylemat, nad którym warto się zastanowić i warto go przedyskutować. Z tego względu, kolejną edycję dyskusji redakcyjnej na łamach „Przeglądu Energetycznego", zorganizowanej przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, poświęciliśmy tematowi pod hasłem „Dyrektywa o emisjach przemysłowych – szanse, czy zagrożenia dla polskiej energetyki"?

Do udziału w dyskusji zaprosiliśmy:

– Dr Mirosława Dudę – ARE,

– Dr inż. Jacka Jaśkiewicza – konsultanta ds. ochrony środowiska w ATMOTERM S.A.,

– Adama Kanię – Głównego Energetyka w Zakładach Azotowych PUŁAWY S.A., przedstawiciela Forum Odbiorców i Użytkowników Energii,

– Franciszka Pchełkę – Zastępcę Dyrektora ds. Technicznych w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie,

– Bogusława Regulskiego – Wiceprezesa Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie,

– Elżbietę Wróblewską – Głównego Specjalistę w Departamencie Energetyki Ministerstwa Gospodarki.

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

Niżej prezentujemy autoryzowany zapis tej redakcyjnej dyskusji.

• ***Praktycznie wszystkie dotychczasowe dyrektywy środowiskowe były odbierane przez krajowy przemysł jako wyzwanie przekraczające realne możliwości techniczne i finansowe. Wymagania Dyrektywy o emisjach przemysłowych można w skrócie streścić jednym zdaniem: nie wolno spalać węgla bez instalacji oczyszczających spaliny, a sprawność tych instalacji powinna być możliwie najwyższa. Czy można powiedzieć, że dla polskiej energetyki takie wymaganie jest zbyt daleko idące?***

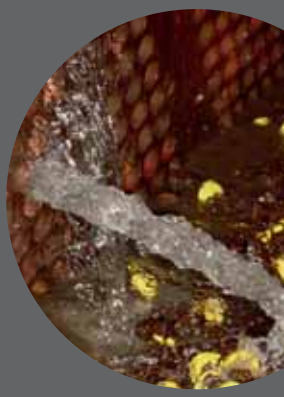
– **A. Kania:** – W przypadku Dyrektywy IED rozważenia wymagają dwie kwestie: cel Dyrektywy oraz konsekwencje dla przemysłu jej wdrożenia. Jeżeli chodzi o zapisane w Dyrektywie limity, progi emisji, terminy ich wdrażania, to osiągnięcie tych celów będzie trudne, ale nie niemożliwe. Za znacznie większe zagrożenia uważam te, wynikające z procedur uzyskiwania Pozwoleń Zintegrowanych. Są przymiarki do tego aby były one bardzo restrykcyjne, co może doprowadzić do „zamknięcia" części energetyki.

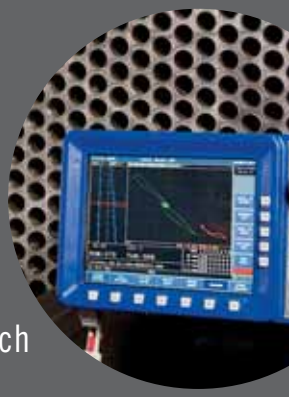
Reprezentuję przemysł nawozowy i z tej pozycji zadaję pytanie: czy aż tak daleko idące oczyszczanie spalin, jak zapisane w Dyrektywie, jest konieczne i czy w ogóle ma sens? Czy np. SO_2 w spalinach powinniśmy redukować do zera, obniżając sprawności wytwarzania energii, a następnie dodawać siarkę do nawozów rolniczych? Czy też może, jeśli jest jeden emiter na 100–200 km^2, nie redukować w nim tak restrykcyjne emisji SO_2 tylko emitować na poziomie nieszkodliwym dla zdrowia mieszkających tam ludzi,

Fot. Monika Witkowicz

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

aby utrzymać swoistą równowagę w przyrodzie? Dyrektywa powinna zatem mówić o barierach szkodliwości dla środowiska emitowanych substancji. Tymczasem, ona mówi o zero emisyjności. Choćby sam człowiek jest elementem środowiska i emituje pewne substancje.

Jesteśmy firmą, która inwestuje ogromne środki w realizację wielu projektów związanych z ochroną środowiska, zwłaszcza zaś powietrza. I z tego punktu widzenia nie dostrzegam w Unii zintegrowanego podejścia do ochrony środowiska. Poszczególne dyrektywy z tego zakresu są jakby oddzielnymi dokumentami, np. Dyrektywy IED i ETS, które w dodatku niekiedy nie uwzględniają kompletnie sumarycznych konsekwencji ekonomicznych wdrożenia ich do gospodarki.

– **J. Jaśkiewicz:** – W przeciwieństwie do mojego przedmówcy uważam, że przepisy UE dotyczące emisji zanieczyszczeń, są ze sobą doskonale skoordynowane. I jeżeli jakichś celów nie osiągnie się jedną dyrektywą, to stanie się to dzięki drugiej. Na Dyrektywę IED nie wolno patrzeć „osobno", lecz kompleksowo, uwzględniając wszystkie dyrektywy związane, a także dotyczące emisji gazów cieplarnianych. Dyrektywa IED jest konsekwencją przyjęcia w 2008 roku dyrektywy dotyczącej jakości powietrza (CAFE). Przy jej przyjmowaniu postanowiono również, aby dla ułatwienia jej realizacji, zweryfikować szereg innych dyrektyw, jak: IPCC, LCD, pułapowe i inne. I to się obecnie dzieje. Głównym celem jest ograniczenie negatywnego oddziaływania, emitowanych do powietrza zanieczyszczeń, na zdrowie ludności. Ma to przynieść konkretne oszczędności w tak zwanych kosztach zewnętrznych, a głównie w wydatkach na ochronę zdrowia w porównaniu do kosztów realizacji przepisów.

Ostatnio miałem możliwość uczestniczenia, jako ekspert wspierający, w nieformalnym posiedzeniu Rady Ministrów Środowiska krajów UE, w ramach prezydencji polskiej, w części dotyczącej planu działań na kolejnych 10 lat. Interesujące jest, że wiele państw (13 na 27) wypowiedziało się za dalszymi działaniami na rzecz poprawy jakości powietrza, w tym egzekucji i zaostrzenia przepisów w tym zakresie. Znaczące jest też, że 18 państw wsparło działania na rzecz ochrony klimatu, a najwięcej państw (23) poparło działania w zakresie zwiększenia efektywności wykorzystania zasobów. Świadczy to, że polityka ochrony klimatu i powietrza UE niewątpliwie będzie kontynuowana w perspektywie najbliższych dziesięciu lat.

– **E. Wróblewska:** – W planach UE przewiduje się redukcję emisji CO_2 do 2050 r. o 80–95%. 80% odnosi się do przemysłów emitujących CO_2 w procesach chemicznych. Natomiast 95% dotyczy energetyki przy założeniu, że dopracowana zostanie technologia CCS. Tymczasem, póki co, ta technologia ma niejasne perspektywy. Nie mówiąc o tym, że koszty byłyby dla polskiej energetyki nie do przyjęcia, w której, jak zakłada się to w innych gospodarkach, wychwytywane CO_2 nie mogłoby wspomagać wydobycia ropy naftowej.

Dr Mirosław Duda
– ARE

– **S. Krystek:** – Wszelkie normy, działania dotyczące ochrony środowiska, jakie tworzy się, podejmuje w UE, powinny być zgodne przede wszystkim ze zdrowym rozsądkiem. Jeśli więc naukowcy mówią np., że redukcja emisji SO_2 poniżej pewnego pułapu jest niecelowa, albo wręcz szkodliwa, to nie należy tego robić. Bo to drogo kosztuje i zamiast korzyści przynosi straty. Jeżeli kwestie związane z emisją CO_2 budzą na świecie liczne kontrowersje, to najpierw należy je rozstrzygnąć, a ewentualnie dopiero potem podejmować działania zmierzające do redukcji emisji. Gdy technologia CCS budzi wiele wątpliwości, to najpierw należy je rozwiać i dopiero lokować w niej nadzieje na redukcję emisji CO_2 itd., itp. Poza tym każdy kraj UE ma jakieś swoje interesy, które próbuje realizować w ramach polityki ekologicznej, niekoniecznie zgodne z interesami innych krajów...

Dr inż. Jacek Jaśkiewicz
– konsultant ds. ochrony środowiska w ATMOTERM S.A.

– **M. Duda:** – ...dlatego w Unii konieczne jest znalezienie pewnego consensusu odnośnie celów jakie chce ona osiągnąć w ochronie środowiska. Ów consensus powinien być w sposób naturalny wyznaczany przez koszty, zarówno po stronie przemysłu, jak i środowiska naturalnego. Zdaję sobie sprawę, że niezwykle trudno jest określić koszty po stronie środowiska naturalnego, tzw. zewnętrzne. Bardzo wielu naukowców „połamało sobie na tym zęby". Nie oznacza to jednak, iż nie należy szukać optimum kosztowego po stronie dostaw energii i ochrony środowiska. Tyle, że w Unii nikt nie zamierza się tego podjąć. Podejmuje się natomiast, w efekcie lobbowania różnych grup interesów tematy, na których te grupy chcą zarobić. Konieczne jest także znalezienie optimum kosztowego pomiędzy skutkami środowiskowymi dziś i w przyszłości. Trzeba, wreszcie, poważnie zacząć traktować nie fragmenty lecz całą definicję zrównoważonego rozwoju, w której zapisana jest troska o przyszłość, ale bez pogarszania warunków życia dziś. W swoich wygórowanych ambicjach dotyczących zwłaszcza redukcji CO_2, Unia wydaje się o tych kwestiach zapominać. Popieram stanowisko Pana Kani, że trzeba znaleźć pewne optymalne wartości emisji, które są dopuszczalne. To samo dotyczy np. ochrony radiologicznej. Staranie się o stworzenie zabezpieczeń redukujących całkowicie emisję radionuklidów, jest bez sensu, bo przecież my żyjemy w otoczeniu radionuklidów, które są częścią natury, częścią życia człowieka.

– **F. Pchełka:** – Mamy całą paletę barw różnych certyfikatów, które podnoszą koszty, mamy kupować pozwolenia na emisję CO_2, Pakiet Energetyczno-Klimatyczny również podnosi koszty. Gdy to wszystko uwzględnić, poziom cen energii elektrycznej zaczyna rysować się „przerażająco". Czy ktoś odpowiedział sobie na pytania: do jakiego pułapu ceny energii mogą wzrastać oraz, do którego momentu będą one akceptowalne dla społeczeństwa? Technika pozwala na zrobienie niemal wszystkiego. Tylko czy nasza gospodarka i społeczeństwo wytrzymają to? Czy przy stanie naszego budżetu, rząd będzie mógł dać gwarancje na nowe inwestycje w energetyce? Czy jest normalnym, że w pewnych sytuacjach minister środowiska ma więcej władzy niż rząd? Czy ktoś dokonał kompleksowej analizy sytuacji, która pozwalałaby na udzielenie odpowiedzi na wcześniej postawione pytania?

– **B. Regulski:** – Pewne zjawiska, które dzieją się obecnie w energetyce, przerażają

nas. Wychodzi na to, że przespaliśmy parę ostatnich lat. Już dawno wiadomo było, że pewne wymagania pojawią się i należy się do nich przygotować. I mamy, co mamy. Gdy pojawił się problem konieczności redukcji emisji CO_2 o 20%, w swej naiwności sądziłem, że każdy kraj Unii będzie musiał podjąć wysiłek i osiągnąć ten cel. Okazało się, że są tu lepsi i gorsi. Lepsi, to np. Francja ze swoją energetyką jądrową, Dania – z odnawialną, Szwecja – z hydroenergetyką. Gorsi zaś, to np. Polska. Dla nakręcenia gospodarki Europa wymyśliła swoją „wojnę z klimatem", która to uczyni. Przypominają mi się słowa pewnego angielskiego biznesmena. Otóż powiedział on, że „*my, w Wielkiej Brytanii, to już niewiele produkujemy, bo to się nie opłaca. O wiele bardziej jest opłacalne wymyślanie nowych rzeczy, które sprzedamy a produkcją niech zajmą się inni*." My jesteśmy w sytuacji kraju będącego konsumentem nowych technologii wymyślonych przez innych. A także petentem jeśli chodzi o zasilanie w środki finansowe zgromadzone gdzie indziej. IED mieści się w tym schemacie, jest maszynką do wydania znacznych pieniędzy, w określonym miejscu. Sytuacja wyglądałaby inaczej gdybyśmy mieli własne technologie, ale ich nie mamy. Dla przykładu: ciepłownictwo już na początku lat 2000-nych. apelowało do górnictwa o stworzenie programu na rzecz czystego węgla. Oznaczałoby to ograniczenie problemów zawiązanych z emisją siarki. Koszty bowiem instalacji odsiarczania spalin, w przypadku węgli nisko zasiarczonych są diametralnie inne niż w przypadku węgli wysoko zasiarczonych, co w sposób jednoznaczny wykazały przeprowadzone badania. I co? – i nic. Prawdopodobnie górnictwo uznało, że każdy węgiel i tak sprzeda. Za jakiś czas, nie sprzeda.

– **S. Krystek:** – W działaniach Unii w dziedzinie ochrony środowiska dostrzegam wiele egoizmów. Tymczasem, potrzebna jest jej solidarność energetyczna, której nie widzę. Unia w swych działaniach proekologicznych nie może się także zamykać w sobie, bez uwzględniania tego co dzieje się w tej materii wokół, na całym świecie.

– **A. Kania:** – Podtrzymuję opinię, że działania Unii w dziedzinie ochrony środowiska, których uzewnętrznieniem kolejne dyrektywy dotyczące tego obszaru (obszaru emisji do powietrza), są kompletnie nieskoordynowane. Ta konstatacja nie wynika ze spekulacji intelektualnej, lecz z empirium pochodzącego choćby z mojej firmy. Określona dyrektywa UE indukuje nasze określone przedsięwzięcia inwestycyjne w dziedzinie ochrony środowiska, racjonalne w danym momencie. Po, dajmy na to, dwóch latach pojawia się nowa dyrektywa, która racjonalność naszych przedsięwzięć stawia pod znakiem zapytania. W sposób oczywisty generuje to niepotrzebne, horrendalne koszty. W tych wszystkich działaniach UE nie dostrzegam także myślenia o pułapie do jakiego można ponosić koszty ochrony środowiska, a konkretnie powietrza, bez zatracenia konkurencyjności. Obecnie w Polsce 35% kosztów energii elektrycznej dla przemysłu związane jest z prowadzeniem określonej polityki ekologicznej. A to dopiero początek.

Adam Kania
– Główny Energetyk w Zakładach Azotowych PUŁAWY S.A., przedstawiciel Forum Odbiorców i Użytkowników Energii

– **J. Jaśkiewicz:** – Nie jest jednak tak, że w Unii nikt nie przejmuje się kosztami ochrony środowiska. Każdy akt prawny poprzedzają dogłębne, bardzo szerokie analizy ekonomiczne, mogę o tym zapewnić, bo niektóre z nich studiowałem. I gdyby z owych analiz wynikało, że określone działania, z punktu widzenia całej Unii, są nieopłacalne, to by ich nie podjęto. Z punktu widzenia poszczególnych krajów wygląda to, niestety, nieco inaczej. Dlatego też powinniśmy domagać się, aby takie szerokie, dogłębne analizy skutków określonych aktów prawnych, były robione także dla poszczególnych krajów. Takich analiz, decydujących o naszej przyszłości, nie robi nie tylko Unia, ale także my sami.

Franciszek Pchełka
– Zastępca Dyrektora ds. Technicznych w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie

– **M. Duda:** – Również ja studiowałem bardzo wiele unijnych analiz, o których mówił mój przedmówca. One budzą bardzo wiele wątpliwości co do założeń i, niestety, są tendencyjne.

– **A. Kania:** – One są opracowywane na bazie uśrednionych danych europejskich, które mają się nijak do warunków polskich.

– **J. Jaśkiewicz:** – Jednak dla szeregu krajów podejmowane działania na podstawie takich analiz są opłacalne. Trudno sobie wyobrazić, że np. Niemcy zgodzą się na coś, co jest dla nich niekorzystne.

– **E. Wróblewska:** – Chciałabym wrócić jeszcze na chwilę do wątku, który poruszono wcześniej. Działania Unii Europejskiej są napędzane oczekiwaniem, że rozwój nowych technologii będzie kołem zamachowym gospodarki. Najbardziej rozwinięte kraje Unii nie widzą już siebie w epoce industrialnej, lecz post industrialnej. Tymczasem, w Polsce nie ma polityki promowania nowych technologii, nasza gospodarka pod względem innowacyjności jest, mówiąc delikatnie, w ogonie Unii.

– **B. Regulski:** – Przez najwyżej rozwinięte kraje Unii jesteśmy postrzegani trochę jak Chiny – są ręce do pracy i miejsca na lokalizację zakładów produkcyjnych. Powinniśmy przejść metamorfozę i zacząć sprzedawać myśl, a nie ręce do pracy i miejsca do budowy zakładów.

– **M. Duda:** – Guru Komisji Europejskiej ds. energetyki postrzega Polskę w przyszłości jako kraj, który nadal będzie tworzył wartość dodaną w przemyśle.

• ***W negocjacjach nad Dyrektywą IED Polska odniosła spory sukces polegający na „wyrwaniu jej sporej liczby zębów". Dzięki nam wprowadzono sporo mechanizmów „rozmiękczających" tę Dyrektywę. Dolna granica obowiązywania Dyrektywy to moc źródła 50 MW oraz moc pojedynczego kotła 15 MW. To stwarza nierówne warunki konkurencji. Powstaje sytuacja, w której jedno przedsiębiorstwo wyposażone np. w 5 kotłów WR-10 (moc w paliwie powyżej 50 MW, ale każdy z kotłów o mocy poniżej 15 MW) nie będzie musiało wyposażać instalacji w wysokowydajne urządzenia oczyszczające spaliny, a przedsiębiorstwo wyposażone np. w dwa kotły WR-25 taki obowiązek będzie miało. Czy w tej sytuacji powinno się w polskim ustawodawstwie wprowadzić zaostrzone wymagania także dla mniejszych instalacji?***

– **B. Regulski:** – Musimy pić piwo, które naważyliśmy w przeszłości. Tych problemów by nie było, gdybyśmy stworzyli sensowną politykę w zakresie ogrzewania. A więc gdyby w tym obszarze był porządek i odpowiedzialność. Przez lata konsekwencjami działań na rzecz ochrony środowiska obciążeni byli jedynie przedsiębiorcy, a w naszej branży zawodowi dostawcy ciepła. Np. szkół, czy szpitali posiadających kotłownie w ogóle to nie obchodziło. Dziś mamy sytuację taką, że z jednej strony – w domach jednorodzinnych pali się, by je ogrzać, czym się chce, nie bacząc na emisje. Z drugiej zaś – w ciepłowniach zawodowych trwa walka o redukcję niemal każdego kilograma emisji. W innych krajach zrobiono z tym już porządek, np. w określonych regionach ograniczając używanie określonych paliw. „Leżą" mechanizmy administracyjne, planowanie przestrzenne i energetyczne, co porządkowałoby planowanie w zakresie inwestycji energetycznych. We wszystkich dokumentach Unii dotyczących ochrony środowiska mówi się o konieczności podnoszenia świadomości ekologicznej i energetycznej społeczeństwa. Czy można z pełną odpowiedzialnością powiedzieć, że na tym polu robimy ile trzeba?

• ***Jak to zmienić, co w tej sytuacji zrobić?***

– **B. Regulski:** – Potrzebna jest tu ingerencja państwa. Decyzje będą trudne, ale nie do uniknięcia.

– **A. Kania:** – Bywa, że energetyka przemysłowa zasila w ciepło całe miasta. Energia wytwarzana jest w kogeneracji, wiadomo więc, że efektywność wykorzystania paliwa pierwotnego jest tu bardzo wysoka. W takich razach prawo nie powinno zezwalać na odchodzenie przez odbiorców od centralnego, sieciowego ogrzewania, a przynajmniej prawo powinno być tak skonstruowane aby preferować centralny sposób zasilania w ciepło. Radą, chociaż niepopularną, byłby tu podatek węglowy, który wyrównywałby warunki konkurencji.

• ***Gdy zacząłem mówić o podatku węglowym w obecności ważnych osób, to niemal nie zostałem pobity. Powiedziano mi, że jest to obecnie społecznie niedopuszczalne. Ten podatek oznaczałby wzrost ceny tony węgla o około 120 zł.***

– **B. Regulski:** – W przeciągu ostatnich kilku lat cena węgla, bez tego podatku, i tak uległa w Polsce podwojeniu.

– **M. Duda:** – Mam poważne problemy z ogarnięciem Dyrektywy IED. Po jej przestudiowaniu rodzi się pytanie: po co takie szczegółowe regulacje? Niestety, Unia ma skłonność do takich regulacji, które w trakcie realizacji owocują masą różnego rodzaju pułapek. Wprowadzając podatek węglowy można by z tej Dyrektywy wykreślić wszystkie szczegółowe regulacje, stwarzając równocześnie równe warunki konkurencyjności. Nie rozumiem oporu przed wprowadzeniem tego rodzaju podatku.

Bogusław Regulski
– Wiceprezes Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie

– **J. Jaśkiewicz:** – Dyrektywa IED jest obecnie implementowana do polskiego prawa. Korekta tej Dyrektywy jest możliwa, bowiem w 2016 r. przewidziany jest jej przegląd. Co zaś tyczy wprowadzenia podatku węglowego, to na forum Unii cały czas są na ten temat prowadzone dyskusje. Zdecydowanie przeciwna jego wprowadzeniu jest obecnie Wielka Brytania. Trudno dociec jakie stoją za tym racje. Chciałbym w tym miejscu powiedzieć także, że jeśli chodzi o realizację dyrektywy dotyczącej jakości powietrza (CAFE), to mamy poważną liczbę mieszkańców, którzy żyją na terenach gdzie są przekroczone normy. W związku z tym, Komisja Europejska podjęła pierwsze kroki, przeciwko Polsce, na drodze do wystąpienia w tej sprawie do Trybunału Europejskiego.

Elżbieta Wróblewska
– Główny Specjalista w Departamencie Energetyki Ministerstwa Gospodarki

W mojej firmie analizowaliśmy wysokość kar, jakie mogą być zasądzone dla nas. Otóż mogą one wynieść, nawet, 300 tys. euro za każdy dzień niedotrzymania standardów jakości powietrza. Polska wystąpiła do Unii o przedłużenie terminów, w których jakość powietrza w szeregu strefach powinna być osiągnięta, ale towarzyszące temu plany działania na rzecz poprawy jakości powietrza zostały przyjęte tylko dla niewielu stref. W planach tych, poza działaniami wspierającym, znajduje się także eliminacja spalania węgla, szczególnie w piecach domowych.

– **B. Regulski:** – Mechanizmy państwa nie są tylko od tego „by wszystkim dogodzić". W ramach realizacji określonych celów, muszą być wprowadzane pewne rygory i ograniczane niektóre swobody jednostek. Przykładem budowa dróg, gdy cel wyższego rzędu prowadzi do naruszenia interesów jednostki, oczywiście za stosowną rekompensatą. Działa tu spec ustawa, a powinien to być kanon. Oczywiście przeobrażenie ciepłownictwa w Polsce w określonym kierunku musi uzyskać wsparcie na poziomie legislacyjnym i społecznym.

– **E. Wróblewska:** – Normy unijne, tak naprawdę, są adresowane do krajów bogatych, będących na innym etapie rozwoju. W Polsce są duże obszary biedy, bezrobocia strukturalnego, brakuje mieszkań. To nowe mieszkalnictwo powinno spełniać wszystkie wymagania efektywności energetycznej. Niestety, póki co, nie można uzyskać zgody społecznej na wprowadzenie takich drogich obowiązków.

– **A. Kania:** – Trzeba wspomnieć o projekcie ustawy o bilansowaniu SO_2 i NO_x. On wisi nad przemysłem i energetyką od kilku lat i wynika z niezbyt fortunnych zapisów w Traktacie Akcesyjnym, Było by wszystko w porządku, gdyby rzecz dotyczyła wszystkich państw UE. Niestety, dotyczy praktycznie tylko Polski. Ten akt prawny przygotowywany jest do wdrożenia od stycznia przyszłego roku i będzie szkodliwy dla polskiego przemysłu. Wydrenuje bowiem kolejne pieniądze z polskiego przemysłu, które mogłyby być przeznaczone na inwestycje z zakresu ochrony powietrza.

• ***Jestem jednym z pomysłodawców tej ustawy, choć nie w wersji jaka prawdopodobnie wejdzie w życie. Ta ustawa miała być pomocą dla firm w dostosowaniu się do wymagań UE. Tyle, że w pierwotnej wersji tzw. opłata zastępcza mogła być zawieszana w momencie gdy ktoś prowadzi inwestycję. W obecnej wersji ustawy, tego nie ma.***

– **J. Jaśkiewicz:** – Ustawa ta służyć będzie również realizacji dyrektywy pułapowej, w której wielkości emisji zanieczyszczeń dla poszczególnych krajów są aktualnie negocjowane, a ich spełnienie może dopiero stanowić problem.

• ***W sposób szczególny Dyrektywa dotknie polskie ciepłownictwo w małych i średnich***

miastach, gdzie źródłami ciepła są węglowe kotły WR. Ponieść trzeba będzie znaczące koszty budowy instalacji oczyszczających spaliny. Równocześnie, pojawi się koszt zakupu uprawnień do emisji CO_2. Czy i jak ciepłownictwo wykorzystujące węgiel ma szanse pozostania konkurencyjnym w stosunku do indywidualnego ogrzewania? Czy nie należy opracować programu wycofania węgla z ciepłownictwa?

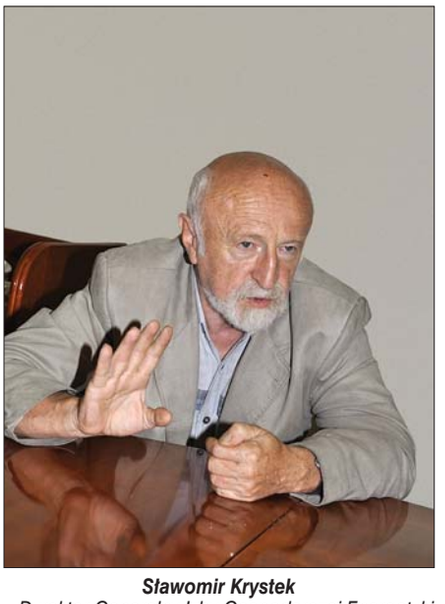
– **B. Regulski:** – Prawie na pewno ciepłownictwo, w sporej pewnie części, przestanie być węglowym. Dlatego, że będzie na nim spoczywało zbyt dużo obowiązków zewnętrznych, którym ciężko bez zmian będzie sprostać. W tym obszarze czeka nas przekształcenie części produkcji na energię odnawialną, rozwój kogeneracji. To się już dzieje. O przyszłości majątku jakim dysponujemy w polskim ciepłownictwie zadecyduje bardzo wiele czynników, z których jedne już działają, natomiast inne dopiero się pojawią. Kwestia istnienia ciepłownictwa sieciowego, to nie tylko problem kogeneracji i węgla. To przebieg infrastruktury liniowej, tzn. gdzie położyć rurę i na jakich warunkach. W energetyce te kwestie załatwiane są kuchennymi drzwiami i na poziomie państwa, więc jest łatwiej. W ciepłownictwie te sprawy załatwiane są na poziomie samorządów i tu jest trudniej. Nad ciepłownictwem wisi więc bardzo wiele zagrożeń, ale sądzę, że przy dobrej woli oraz uświadomieniu społeczeństwu jak wielki potencjał oszczędności tkwi w tym obszarze, uporanie się z zagrożeniami jest możliwe.

– **M. Duda:** – Dostrzegam ograniczoną rolę węgla w ciepłownictwie, ze względu na obecne jak i spodziewane wymagania środowiskowe. Natomiast nie przekreślałbym go zupełnie ze względu na bilans wszystkich nośników energii pierwotnej. Dziś wszyscy zachwycamy się perspektywami związanymi z gazem łupkowym, a nad nim wisi wiele znaków zapytania. Mamy, aczkolwiek nieracjonalne, ale silne, opory przed energetyką jądrową. Energetyka odnawialna ma swoje ograniczone zasoby po racjonalnych kosztach. Jeżeli uwzględnimy te wszystkie czynniki, w tym rozpoznane dotychczas na świecie zasoby węgla i gazu, to rodzi się pytanie: czym palić jeśli nie węglem? W tym kontekście kluczowego znaczenia nabierają działania państwa, które powinno wymusić racjonalne użytkowanie energii.

– **J. Jaśkiewicz:** – Jeżeli nie będzie bankructwa Unii, jeśli będzie kontynuowana jej polityka energetyczno-klimatyczna oraz ochrony powietrza, jeśli nie pojawią się nowe technologie, to szanse dla węgla w ciepłownictwie w 2050 r. będą ograniczone. W tej sytuacji rodzi się pytanie: czy ma sens inwestowanie obecnie w elektrociepłownie, czy ciepłownie, opalane węglem, gdyż powinny one pracować co najmniej 40 lat? Dla ciepłownictwa powinien powstać strategiczny plan rozwoju uwzględniający obecne i przyszłe uwarunkowania.

Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski
– PW

– **B. Regulski:** – Da się zbudować ciepłownictwo „z rurą" przyjazne dla środowiska. Pokazuje to ciepłownictwo Danii – bardzo wyregulowane oraz Szwecji – bardzo liberalne. W ciepłownictwo trzeba wprząc i śmieci, i energetykę odnawialną, i gaz. Ale musi być tak jak w Danii, że gdy obywatel pójdzie do składu opałowego i kupi olej opałowy, to oprócz jego ceny zapłaci ogromny podatek w postaci opłaty ekologicznej. Jeśli ktoś ma taki kaprys, to proszę. Jeśli nie, to w ciepło zaopatruje się w regionalnym przedsiębiorstwie ciepłowniczym, w którym cena ciepła nie jest obciążona podatkiem ekologicznym. Mamy majątek, potencjał aby mieć to samo, nawet zważywszy, że w rozwoju kogeneracji przespaliśmy wiele lat. W Danii i Szwecji, w niektórych regionach, też używa się węgla w ciepłownictwie, ale w sytuacjach awaryjnych, dla zbilansowania potrzeb. W bilansie jest to 6–10%. To wszystko umożliwia ciepłownictwu oferowanie ciepła po cenach bardziej atrakcyjnych niż w przypadku innego rozwiązania problemu.



Sławomir Krystek
– Dyrektor Generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska

– **A. Kania:** – Przy takiej a nie innej polityce środowiskowej Unii, w polskiej energetyce przemysłowej będzie następował stopniowy zmierzch węgla. Prognozowane obciążenia kosztami ochrony powietrza tej energetyki sprawią, że konkurencyjną stanie się generacja a przede wszystkim kogeneracja gazowa. Szanse dla węgla mogą się pojawić przy skoku technologicznym umożliwiającym produkcję gazu syntezowego poprzez zgazowanie węgla (takich efektywnych instalacji funkcjonuje już na świecie kilkadziesiąt), w połączeniu z dopracowaną technologią CCS powiązaną np. z wydobyciem gazu lub z technologiami wykorzystującymi CO_2 w przemyśle.

– **F. Pchełka:** – Chciałbym aby samorządowiec, który ma w perspektywie rok 2016 i nie ma pieniędzy, dowiedział się co ze swoim ciepłownictwem ma zrobić. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie współpracuje z Ministerstwem Środowiska, samorządowcami nad problemami wynikającymi z Dyrektywy IED. Dyskutujemy w zespołach problemowych, wynajęliśmy nawet prywatną firmę, która zajmuje się tymi zagadnieniami. Ogromną barierą jest tu nikły poziom świadomości ekologicznej i energetycznej przedstawicieli samorządu terytorialnego.

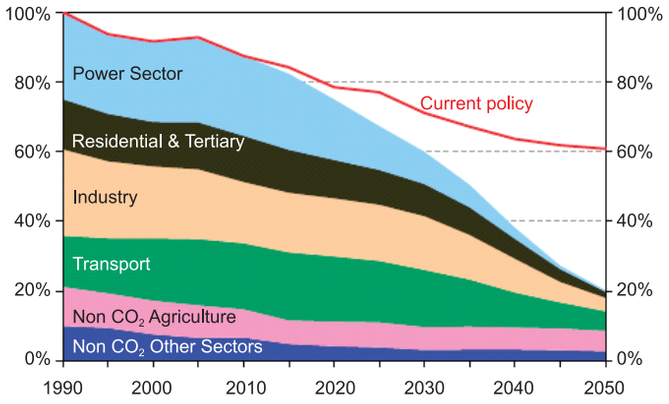
– **E. Wróblewska:** – Nie ma wątpliwości, że unijna polityka energetyczna, środowiskowa jest polityką zdecydowanie antywęglową. Natomiast z raportów Międzynarodowej Agencji Energii w sposób jednoznaczny wynika, że w ciągu najbliższych dekad w światowej energetyce będzie dominował jednak węgiel. Mamy tu więc jakąś sprzeczność. Unia traktuje węgiel jako paliwo przejściowe dopóki nie rozwinie się źródeł energii odnawialnej, albo też takich alternatywnych, które spełnią wymagania środowiskowe jakich żąda Unia. To stawia przed Polską ogromne wyzwania.

– **S. Krystek:** – Wydaje mi się, że Unii Europejskiej nie uda się przekonać świata do tak poważnej redukcji emisji CO_2 jaką planuje. W związku z tym, z czasem, będzie się musiała wycofać z tych nadmiernie ambitnych zamierzeń, bo gospodarka Unii nie wytrzyma horrendalnie wysokich cen energii wygenerowanych przez inwestycje, które pozwolą spełnić energetyce wymagania ekologiczne. Równocześnie, UE została w tyle jeśli chodzi o technologie związane z napędem samochodów energią elektryczną. Gdy emisja ze środków lokomocji staje się coraz poważniejszym problemem.

IZBA GOSPODARCZA
ENERGETYKI
I OCHRONY ŚRODOWISKA

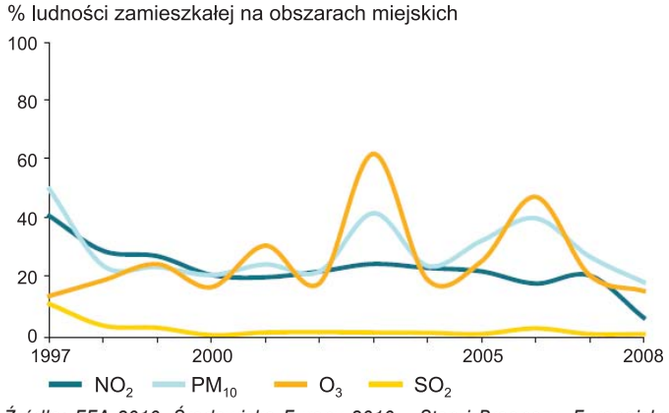
Integruje
Doradza
Promuje

Mapa drogowa do konkurencyjnej gospodarki w 2050 r.



Źródło: COM (2011)112/4provisional

Odsetek ludności zamieszkującej obszary miejskie, gdzie stężenia przekraczają wartości dopuszczalne (kraje EEA)



Źródło: EEA 2010. Środowisko Europy 2010 – Stan i Prognozy. Europejska Agencja Środowiska, Kopenhaga, wg EEA Air Base, Project Urban Audit (CSI 04)

• ***Wielokrotnie sygnalizowałem w Ministerstwie Środowiska, że jesteśmy niejako „z tyłu" z sygnalizacją formalno-prawną dotyczącą redukcji emisji. Za chwilę pojawi się rozporządzenie, że w roku 2016 będzie obowiązywał standard „taki to a taki". To ledwie za pięć lat. W 2020 r. będą następne, ostrzejsze wymogi, jestem tego pewny. Czy nie można sygnalizować tego już dziś, nawet gdy potem mielibyśmy się z tego wycofać? Tak już było w historii polskich regulacji dotyczących emisji.***

– **M. Duda:** – Mam zastrzeżenia do ustalania czasowych cezur realizacji pewnych celów, bo z tego wynikają same kłopoty. Powinno się jedynie wskazywać pewną określoną perspektywę. Gdy bowiem wskazuje się określone terminy, to jest jak z budową autostrad w Polsce. One są budowane, ale od początku było wiadomo, że w założonych terminach nie zbudujemy ich tyle ile zostało zadeklarowane.

– **A. Kania:** – Powinniśmy postępować jak Chińczycy. Oni (w uproszczeniu) powiedzieli Unii: – *rozwijaliście się w XIX i XX wieku mając ogromne emisje. Teraz my się rozwijamy i emitujemy. Jeszcze trochę poemitujemy i zaczniemy redukować*. Francja generuje na węglu 5% energii elektrycznej, Włochy – 9%, Niemcy – 30–35%, Polska – 95%. Nam, tak jak Chińczykom, na działania ograniczające emisje do powietrza potrzeba więcej czasu.

• ***50 lat temu zaczęto w Polsce budować ciepłownie systemowe. Natomiast już od 20 lat mówiło się, że wejdziemy do Unii, że tam są ostre normy emisji, że jest polityka klimatyczna itp. Już 20 lat przystosowujemy się. To aż trochę wstyd ciągle mówić, że mamy za mało czasu.***

• ***Dziękujemy za rozmowę.***

Oferta dla energetyki i przemysłu:

- Produkcja najwyższej klasy kotłów dla energetyki przemysłowej i zawodowej:
  - kotły odzysknicowe dla przemysłu,
  - kotły odzysknicowe na parametry nadkrytyczne dla bloków parowo-gazowych,
  - kotły opalane biomasą,
  - kotły do termicznej utylizacji odpadów komunalnych,
  - kotły parowe i wodne dla różnych gałęzi przemysłu.
- Kompleksowość działań w zakresie produkcji, montażu i remontów kotłów energetycznych.
- Potężne siły montażowe obejmujące wysoko wykwalifikowanych i mobilnych pracowników.
- Najwyższe technologie i nowatorskie rozwiązania; jako jedyny na świecie wykorzystuje w swej produkcji kotłowej nowoczesne techniki spawania laserowego.
- Realizacje w ramach Generalnej Realizacji Inwestycji lub Generalnego Wykonawstwa.

www.energoinstal.pl

Konsolidacja szansą na sukces

Położona u zbiegu granic trzech państw Niemiec, Czech i Polski, Elektrownia Turów jest dziś jednym z największych producentów energii elektrycznej w Polsce. W 2010 r. jej udział w rynku wyniósł blisko 8 proc. W elektrowni działa obecnie osiem bloków o łącznej mocy 1900 MW. Mimo że podstawowym paliwem pozostaje nadal węgiel brunatny, z roku na rok rośnie udział biomasy. Elektrownia Turów jest głównym dostawcą energii dla odbiorców z Dolnego Śląska, zapewniając w ten sposób rozwój gospodarczy całego regionu.

Elektrownia działa nieprzerwanie od 1962 r., kiedy to został uruchomiony pierwszy blok energetyczny o mocy 200 MW. W ciągu następnych dziesięciu lat (1962–1971) oddano do użytku kolejnych dziewięć bloków, w wyniku czego zainstalowana moc zakładu zwiększyła się do 2000 MW. Budowa elektrowni była oczywiście ściśle związana z występującymi na tym terenie bogatymi złożami węgla brunatnego oraz koniecznością zapewniania dostaw energii elektrycznej mieszkańcom Dolnego Śląska. Na początku lat 50. ubiegłego wieku zapadła decyzja o rozbudowie istniejącej kopalni i budowie elektrowni. Dzięki przedwojennym planom oraz pomocy niemieckich inżynierów prace posuwały się w szybkim tempie. W latach 90. elektrownia przeszła gruntowną modernizację.

Historyczna wolta

Ostatnie 10 lat w historii zakładu to okres burzliwych zmian organizacyjnych. W 2000 r. elektrownia zostaje skomercjalizowana. W 2004 r. już jako spółka wchodzi w skład holdingu BOT Górnictwo i Energetyka S.A. Po przyjęciu przez rząd w marcu 2006 r. programu dla elektroenergetyki, zakładającego konsolidację całego sektora energetycznego, Elektrownia Turów staje się częścią powołanej do życia Polskiej Grupy Energetycznej. We wrześniu 2010 r., w wyniku połączenia trzynastu spółek wchodzących w skład grupy kapitałowej PGE, zakład traci podmiotowość prawną i staje się jednym z oddziałów skonsolidowanej spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

Pytany o ocenę tych zmian **Roman Walkowiak**, dyrektor Oddziału Elektrowni Turów odpowiada:

– W latach PRL-u polska energetyka została podzielona na okręgi energetyczne wzorowane na rozwiązaniach europejskich (francuskich). W ramach tego podziału Elektrownia Turów należała do Zachodniego Okręgu Energetycznego. W latach 90. doszło do rozbicia okręgów i powstania samodzielnych przedsiębiorstw państwowych. Był to program tzw. demonopolizacji. Wprowadzone wówczas zmiany nie były do końca przemyślane, spowodowały niepotrzebny chaos organizacyjny i napięcia społeczne. Obecnie powracamy do tamtego modelu skonsolidowanych grup energetycznych, oczywiście przy uwzględnieniu odmiennej formy prawnej. Żeby było jasne, rozwiązanie okręgów energetycznych miało również swoją pozytywną stronę. Nauczyło nas samodzielności i odpowiedzialności – musieliśmy w krótkim czasie zdobyć wiedzę na temat pozyskiwania środków na inwestycje, optymalizowania kosztów. Nikt nam w tym nie pomagał. Już w połowie lat 90. rozpoczął się powolny proces modernizacji elektrowni i odtworzenia jej majątku produkcyjnego. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwoju całego sektora uważam, że konsolidacja jest konieczna. Nie można patrzeć na rynek wytwórców energii przez pryzmat jednej elektrowni. Konsolidacja pozwoli na skuteczniejsze pozyskiwanie środków na niezbędne inwestycje i aktywniejszą działalność na europejskim rynku energii. I najważniejsze – daje możliwość tworzenia spójnej strategii dla energetyki, która powinna obejmować program rozwoju energetyki jądrowej i wiatrowej. O sukcesie naszej grupy zadecyduje powodzenie w realizacji tych założeń.

ROMAN WALKOWIAK (rocznik 1955), ukończył studia na kierunku elektrotechnicznym Politechniki Poznańskiej. Absolwent studium podyplomowego na Politechnice Warszawskiej („Zarządzanie techniczno-ekonomiczne w elektroenergetyce w warunkach gospodarki rynkowej") i Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu („Energetyka – aspekty ekonomiczne, ekologiczne i techniczne"). Od 1981 r. związany z Elektrownią Turów. Początkowo pracował na stanowisku Pierwszego Obchodowego Bloku, a następnie kierownika Zmiany Bloków, Dyżurnego Inżyniera Ruchu, Głównego Inżyniera Ruchu, zastępcy dyrektora ds. technicznych i wytwarzania. Od 1 stycznia 2000 r. do 20 października 2004 r. pełnił funkcję członka zarządu – dyrektora technicznego, od 21 października 2004 r. – prezesa zarządu – generalnego dyrektora, a od 1 września 2010 r. – dyrektora PGE GiEK SA – Oddział Elektrownia Turów.

O zakładzie

W Elektrowni Turów pracuje obecnie sześć nowoczesnych bloków energetycznych z kotłami fluidalnymi (bloki 1–6) oraz dwa starszej generacji z kotłami pyłowymi wyposażonymi dodatkowo w instalacje suchego odsiarczania spalin (bloki 9 i 10). Z wszystkimi kotłami współpracują wysokosprawne elektrofiltry o skuteczności odpylania powyżej 99,8 proc. Zmodernizowane bloki oprócz większej mocy (bloki 1, 2 i 3 – 235 MW, bloki 4, 5 i 6 – 260 MW) mają również wyższą sprawność przemiany energii chemicznej zawartej w paliwie w energię elektryczną. Elektrownia Turów produkuje rocznie ok. 11 TWh energii elektrycznej. Zużycie węgla wynosi 11–12 mln ton rocznie. Według planów ok. 2038 r. rozpocznie się proces wygaszania elektrowni. Jest to oczywiście związane ze stopniowym wyczerpywaniem się złoża węgla.

W trosce o naturę

Jak podkreślają przedstawiciele elektrowni, misją zakładu jest budowanie wysokiej pozycji na rynku producentów energii elektrycznej poprzez jej wytwarzanie i sprzedaż, przy zachowaniu wysokich standardów ekologicznych. Wywiązywanie się z powinności wobec środowiska elektrownia realizuje za pomocą licznych działań innowacyjnych. Jednym z nich jest produkcja energii ze źródeł odnawialnych (OZE). W 2009 r. elektrownia uruchomiła instalację do współspalania biomasy w blokach 5 i 6. Umożliwia ona przetworzenie na energię elektryczną nawet do 150 tys. ton biomasy rocznie, głównie pochodzenia leśnego i rolniczego. Aktualnie trwa budowa bliźniaczej instalacji na dwóch ko-

lejnych blokach, również o wydajności 150 tys. ton. Prace są na ukończeniu. W sierpniu, najdalej we wrześniu tego roku nastąpi jej uruchomienie. Szefowie elektrowni podkreślają, że przy niewielkich kosztach jest to inwestycja bardzo opłacalna, o wysokiej rentowności. Ponadto, dzięki wyższej kaloryczności biomasy względem węgla (o blisko 20 proc.), będzie można zyskać dodatkową pulę tzw. zielonych certyfikatów. Obecnie elektrownia produkuje z biomasy ok. 3 proc. energii.

Nowe moce

W 2006 r. została podjęta decyzja o wygaszaniu trzech najstarszych bloków (nr 8, 9 i 10) i zastąpieniu ich nową jednostką. W ubiegłym roku wyłączono z eksploatacji blok nr 8, co spowodowało spadek mocy osiągalnej z 2106 MW do obecnych 1900 MW. W latach 2012–2013 zostaną wyłączone pozostałe dwa bloki, w efekcie moc elektrowni spadnie o dalsze 412 MW. Według planów nowy blok nr 11 w PGE GIEK SA Oddział Elektrownia Turów o mocy netto 430–450 MWe rozpocznie pracę w 2016 r. Obecnie trwa drugi etap postępowania przetargowego na wybór wykonawcy bloku (zaproszenie do składania ofert wstępnych.

W postępowaniu bierze udział trzech wykonawców Konsorcjum: ALSTOM Power Sp. z o.o. (Lider), ALSTOM Power Systems GmbH, ALSTOM Power Systems S.A.; PBG S.A.; Konsorcjum Hitachi Power Europe GmbH (Lider), Budimex S.A. oraz Doosan Power Systems. Wybór wykonawcy oraz podpisanie umowy z GRI nastąpią w 2012 r. Pieniądze na ten cel będą pochodzić ze środków własnych grupy PGE i kredytów bankowych. Jak podkreślają szefowie elektrowni, przy okazji realizacji tak dużego projektu, widać sens i istotę konsolidacji sektora energetycznego. Chodzi tu przede wszystkim o większe możliwości w pozyskaniu środków na realizację dużych inwestycji. Dość powiedzieć, że na potrzeby sfinansowania budowy nowego bloku powstało konsorcjum 33 banków, uzyskano również gwarancje rządowe. Wybudowanie bloku nr 11 pozwoli na powrót do obecnego poziomu mocy produkcyjnych, który spadnie po wyłączeniu dwóch najstarszych jednostek.

Inwestycje i projekty racjonalizatorskie

Oprócz podstawowych prac modernizacyjnych dokonanych w blokach nr 1–6, Elektrownia Turów przeprowadziła szereg dodatkowych inwestycji mających na celu zwiększenie sprawności wytwarzania energii, redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery, poprawę pracy urządzeń. Poniesiono znaczne nakłady na modernizację i rozbudowę instalacji odsiarczania. W ramach tego projektu powstał zakład przemiału kamienia wapiennego. Obecnie trwa budowa III linii technologicznej, prace są na półmetku. Warto podkreślić, że projekt ten jest współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013. Dobrym przykładem unowocześniania procesu technologicznego są inwestycje poczynione w układach elektrycznych. Zdecydowana większość prac modernizacyjnych jest finansowana ze środków własnych. Ale zdarzają się też nieprzewidziane wydatki. Jednym z nich jest odbudowa tamy na zbiorniku Niedów, zniszczonym w ubr. przez powódź. Trzeba pamiętać, że zbiornik ten stanowi podstawowe ujęcie wody dla elektrowni.

Od wielu lat Elektrownia Turów stawia sobie za cel wytwarzanie energii w sposób nowoczesny i bezpieczny. Zakład bierze udział w wielu projektach innowacyjnych tak krajowych, jak i międzynarodowych. Każdego roku zgłaszanych jest kilkanaście prac racjonalizatorskich. Oto kilka przykładów:

– **„wyeliminowanie nieszczelności na płaszczyźnie podziałowej korpusu NP turbogeneratorów bloków 8–10”**, w wyniku czego nastąpi znaczna poprawa obiegu termodynamicznego, zmniejszenie zużycia węgla, sorbentu oraz emisji zanieczyszczeń;
– **„zmiana zasilania w obiegu pierwotnym chłodnic zamkniętego układu chłodzenia urządzeń pomocniczych bloków 1–3”**, dzięki czemu zmniejszy się zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne bloków i poziom hałasu;
– **„wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych”** – celem tego projektu jest opracowanie technologii suszenia węgla brunatnego z wykorzystaniem ciepła odpadowego wraz z budową instalacji pilotażowej. Projekt ten otrzymał dofinansowanie z Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka.

Pracownicy

Elektrownia Turów od lat prowadzi proces restrukturyzacji zatrudnienia. W ostatnich latach ze struktury przedsiębiorstwa wyłączono działy, niezwiązane z jego podstawową działalnością, takie jak transport, remonty, czy służba zdrowia, tworząc z nich odrębne spółki. Obecnie w elektrowni pracuje 1700 osób. Ostatnio, z powodu przejścia na emeryturę części pracowników, zmalała liczba zatrudnionych. Ponadto wstrzymanie rekrutacji nowych osób powoduje, że w szybkim tempie starzeje się załoga (obecnie średni wiek to 48 lat). Sposobem na zaradzenie tym niekorzystnym zmianom może okazać się wprowadzenie programu dobrowolnych odejść pracowników w wieku przedemerytalnym oraz zatrudnienie nowych. Jednak prawdziwym problemem, na który zwracają uwagę przedstawiciele elektrowni, jest pozyskanie doświadczonych menedżerów. Z powodu braku programu rozwoju kadry kierowniczej, za 5–10 lat firmy z branży energetycznej będą miały duże trudności z zatrudnieniem wysoko wykwalifikowanych fachowców.

W stronę atomu

Dyskusja o budowie w Polsce pierwszej elektrowni atomowej rozgrzewa w równym stopniu umysły polityków, co zwykłych obywateli. Niewielu jednak dostrzega rzeczywiste źródło problemu, jakim jest dywersyfikacja nośników energii elektrycznej w naszym kraju. Szefowie Elektrowni Turów pytani o przyszłość polskiej energetyki, zwracają uwagę na dwa aspekty toczącego się sporu: **biznesowy i społeczny**. Widząc potrzebę utrzymania energetyki opartej na węglu przez najbliższe lata, jednocześnie zwracają uwagę na konieczność „głębokiej” dywersyfikacji nośników energii tak, aby udział węgla wynosił nie więcej niż 30–35 proc. Jak podkreślają, trzeba wykorzystać możliwości pozyskiwania energii z innych źródeł, takich jak ropa, gaz, czy OZE. Pozostaje jeszcze aspekt społeczny. Zmniejszenie udziału węgla w bilansie energetycznym musi doprowadzić do redukcji zatrudnienia, przede wszystkim w górnictwie. Dlatego dywersyfikacja powinna być programem rozłożonym w czasie.

Na koniec wróćmy do Elektrowni Turów. Pytany o jej przyszłość dyrektor Roman Walkowiak mówi: – *Trzeba otwarcie powiedzieć, że w takich kompleksach jak nasz, gdzie złoża węgla brunatnego wkrótce się skończą, należy już teraz myśleć o energetyce jądrowej. Pod względem technicznym zbudowanie dziś reaktora, turbiny i generatora nie jest skomplikowane. Problemem jest ujęcie wody i wyprowadzenie mocy. Elektrownia Turów ma i jedno, i drugie. Po zakończeniu wydobycia węgla i zalaniu wyrobiska, powstanie tu jeden z największych zbiorników w Europie. Posiadamy również teren, na którym można wybudować elektrownię. Słowem, dysponujemy odpowiednim zapleczem. Dlatego już dziś składamy akces do tego przedsięwzięcia, którego osobiście jestem gorącym zwolennikiem.*

Tomasz Uznański

Od węgla do gazu i biomasy

Obchodzący przed dwoma laty 80-lecie PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, to zakład z bogatymi tradycjami. Jego historia sięga okresu międzywojennego, kiedy to w 1929 r. oddano do użytku pierwszą elektrownię miejską na Jachcicach. Zakład został zlokalizowany w centrum miasta, przy ul. Żeglarskiej. Przechodzący na przestrzeni ostatnich czterdziestu lat liczne zmiany organizacyjne i prawne, ZEC Bydgoszcz należy dziś do grupy kapitałowej PGE. Dzięki planowanym inwestycjom w ciągu najbliższych pięciu lat, elektrociepłownia ma się przestawić na produkcję energii, głównie z gazu ziemnego i biomasy.

Z kart historii

Po wojnie znaczenie zakładu jako lokalnego producenta energii elektrycznej stopniowo malało. Wiązało się to z oddaniem do eksploatacji w latach 50. Elektrowni Konin i wybudowaniem linii przesyłowych z Pątnowa do Bydgoszczy, Grudziądza i Gdańska. W tym okresie elektrownia pracowała w zasadzie tylko w szczycie popytu na energię, przez kilka godzin na dobę. W pewnym momencie przedsiębiorstwo stanęło w obliczu likwidacji. Wówczas wśród pracowników zrodził się pomysł przekształcenia zakładu w elektrociepłownię. Stan urządzeń, a przede wszystkim kotłów pozwalał na realizację tych planów. Poza tym rozwijająca się aglomeracja bydgoska potrzebowała dostawcy ciepła. W ten sposób powstała dzisiejsza **Elektrociepłownia Bydgoszcz I**. Był rok 1965.

W drugiej połowie lat 60. podjęto decyzję o budowie nowej elektrociepłowni. Jej głównym zadaniem miało być zapewnienie dostaw ciepła dla powstających osiedli mieszkaniowych oraz dostarczenie pary technologicznej do miejscowych zakładów chemicznych. Nowy obiekt otrzymał nazwę **Elektrociepłownia Bydgoszcz II** i wszedł w skład powołanego do życia w 1971 r. Zespołu Elektrociepłowni Bydgoszcz. Rok później przedsiębiorstwo przejęło od Zakładów Chemicznych „Organika-Zachem" elektrociepłownię przemysłową – dziś działająca pod nazwą **Elektrociepłownia Bydgoszcz III**. Dwa pierwsze bloki w EC II uruchomiono w 1970 r. – pierwszy, ciepłowniczy o mocy 50 MW, drugi, technologiczny z turbiną przeciwprężną o mocy 32 MW. Oba bloki zostały wyposażone w kotły parowe typu OP 230. W 1974 r. oddano do użytku kocioł wodny WP 120 o mocy cieplnej 150 MW. W 1976 r. uruchomiono trzeci blok ciepłowniczy o mocy 55 MW, w 1979 r. drugi kocioł wodny WP 120, a w 1984 r. powstał kolejny blok technologiczny o mocy 32 MW. W tym kształcie Elektrociepłownia Bydgoszcz II działa po dziś dzień. Budowę piątego bloku ciepłowniczego pokrzyżował kryzys gospodarczy z przełomu lat 80. i 90. Ostatecznie blok nie powstał, w 1999 r. udało się jedynie uruchomić turbinę.

Przez długie lata ZEC Bydgoszcz wchodził w skład Zakładów Energetycznych Okręgu Północnego. W 1989 r. został przekształcony w samodzielne Przedsiębiorstwo Państwowe, a w 1994 roku w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Od 1994 r. do 2007 r. działał w tej formule prawnej.

– Dla pełnego zilustrowania historii zakładu trzeba wspomnieć, że w połowie lat 80. w strukturach przedsiębiorstwa znalazła się elektrociepłownia Toruń-Grębocin, która w 1993 r. usamodzielniła się i obecnie należy do francuskiego EdF – mówi **Marek Karwowski**, kierownik wydziału automatyki i pomiarów ZEC Bydgoszcz. *– W 2007 r. ZEC Bydgoszcz SA. został sprywatyzowany. Inwestorem były Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA. należące do Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA. W ten sposób, poprzez powiązania kapitałowe, nasz zakład wszedł w skład tworzącej się wówczas Polskiej Grupy Energetycznej SA. Ostateczne przejęcie spółki przez PGE nastąpiło w 2009 r. łącznie z zakupem większościowego pakietu akcji. We wrześniu ubiegłego roku doszło do połączenia 12 spółek należących do grupy kapitałowej PGE, w tym ZEC Bydgoszcz SA. i utworzenia jednej – PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA. W ten sposób zakończył się proces konsolidacji tego obszaru działalności grupy.*

W trosce o lokalny rynek

Dzisiejszy Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz tworzą trzy jednostki produkcyjne. Elektrociepłownia Bydgoszcz I zaopatruje w ciepło i energię elektryczną zachodnią i centralną cześć miasta, Elektrociepłownia Bydgoszcz II – największa i najnowocześniejsza część zakładu – stanowi podstawowe źródło zasilania miasta w ciepło i energię elektryczną. Na terenie Zakładów Chemicznych „Zachem" jest zlokalizowana Elektrociepłownia Bydgoszcz III będąca źródłem szczytowym i rezerwowym. Energia elektryczna i ciepło są wytwarzane w jednym cyklu technologicznym (kogeneracja). Technologia ta daje możliwość uzyskania wysokiej, bo 80-85% sprawności wytwarzania i czyni procesy technologiczne bardziej proekologicznymi, przede wszystkim dzięki mniejszemu zużycia paliwa i wynikającemu z niego znacznemu obniżeniu emisji zanieczyszczeń.

Sercem zakładu jest EC II, w której znajdują się 4 kotły parowe OP 230 o łącznej wydajność 920 t/h i osiągalnej mocy cieplnej na poziomie 664 MW, 1 kocioł wodny WP 120 o mocy całkowitej 150 MW, 2 turbozespoły przeciwprężne 13 UP55 o mocy po 55 MW każdy, 1 turbozespół przeciwprężny 13 P32 o mocy 32 MW, 1 turbozespół przeciwprężny 13 UP50 o mocy 50 MW oraz 1 turbozespół kondensacyjny 1 K35 o mocy 35 MW. Obecne zdolności produkcyjne zakładu przedstawiają się następująco: moc cieplna

osiągalna wynosi 866 MWt, natomiast moc elektryczna zainstalowana to 252,4 MW (osiągalna 191 MW). Dzięki temu ZEC Bydgoszcz zaspokaja 70 proc. potrzeb ciepłowniczych mieszkańców miasta i 60 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną. Podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii i ciepła jest węgiel kamienny (99,77 proc.).

– *Ogólnie rzecz biorąc stan urządzeń jest dobry* – ocenia Marek Karwowski. – *W najbliższym czasie musimy poczynić inwestycje związane z dostosowaniem kotów do norm ochrony środowiska. W ostatnich latach kosztem 25 mln zł udało się nam zmodernizować trzy elektrofiltry na kotłach OP 230. Uzyskaliśmy na ten cel dofinansowanie ze środków unijnych w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. W latach 2002-2005 poczyniliśmy również znaczne nakłady w gospodarkę ściekową. Problemem pozostaje ograniczenie emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu. Aktualnie mieścimy się w obowiązujących normach, ale musimy kupować węgiel o niskiej zawartości siarki. Z ekonomicznego punktu widzenia opłacalna jest modernizacja jedynie dwóch najmłodszych bloków. Pozostałe są zbyt wyeksploatowane. Słowem, z dotychczasowych czterech kotłów opalanych węglem pozostaną dwa.*

Koniec ery węgla?

Do 2016 r. ZEC Bydgoszcz zamierza zrealizować dwa duże projekty inwestycyjne, dzięki którym węgiel – będący obecnie podstawowym paliwem – zostanie zastąpiony przez biomasę i gaz. Pierwszy z nich zakłada przebudowę kotła nr 4 i dostosowanie go wyłączenie do spalania biomasy. Ta unikalna w skali kraju instalacja ma powstać do końca 2012 r. Zmodernizowany kocioł będzie

opalany odpowiednio przygotowanym materiałem drzewnym pochodzenia leśnego i rolniczego, w tym również ze specjalnych upraw wierzby energetycznej i słomy. Jak zapewniają szefowie elektrociepłowni z 300 tys. ton biomasy powstanie 400 tys. MWh energii elektrycznej. Oprócz samej instalacji, zostaną wybudowane silosy o pojemności 5 tys. ton do przechowywania biomasy.

Drugą z planowanych inwestycji jest budowa nowego bloku gazowo-parowego. Zastąpi on dwa najstarsze bloki węglowe, które ze względu na stopień zużycia muszą zostać wycofane z eksploatacji. Nowa jednostka będzie posiadać moc elektryczną 240 MW i cieplną 160 MW. Dzięki temu zakład będzie mógł w pełni pokryć zapotrzebowanie aglomeracji bydgoskiej na ciepło, jak również poprawić bilans energetyczny w regionie poprzez skierowanie dodatkowej ilości energii elektrycznej do sieci. Nowa inwestycja przyniesie również wymierne korzyści dla środowiska naturalnego. Blok gazowo-parowy nie będzie emitował pyłów, a do atmosfery trafi jedynie niewielka ilość tlenków azotu i CO_2. Zgodnie z przewidywaniami nowa jednostka powstanie do końca 2015 r. I choć dokładny koszt obu inwestycji nie jest jeszcze znany, przedstawiciele elektrociepłowni szacują, że wyniesie on ponad miliard złotych.

Planowane obiekty wpisują się w przyjętą w ubiegłym roku przez Parlament Europejski dyrektywę w sprawie zanieczyszczeń przemysłowych (w skrócie IED). Wprowadza ona kilkukrotne ograniczenie dopuszczalnych norm emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów uwalnianych do atmosfery. Nowe regulacje w tym zakresie zaczną obowiązywać już od 2016 r., jednak Polsce udało się wynegocjować okresy przejściowe. Dotyczą one dużych obiektów energetycznych spalających węgiel, także elektrociepłowni. W ich przypadku nowe przepisy wejdą w życie dopiero w czerwcu 2020 r.

Boom na gaz

Moda na elektrownie (i elektrociepłownie) gazowe przeżywa w Polsce prawdziwy rozkwit. Chętnych do inwestowania nie brakuje. Pierwszy blok gazowy budowany w kooperacji PGNiG i Tauron Polska Energia o mocy 400 MW powstaje właśnie w Elektrowni Stalowa Wola. Uruchomienie nowej jednostki zaplanowano na 2014 r. W Elektrowni Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu ma powstać blok o mocy 800-900 MW. Decyzję w tej sprawie podjęły w kwietniu tego roku Tauron i KGHM. Z kolei PKN Orlen planuje budowę elektrowni o mocy 400-500 MW we Włocławku. Przewidywany termin jej uruchomienia to 2014 r. PGE wspólnie z Zakładami Azotowymi Puławy zamierza wybudować w Puławach elektrownię lub elektrociepłownię o mocy 840 MW.

To tylko niektóre przykłady. Podsumowując, moc zapowiadanych obiektów przekracza już grubo 5 tys. MW. Czy uda się je zrealizować? Czas pokaże. Pytani o przyczyny tak wielkiego zainteresowania energetyką gazową, szefowie spółek energetycznych zgodnie odpowiadają: dywersyfikacja źródeł i minimalizacja ryzyka wynikającego z polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, a co za tym idzie również polskiego rządu. Chodzi tu przede wszystkim o ryzyko związane z koniecznością kupowania uprawnień do emisji CO_2. Patrząc na korzyści, jakie daje zastąpienie węgla gazem, trzeba wspomnieć również o zagrożeniach. Do tych podstawowych należą cena oraz fakt, że jest on w dużej mierze importowany i to z jednego źródła (Rosja). Dlatego tak ważna dla powodzenia planowanych inwestycji jest budowa nowych połączeń gazowych z sąsiednimi krajami oraz otwarcie terminalu gazowego w Świnoujściu w 2014 r.

Andrzej i Tomasz Uznańscy

XXIV Kongres Techników Polskich

Człowiek – Energia – Środowisko. Strategiczne dylematy bezpieczeństwa energetycznego

XXIV Kongres Techników Polskich (Łódź, 24–25.05.2011), nad którym honorowy patronat objął Prezydent RP **Bronisław Komorowski**, odbył się pod hasłem **„Technika – społeczeństwu wiedzy”**. W Kongresie, który kontynuuje 175-letnie tradycje ruchu inżynierskiego w Polsce i pierwszego Zjazdu Techników Polskich zwołanego w 1882 r. w Krakowie (ostatni przed wojną odbył się pod honorowym patronatem Prezydenta RP **Ignacego Mościckiego** w 1938 r.), wzięli udział przedstawiciele polskich środowisk technicznych z kraju i zagranicy – stowarzyszeń techników i inżynierów, organizacji przemysłowych i biznesowych oraz naukowcy z uczelni technicznych i instytutów badawczych.

Prace kongresowe rozpoczęto 8 czerwca 2010 r. w Poznaniu podczas VIII Forum Inżynierskiego. W Łodzi efekty całorocznej dyskusji prowadzonej w środowisku inżynierów i techników w Polsce i za granicą zaprezentowano w formie trzech dokumentów: **„Cywilizacyjne atuty Polski. Strategiczne dylematy rozwoju innowacyjności”**, **„Człowiek – Energia – Środowisko. Strategiczne dylematy bezpieczeństwa energetycznego”** i **„Infrastruktura – krwioobieg gospodarki. Strategiczne dylematy rozwoju transportu”**. O niektórych z zwartych w nich wnioskach mówiono na trzech równoległych, tematycznych sesjach panelowych zorganizowanych jako ogólnopolskie fora pod wspólnym tytułem „Diagnoza i terapia”.

Materiał dotyczący strategicznych dylematów bezpieczeństwa energetycznego przygotowała Rada Ekspertów ds. Energetyki pod kierunkiem **Andrzeja Boronia**, sekretarza generalnego SEP.

– Naszym celem było opracowanie tez strategii energetycznej Polski na lata 20. i 30., i działań zapewniających bezpieczeństwo energetyczne, obejmujące dostawy paliwa i energii, kwestie energetyki jądrowej – Polska jest jednym z ostatnich krajów rozwiniętych, w którym ma być dopiero wprowadzana – oddziaływania energetyki na środowisko i efektywność energetyczną – mówił Andrzej Boroń. *– Powstały dokument jest efektem pracy kilkunastoosobowego zespołu, w którym byli przedstawiciele różnych branż z szeroko pojętej elektroenergetyki, z czego większość to członkowie SEP-u – profesorowie różnych uczelni. 2-3-osobowe podzespoły opracowywały zagadnienia związane z różnymi dziedzinami, które później były omawiane na szerszym forum. Spójny materiał opracował prof. Maciej Pawlik, dyrektor Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Należy podkreślić, że ten dokument nie powiela przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r. uchwały w sprawie Polityki energetycznej Polski do 2030 roku. W wielu kwestiach się z nią nie różnimy, ale są też w nim elementy wobec niej krytyczne. Zdiagnozowany jest stan obecny, wiadomo co trzeba zrobić i wiadomo, że na niezbędne nakłady inwestycyjne państwa obecnie nie stać! Wszystko w rękach polityków.*

Przedstawiony w Łodzi dokument w części dotyczącej energetyki ocenia bezpieczeństwo dostaw paliw i energii (węgiel, gaz, ropa naftowa i paliwa ciekłe), wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (technologie węglowe, jądrowe, gazowe, odnawialne źródła energii, szanse i zagrożenia kogeneracji), przesył i dystrybucję energii elektrycznej i efektywność energetyczną. Jest kompendium wiedzy zawierającym wiele danych, także historycznych, co ułatwia ocenę aktualnej sytuacji oraz propozycje działań.

W trakcie panelu energetycznego, któremu przewodził **prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik** (Politechnika Łódzka), współprzewodniczący Rady Ekspertów, przedstawiono stan infrastruktury – sieci gazowej i energetycznej, korzyści z kogeneracji i efektywności energetycznej, kwestie termicznej utylizacji odpadów komunalnych i wykorzystania ciepła odpadowego z elektrowni jądrowej do ogrzewania Warszawy.

Dr hab. inż. Zygmunt Maciejewski (profesor nadzwyczajny Politechniki Radomskiej, Wydział Transportu i Elektrotechniki, członek Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji) stwierdził krotko: *– krajowy system elektroenergetyczny jest przestarzały – średnia dekapitalizacja majątku elektroenergetycznego wynosi 70%.* Przypomniał, że po 1990 r. wybudowano tylko dwie linie przesyłowe wysokich napięć: Warszawa – Białystok i Bełchatów – Ostrów – Poznań, której budowę rozpoczęto w 1993 r., a ukończono w… 2010 r.

Mało jest powiązań międzynarodowych. Najważniejsze to łączące Polskę z systemem niemieckim (linia z Elektrowni Turów: Mikułowa – Hagenwerder i Krajnik – Vierraden). Są też połaczenia z systemami czeskim (220 kV) i słowackim. Wybudowana w 2000 r. linia Krosno Iskrzynia – Lemesany jest w miarę nowoczesna: dwutorowa z przewodami wiązkowymi (trzy przewody na fazę, poprzednio linie 400 kV budowano z dwoma przewodami na fazę, gdy standardem europejskim są cztery przewody na fazę). Na północy jest linia prądu stałego 400 kV (stacja Słupsk), która łączy nas z systemem szwedzkim o możliwości przesyłowej 600 MW w obie strony. Rozbudowa linii międzynarodowych jest niezbędna aby zaspokoić rosnący popyt na energię elektryczną. W 2010 r. zużyto 155 TWh, co w przeliczeniu na jednego mieszkańca stawia nas na jednym z ostatnich miejsc w Europie (w 1988 r. – 148 TWh), ale w 2030 r. – wg oficjalnej prognozy Ministerstwa Gospodarki – zapotrzebowanie wyniesie 217 TWh.

Konieczne inwestycje zapewniające bezpieczeństwo energetyczne kraju wymagają sporych środków. Stąd pytanie retoryczne: skąd wziąć na nie 320 mld euro, z tego na elektroenergetykę – 100 mld euro?

Zdaniem **dr. inż. Henryka Gładysia** (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) od państw

UE odstajemy nie tylko w niskim zużyciu energii, ale również niską efektywnością energetyczną. W ostatnich 10 latach odnotowano spadek energochłonności PKB o blisko 1/3, ale wciąż w Polsce jest ona 3 razy wyższa niż w najbardziej rozwiniętych krajach UE i 2 razy wyższa niż średnia unijna.

Krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zadania jednostek sektora publicznego oraz zasady uzyskania i umarzania świadectw (tzw. biały certyfikat), a także uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej (nowy zawód) określa podpisana 15 kwietnia 2011 r. przez Prezydenta RP Ustawa o efektywności energetycznej.

Najwięcej energii elektrycznej zużywają gospodarstwa domowe i budynki – ok. 41%, przemysł – 31%, transport – 21%, rolnictwo – 7%. Cieszy, że budynki są coraz mniej energochłonne: wybudowane przed 1968 r. zużywają 300–380 kWh/m^2/rok, powstałe w latach 1968–1985 – 250–290 kWh/m^2/rok, w latach 1986–2008 – 100–200 kWh/m^2/rok, a stawiane obecnie – 130–150 kWh/m^2/rok, ale… w Niemczech 50–100 kWh/m^2/rok, a w Szwecji – 30–50 kWh/m^2/rok! Celem są budynki pasywne, niskoenergetyczne zużywające do 15 kWh/m^2/rok. Ponadto w najbliższych latach konieczne jest wdrożenie w zakładach produkcyjnych systemów zarządzania energią zgodnie z normą europejską EN 16001 z 2009 r. oraz uznanie, że potencjał efektywności energetycznej jest zasobem energetycznym, podobnie jak węgiel, ropa, gaz i inne rodzaje energii. Oszczędzanie energii powinno być normą na wszystkich poziomach jej użytkowania, a w szczególności w budownictwie, przemyśle i gospodarstwach domowych.

Poprawę efektywności energetycznej zdecydowanie poprawiłaby kogeneracja. A oszczędności jakie dałoby pełne wykorzystanie jej potencjału przedstawił **Włodzimierz Kędziora**, członek Zarządu, dyrektor ds. Strategii i Polityki Energetycznej Dalkia Łódź SA. W produkcji energii elektrycznej zastąpienie kotłowni kogeneracją daje dwukrotnie wyższą sprawność.

Rozwój jednostek kogeneracyjnych wspierają Dyrektywa 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii i „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.", w której założono podwojenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu (w 2010 r. – 26 TWh). Ma temu sprzyjać Ustawa o efektywności energetycznej, która wprowadza obowiązek przyłączenia się do systemów ciepłowniczych, jeśli są one zasilane w 75% z kogeneracji, odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego. Niestety, problemy w rozwoju kogeneracji stwarzają nieuregulowane sprawy własnościowe, utrudnienia w realizacji inwestycji liniowych i konieczność zakupu uprawnień do emisji CO_2. Poważną przeszkodą może się okazać wprowadzenie od 2012 r. akcyzy na węgiel wykorzystywany do produkcji ciepła w kogeneracji.

Nośnikiem energii w elektrociepłowniach mogą być odpady komunalne. Korzyści z ich termicznej utylizacji przedstawił **Krzysztof Biernat** (Instytut Paliw i Energii Odnawialnej – PIMOT). Ponieważ zgodnie z wytycznymi UE do 2020 r. tylko 35% odpadów może trafiać na wysypiska (4,38 mln t/rok), więc niezbędne będzie przetworzenie 12 mln t odpadów (energetyczny odpowiednik 8 mln t węgla) na energię i ciepłe nośniki energii.

Zwiększenie ilości odpadów wykorzystywanych termiczne zwiększyłoby udział odnawialnej energii w krajowym bilansie. W 2020 r. z OZE i energetyki jądrowej powinno pochodzić 15% energii, ale raczej będzie to 9,5%. Tak uważa **prof. dr. hab. inż. Krystyna Czaplicka-Kolarz**, zastępca Naczelnego Dyrektora ds. Strategii i Rozwoju Głównego Instytutu Górnictwa, członek Rady Ekspertów ds. Energetyki, której wystąpienie przedstawił **dr inż. Ireneusz Pyka**. Z przeprowadzonych w ramach dwóch projektów foresightowych symulacji wynika, że w wariantach optymistycznym (gospodarka zeroemisyjna) i pesymistycznym struktury zużycia nośników energii pierwotnej i finalnej w Polsce do 2050 r. są duże możliwości ich oszczędności – nawet poniżej poziomu wyjściowego. A trzeba uwzględnić fakt, że zależność energetyczna Polska wzrośnie z 30% do ponad 70%, m.in. dlatego, że energię jądrową wytwarza się z surowca importowanego. Polska ma własne zasoby uranu, ale obecnie paliwo jądrowe jest tanie i nie opłaca się uruchamianie jego wydobycia.

Jacek Baurski (Komitet Energetyki Jądrowej SEP) przedstawił możliwości wykorzystywania ciepła odpadowego z elektrowni jądrowych do ogrzewania aglomeracji miejskich. W marcu 2010 r. Komitet Energetyki SEP zaproponował – zamiast stawiania w warszawskiej EC Siekierki bloku 480 MWe opalanego węglem – wybudowanie jądrowej elektrociepłowni. Pierwsze przymiarki i stosowne prace były już prowadzone w ITC na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej, a następnie w Energoprojekcie Warszawa (1980–90). Przeprowadzone analizy wówczas wykazały, że ciepło z takiej elektrociepłowni byłoby, w zależności od lokalizacji, od 17% do 37% tańsze niż z istniejących EC Żerań i Siekierki! A 60 lat jej funkcjonowania pozwoliłoby na rezygnację ze spalania 120–180 mln t węgla, co ograniczyłoby emisję CO_2 o 350 mln t.

Teraz należałoby dokonać oceny ekonomicznej doprowadzenia ciepła do Warszawy z odległość 50–70 km. W ub.r. firma Fortum opracowała możliwość ogrzewania Helsinek z elektrociepłowni jądrowej w Loviisa, które mają mniejszy system ciepłowniczy niż Warszawa (3950 MWt – trzeci co do wielkości w Europie, ale największy w UE).

Na zakończenie obrad, w sesji plenarnej pod hasłem **„Być krajowi użytecznym"**, odbyła się debata nad dokumentami XXIV KTP i uchwałą Kongresu. Jej integralną częścią są stanowiska przyjęte przez uczestników ogólnopolskich for innowacji, energetyki i transportu. Efektem końcowym XXIV KTP będzie opracowanie założeń do Strategii dla Polski 2030+ oraz – przez Radę Ekspertów – stanowiska na III Europejski Szczyt Innowacyjności EIS (European Innovation Summit), który odbędzie się w październiku 2011 r. w Warszawie.

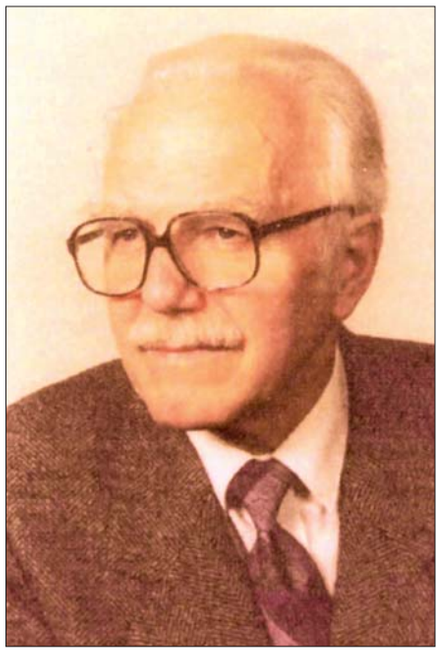
Dla Polski ma on szczególne znaczenie ze względu na naszą prezydencję w Unii Europejskiej. Dlatego wyniki prac XXIV KTP w obszarach innowacyjności gospodarki, bezpieczeństwa energetycznego i transportu będą istotnym polskim wkładem do europejskiej strategii przyspieszania rozwoju społeczeństwa i gospodarki (strategia EU 2020).

Jerzy Bojanowicz

Prof. Władysław Rudolf Gundlach wybitny energetyk polski

Władysław Rudolf Gundlach był nauczycielem kilku pokoleń polskich inżynierów energetyków. Jego zainteresowania naukowe skupiły się się wokół dwóch podstawowych zagadnień: maszyn i urządzeń przepływowych oraz metrologii. W przypadku pierwszego kręgu tematycznego koncentrowały się zainteresowania profesora głównie na turbinach parowych i gazowych, a w drugim wypadku dotyczyły przede wszystkim metrologii elektrycznej.

Prof. W.R. Gundlach urodził się w Łodzi 31 stycznia 1921 roku w rodzinie bardzo zasłużonej dla kraju w działalności niepodległościowej oraz społecznej. Ukończył szkołę średnią w czerwcu 1939 roku, ale podjęcie studiów okazało się oczywiście niemożliwe z uwagi na wybuch II wojny światowej. Acz paradoksalnie właśnie w kwestii wykształcenia wypadki wojenne okazały się mieć dla późniejszego inżyniera Gundlacha zasadnicze znaczenie. Po napaści Niemiec na Polskę i wkroczeniu wojsk sowieckich na tereny kresowe, Władysław Gundlach zaledwie osiemnastolatek decyduje się na przekroczenie granicy z Rumunią. Udaje się mu dotrzeć do Francji, gdzie ochotniczo wstępuje do Armii Polskiej. W Champeau w regionie Owernii kończy szkołę podoficerską. Zostaje przydzielony do 2 Dywizji 6 Kresowego Pułku Strzelców Pieszych i bierze udział w walkach w regionie France-Comte w rejonie Belfort, Montbeliard, Pont de Roid oraz nad rzeką Doubs w okolicach Maiche. W nocy z 19 na 20 czerwca 1940 r., w związku z wyczerpaniem się amunicji, Druga Dywizja Strzelców Pieszych otrzymała rozkaz wycofania się do Szwajcarii przez najbliższe przejście graniczne. Żołnierzy polskich internowano w Wassenn i w Ementalu. Wśród internowanych znalazł się Władysław Gundlach. Początkowo przebywał w obozie w Emmentalu. Szwajcarzy zorganizowali dla Polaków front robót. Internowani żołnierze pracowali przy budowie umocnień polowych i dróg o znaczeniu strategicznym na wypadek, gdyby Niemcy pogwałcili neutralny status Szwajcarii. Warto odnotować, iż polscy żołnierze w okresie II wojny światowej zbudowali w Szwajcarii 277 km dróg, 63 mosty, zmeliorowali 1011 ha ziemi oraz osuszyli 685 ha gruntów. Budzili szacunek i podziw Szwajcarów swoim zdyscyplinowaniem, pracowitością i rycerskością. Dlatego też stworzono internowanym szansę edukacyjną i stosunkowo szybko umożliwiono im uzupełnianie wykształcenia w zakresie programu szkoły średniej oraz wyższej.



Studia na obczyźnie

Decyzją dowódcy 2 Dywizji Strzelców Pieszych i odpowiednich władz szwajcarskich żołnierze mogli studiować na Uniwersytecie Fryburskim i w Wyższej Szkole Handlowej w St. Gallen oraz na politechnice w Zurychu. Władysław Gundlach, ponieważ ma maturę, chce jak najszybciej rozpocząć naukę na poziomie akademickim i stało się to już jesienią 1940 roku, po przeniesieniu go do tzw. obozu uniwersyteckiego w Winterthur. W obozie tym przebywał także wykładowca Politechniki Warszawskiej **dr inż. Stanisław Szpor**, w okresie międzywojennym kierownik w fabryce Aparatów Elektrycznych Szpotańskiego w Warszawie. Wykładał on na obozowych kursach uniwersyteckich m.in. przedmiot: aparaty elektryczne. W obozie w Winterthur znaleźli się też i inni Polacy posiadający tytuły naukowe i prowadzili zajęcia dydaktyczne.

W.R. Gundlach rozpoczyna studia, co jednak nie zwalnia go od obowiązku pracy i jak inni internowani żołnierze – studenci podczas ferii zimowych oraz wakacji pracują fizycznie i to nawet czasami dość ciężko przy budowie tras kolejowych i dróg. Na wyższych latach Władysław Gundlach kontynuuje studia już nie w uniwersyteckiej obozowej filii, ale w Zurychu w Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETHZ), czyli Konfederacyjnej Wyższej Szkole Technicznej. ETHZ uznawana słusznie była za jedną z najlepszych politechnik w Europie i czołowych na świecie, zwłaszcza pod względem poziomu nauczania fizyki, mechaniki, elektrotechniki. (Na tej politechnice wykładał ongiś Gabriel Narutowicz, co upamiętnia okolicznościowa tablica z Jego popiersiem umieszczona w głównym gmachu uczelni).

Żołnierskie losy

Jak zatem potoczyły się losy żołnierzy polskich, i jak zakończyła się ich wojenna odyseja, a wśród nich W. R. Gundlacha? Na terenie Szwajcarii znaleźli się żołnierze 2 Dywizji Strzelców Pieszych w liczbie około 12 tysięcy. Zorganizowano dla nich wiele kursów w zakresie szkoły podstawowej, liceum, kształcenia zawodowego oraz trzy obozy uniwersyteckie (w Winterthur, Fryburgu i Herisan). W rezultacie Polacy uzyskali 323 dyplomy ukończenia wyższych uczelni, – wśród absolwentów wyróżnił się wynikami w nauce Władysław Rudolf Gundlach. Ponadto 123 żołnierzy uzyskało doktoraty i zatwierdzono też 2 habilitacje. W sierpniu 1945 ukończył ETHZ, uzyskując dyplom inżyniera mechanika. Przez trzy lata pracował w szwajcarskiej wytwórni Oerlikon. Była to znana firma produkująca m. in. uzbrojenie przeciwlotnicze. Oerlikon zasłynął konstrukcją 20 mm działka automatycznego opracowanego w 1914 roku, masowo używanego w trakcie obu wojen światowych, pozostającego, aż do dziś na wyposażeniu wojsk. Pochodne tej konstrukcji były używane zarówno przez wojska niemieckie, francuskie, brytyjskie, jak i japońskie. W. R. Gundlach zajmuje się w tej firmie głównie projektowaniem, konstrukcją i badaniami turbin parowych. Praca w biurze konstrukcyjnym w Oerlikonie sprzyjała podejmowaniu trudnych wyzwań inżynierskich i zaowocowała pierwszymi pracami naukowymi i pierwszymi publikacjami przyszłego profesora Politechniki Łódzkiej. W 1947 roku w Zurychu wydano drukiem napisany przez inż. Gundlacha podręcznik, zatytułowany **„Einfuhrung in die technische Thermodynamik”**.

Jednak po wojnie, tylko niewielka część żołnierzy września 1939 roku, przebywają-

ca w Szwajcarii, powróciła do ojczyzny. Zaledwie ok. 3 tys. wybrało życie w Polsce. Jedni, najczęściej żołnierze, którzy zmienili swój stan cywilny pozostali w Szwajcarii. Większa część udała się na dalszą emigrację przede wszystkim do Australii, USA i Kanady. Także inżynier Władysław Gundlach miał atrakcyjne propozycje wyjazdu i zatrudnienia, gdyby zdecydował się na emigrację. Jednak tęsknota za krajem okazała się silniejsza. Inż. Gundlach decyduje się – na wyjazd ze Szwajcarii i powrót do ojczyzny. Przyjeżdża do kraju w styczniu 1950 roku, a już w niecałe dwa miesiące później (1 marca) zostaje zatrudniony na stanowisku asystenta w Katedrze Turbin Parowych i Maszynoznawstwa Politechniki Łódzkiej oraz otrzymuje także pracę w Przemysłowym Instytucie Techniki Cieplnej w Łodzi, gdzie do roku 1953 pełni funkcję kierownika oddziału sprężarek promieniowych. Rezygnuje z tej ostatniej funkcji w momencie kiedy zostaje powołany na zastępcę profesora. (Doktorat obronił we wrześniu 1950 roku na Politechnice Łódzkiej.) W 1954 roku uzyskuje tytuł profesora nadzwyczajnego, a w 1967 profesora zwyczajnego. W 1955 roku zostaje kierownikiem Katedry Cieplnych Maszyn Przepływowych, a następnie dyrektorem Instytutu Maszyn Przepływowych PŁ, którego był inicjatorem i dyrektorem. Funkcję dyrektora instytutu sprawował nieprzerwanie, aż do momentu odejścia na emeryturę w 1991 roku.

Do Szwajcarii jednak powracał po wojnie wielokrotnie zapraszany na wykłady do Zurychu na tamtejszą politechnikę, której był absolwentem. Gościnnie wykładał także w Akwizgranie, Brunszwiku, Dreźnie, Chemnitz, a nawet Petersburgu. Jego aktywność naukowa wiązała się również z przynależnością do wielu zagranicznych towarzystw naukowych, m.in.: Gesellschaft für Energietechnik, Gesellschaft für Angewandte Mathematik und Mechanik, International Gas Turbine Institute, New York Academy of Science.

Najwięcej jednak czasu poświęcił na rozwój instytutu. Uważany był za twórcę Łódzkiej Szkoły Naukowej Maszyn Przepływowych. Był inicjatorem wielu badań eksperymentalnych i współtwórcą nowatorskich konstrukcji tych maszyn i współautorem wielu patentów. Za te osiągnięcia otrzymał doktorat honoris causa Politechniki Łódzkiej w 1995 roku. Był członkiem Komitetu Problemów Energetyki PAN, Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN oraz Komitetu Metrologii PAN, Polskiego Towarzystwa Techniki Sensorowej. Z inicjatywy profesora Gundlacha rozpoczęto w roku akademickim 1956/57, wydawanie czasopisma pt. **„Cieplne maszyny przepływowe”**.

Kolejną dziedziną zasług profesora Gundlacha na polu naukowym jest metrologia. Układ SI (Système International d'Unités) – Międzynarodowy Układ Jednostek Miar, stworzony został w oparciu o metryczny system miar zatwierdzony w 1960 (później modyfikowany) przez Generalną Konferencję Miar. W Polsce oficjalnie układ SI obowiązuje od 1966 roku, a obecnie został przyjęty przez wszystkie kraje świata, z wyjątkiem USA. Profesor Gundlach, już w 1950 roku stosował ten układ na swoich wykładach. Był jego orędownikiem i wprowadzenie międzynarodowego układu jednostek miary SI w Polsce było głównie jego zasługą. Z jego inicjatywy przedmiot „Podstawy Metrologii” po raz pierwszy w Polsce został uznany za wyodrębniony i nieodzowny w programie 5-letnich studiów magisterskich w politechnikach.

Profesor Gundlach wypromował 22 doktorów, ponadto był autorem 120 recenzji prac doktorskich i habilitacyjnych, recenzował też ponad 100 wniosków na profesorów zwyczajnych, nadzwyczajnych i docentów. Recenzował też dysertacje doktorskie na zagranicznych uczelniach. Był autorem i współautorem wielu projektów, ekspertyz i patentów, np. sondy do pomiaru kierunku przepływu i wartości prędkości pulsującej strugi płynu w dwuwymiarowych przepływach diabatycznych (Współtwórcy wynalazku: Władysław Gundlach, **Jan Ciepłucha** – patent 1974); podręczników, m.in.: wielokrotnie wznawianej pracy: **„Podstawy metrologii”**, także współautorem książki **„Turbiny gazowe małej mocy”**: Warszawa 1963, WNT.

Prof. Gundlach twierdził, że inżynier musi być twórczy, jak i krytyczny zarazem. Jego wieloletni współpracownik i przyjaciel dr hab. inż. Jan Ciepłucha, profesor Wydziału Mechanicznego PŁ, podkreśla talenty pedagogiczne i osiągnięcia profesora Gundlacha, na tym polu pedagogicznym. Zaznacza, że dla profesora niezmiernie istotne było, aby: *prawidłowo ukształtować sylwetkę inżyniera, przygotować go do tworzenia „nowego”.*

Z okazji 85. rocznicy urodzin prof. Władysława R. Gundlacha Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, zorganizował sesję naukową poświęconą dorobkowi Jubilata, wychowawcy wielu pokoleń inżynierów energetyków. Profesor był nie tylko wybitnym specjalistą w zakresie maszyn przepływowych, ale prywatnie melomanem, wielbicielem muzyki klasycznej, posiadającym bogatą kolekcje płyt Chopina, a także... Beatlesów. Był też znanym znawcą i smakoszem herbat, mistrzem herbacianej celebry.

Profesor także na emeryturze zadziwiał swoją niezwykłą aktywnością badawczą, będąc kierownikiem dwóch projektów Komitetu Badań Naukowych, prowadząc wykłady i seminaria. Profesor Władysław Rudolf Gundlach był człowiekiem o bardzo ujmującej kulturze osobistej. Niezwykle ciepło i serdecznie o profesorze opowiada Jego wychowanek, a później współpracownik i przyjaciel, b. rektor Politechniki Łódzkiej, prof. **Jan Krysiński**:

– Nasza znajomość z profesorem Gundlachem założycielem i długoletniego dyrektorem Instytutu Maszyn Przepływowych Wydziału Mechanicznego Politechniki Łódzkiej. trwała ponad pół wieku. Wszyscy podziwialiśmy krawaty profesora Gundlacha. Był bardzo eleganckim człowiekiem, który z dużą życzliwością odnosił się zarówno do studentów, jak i współpracowników. Nigdy nie słyszałem, żeby podniósł głos. Kochał to, co robił. I nawet po przejściu na emeryturę był bardzo aktywny. Pamiętam jedną z jego książek poświęconą historii maszyn. Przeczytałem ją jednym tchem – jak dobrą powieść.

Książka, której lektura tak mocno wciągnęła prof. Krysińskiego nosi tytuł: **„Z Wysp Brytyjskich przez Turbinową Dolinę Szwajcarską w dwudziesty pierwszy wiek: szkic rozwoju cieplnych maszyn energetycznych od czasów Herona z Aleksandrii”** i została wydana drukiem przez Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej w 2005 roku. I jest to faktycznie wzorcowy przykład, jak powinno się pisać książki z dziedziny naukowo-technicznej, aby miast nudzić, intrygowały i... uczyły. Kolejną pozycją, którą napisał profesor przebywając już na emeryturze, znakomitą pracą, ale o charakterze już wybitnie naukowym, a nie popularyzatorskim była książka pt. **„Podstawy Maszyn Przepływowych i ich Systemów Energetycznych”**. Będąc już na emeryturze był promotorem doktoratu honoris causa Politechniki Łódzkiej przyznanego profesorowi **Henizowi E. Gallusowi** z RWTH Aachen.

Za swą wieloletnią działalność naukową profesor był odznaczony m.in. Krzyżem Oficerskim Orderu Odrodzenia Polski, Medalem Komisji Edukacji Narodowej, a za swą postawę patriotyczną i udział w II wojnie światowej „The War 1939–1945”. Profesor zmarł 28 października 2007 roku, w Łodzi w wieku 86 lat.

Prof. Jan Ciepłucha o swym przyjacielu profesorze Gundlachu mówi: *Człowiek wielkiego umysłu, który swe wizje naukowe i inżynierskie potrafił przekształcać w czyn, dzięki niezwykłym zdolnościom organizacyjnym i zapałowi, który przekazywał współpracownikom.*

Władze największej łódzkiej uczelni technicznej, jaką jest Politechnika Łódzka, upamiętniły osobę Profesora, wybitnego specjalisty od maszyn przepływowych, termomechaniki płynów i metrologii, nadając audytorium Instytutu Maszyn Przepływowych PŁ imię znakomitego Uczonego profesora Gundlacha.

Anna i Marek Bielscy

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

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

Nasza oferta

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

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

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

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

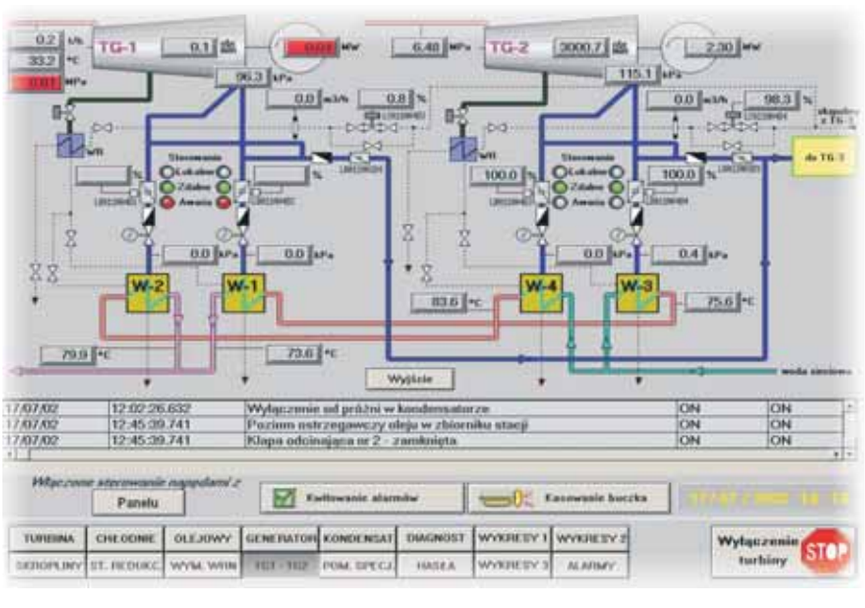
Przeprowadzamy audyty energetyczne
w zakładach przemysłowych w zakresie:

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

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

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

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



Zapewniamy:

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

ZARZĄDZANIE JAKOŚCIĄ ISO 9001:2008

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

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

24. MIĘDZYNARODOWE ENERGETYCZNE TARGI BIELSKIE

BIELSKO-BIAŁA INTERNATIONAL POWER INDUSTRY FAIR

13-15 WRZEŚNIA / SEPTEMBER

ENERGETAB 2011

www.energetab.pl

PATRONATY HONOROWE
HONORARY AUSPICES

PARTNER GENERALNY
GENERAL PARTNER

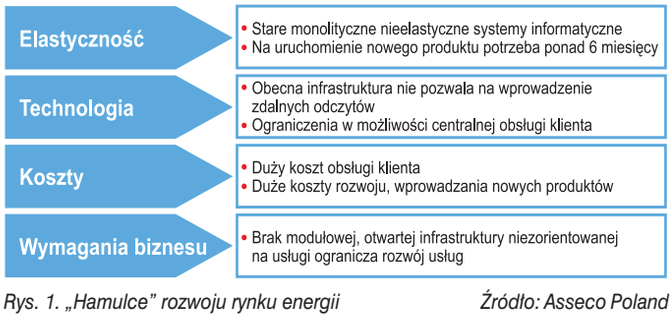
Cezary Tomasz Szyjko
Dr nauk prawnych, adiunkt Uniwersytetu Jana Kochanowskiego

Znaczenie smart meteringu oraz smart gridu

Wprowadzenie

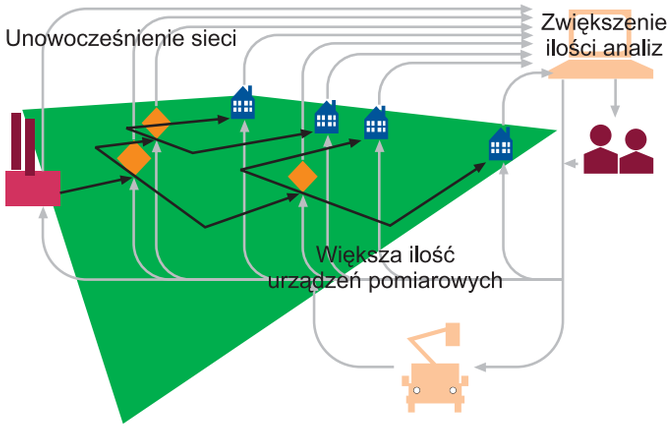
W komunikacie Energia 2020[1], przyjętym 10 listopada 2010 r., wzywa się do zmiany sposobu, w jaki planujemy, budujemy i eksploatujemy naszą infrastrukturę energetyczną i sieci energetyczne. Infrastruktura energetyczna zajmuje czołowe miejsce w inicjatywie przewodniej nowej strategii unijnej „Europa 2020"[2] pod nazwą **„Europa efektywnie korzystająca z zasobów"**. Odpowiednie, zintegrowane i niezawodne sieci energetyczne to nie tylko podstawowy warunek realizacji celów polityki energetycznej UE, ale również warunek realizacji strategii gospodarczej UE. Rozwój naszej infrastruktury energetycznej pozwoli UE nie tylko zapewnić prawidłowo funkcjonujący wewnętrzny rynek energii, ale zwiększy też bezpieczeństwo dostaw[3], umożliwi integrację odnawialnych źródeł energii, zwiększy efektywność energetyczną oraz zapewni konsumentom korzyści wynikające ze stosowania nowych technologii i inteligentnego wykorzystania energii.

Polskie środowisko energetyczne czeka w najbliższym czasie ogromne wyzwanie – wprowadzenie w życie idei smart metering – inteligentnych systemów pomiarowych oraz smart grid (z ang. „inteligentna sieć"). Sektor energetyczny, kluczowy dla konkurencyjności gospodarki, jest w okresie bezprecedensowych zmian. Gwałtowny wzrost zapotrzebowania na energię w krajach rozwijających się będzie dominującym czynnikiem wpływającym na rozwój rynku. Niezbędność energii we wszystkich procesach gospodarczych i konsumpcji, co czyni z niej „dobro publiczne", przesądza o tym, że racjonalizacja kosztów jej wytworzenia i fizycznej dostawy jest strategicznym wyzwaniem dla gospodarki każdego kraju. Poprawa efektywności funkcjonowania sektora energetycznego powinna skutkować względną obniżką cen energii, przy zachowaniu pewności i bezpieczeństwa jej dostaw[4]. Tym nie mniej, eksperci mówią również o „hamulcach" rozwoju rynku energii (rys. 1). Doświadczenia m.in. krajów europejskich (Włochy, Niemcy, Norwegia), które radykalnie reformują sektory energetyczne, dowodzą, że najskuteczniejszym sposobem wymuszającym poprawę efektywności jest wdrażanie nowoczesnych technologii.



Rys. 1. „Hamulce" rozwoju rynku energii *Źródło: Asseco Poland*

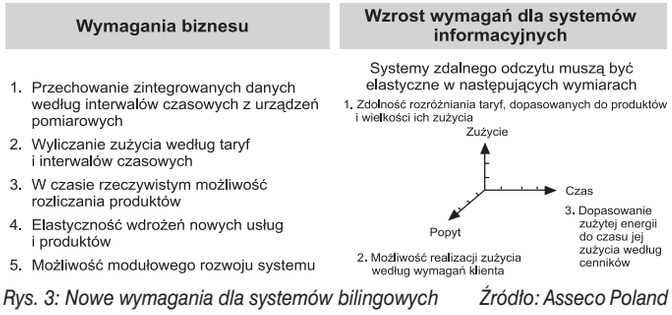
Rosnąca rola informacji we współczesnej gospodarce została uznana praktycznie przez wszystkich, zarówno praktyków jak i teoretyków zarządzania (rys. 2). Od wielu już lat trwa dyskusja nad strategiczną rolą inteligentnych sieci w przedsiębiorstwie. W literaturze znaleźć można wiele przykładów firm, którym udało się uzyskać przewagę konkurencyjną za pomocą nowatorskich



Rys. 2. Model zarządzania lawinowym wzrostem informacji i danych

rozwiązań. Powszechnie przyjęła się opinia o strategicznej roli smart gridu i jej kluczowym znaczeniu w tworzeniu trwałej przewagi konkurencyjnej. Faktem jest, iż postęp jaki dokonuje się w obszarze inteligentnych sieci stanowi jeden z głównych czynników zmian w zarządzaniu energią na poziomie gospodarstwa domowego.[5]

Współczesny sektor energetyczny charakteryzuje się coraz większym tempem zmian techniki, produktów, rynków i całych branż. Menedżerowie zmuszeni są do podejmowania decyzji w warunkach rosnącej niepewności. Jednym ze źródeł tej niepewności jest, przybierający na sile proces redefinicji granic branż, którego jedną z przyczyn jest właśnie smart grid, która charakteryzując się innowacyjnością może być uznana za strategiczne źródło trwałej przewagi konkurencyjnej.[6] Przykładem innowacyjnych rozwiązań są technologie obsługujące współczesne systemy bilingowe (rys. 3). Reasumując, warto podkreślić, że sam fakt posiada-

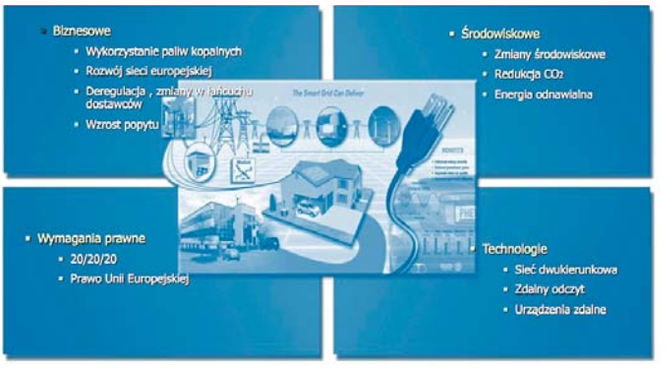


Rys. 3: Nowe wymagania dla systemów bilingowych *Źródło: Asseco Poland*

nia sieci „elektronicznych inkasentów" powinien być dziś postrzegany przez firmy nie jako źródło przewagi konkurencyjnej, lecz jako konieczność konkurencyjna na globalizującym się rynku.

Misja inteligentnego inkasenta

W przedsiębiorstwach energetycznych mają miejsce duże zmiany dotyczące dynamiki generowania i konsumpcji energii. Przyczyny tych zmian są różne: dyrektywy Unii Europejskiej (szczególnie dyrektywa o efektywności końcowego wykorzystania energii i usługach energetycznych nr 2006/32/WE), dążenie do realizacji celów zawartych w Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym „3 x 20", presja rządów na zwiększenie niezawodności sieci energetycznych zgodnie z wymaganiami gospodarki XXI wieku, przechodzenie na rozproszone wytwarzanie energii, a także coraz szersze zastosowanie odnawialnych źródeł energii, takich jak wiatr lub słońce. Nie bez znaczenia jest również ogólny wzrost zużycia energii przez systemy klimatyzacyjne i wiele innych urządzeń oraz zróżnicowanie tego zużycia w zależności od pory dnia (rys. 4).



Rys. 4. Czynniki wpływające na rozwój rynku energetycznego
Źródło: Asseco Poland

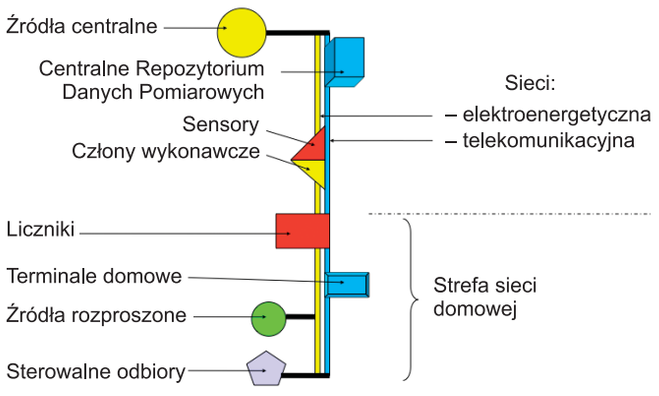
Aby sprostać tym nowym wyzwaniom, przedsiębiorstwa inwestują w nowoczesne technologie.

Wspomniana wyżej dyrektywa narzuca na kraje członkowskie konkretne zmniejszenie zużycia energii do 2016 r. i była ona w wielu krajach UE głównym powodem podjęcia działań mających na celu wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania. Warto dodać, iż „inteligentne liczniki" obecnie obsługują już 30 milionów gospodarstw domowych we Włoszech oraz setki tysięcy w takich krajach jak Szwecja, Finlandia, Holandia, USA i Kanada. Istotnym dokumentem określającym kierunki rozwoju polskiej energetyki jest Polityka energetyczna Polski do 2030 r., która określa cele i narzędzia ich realizacji jednocześnie zarysowując konkretny harmonogram prac. Zgodnie z art. 13–15 Prawa Energetycznego Polityka energetyczna Polski do 2030 r. przedstawia strategię państwa, mającą na celu udzielenie odpowiedzi na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką, zarówno w perspektywie krótkoterminowej jak i w perspektywie do 2030 r.

Pobieżna analiza kierunków rozwoju świadczy o tym, że w polskiej branży elektroenergetycznej zachodzą i będą zachodzić szybkie zmiany. W ostatnich dziesięciu latach znacznie wzrosła ilość produkowanej i dostarczanej energii, ale coraz większe zapotrzebowanie w szczytach powoduje rosnący nacisk interesariuszy i organów regulacyjnych na efektywniejsze wykorzystywanie zasobów. W rezultacie elektroenergetyka jest jedną z niewielu branż, w których nieograniczony wzrost zapotrzebowania zaczyna być aktywnie hamowany. Jednym z narzędzi, za pomocą których proponuje się przekonywać użytkowników do bardziej świadomego wykorzystywania energii, są inteligentne pomiary. W Polsce trwają dość intensywne przygotowania do wdrożenia inteligentnego opomiarowania.[7] Ta nowa technologia jest już stosowana w fabrykach i innych miejscach, gdzie zużywa się dużo energii. Obecnie zaczyna docierać do mniejszych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Ruszyła Platforma Informacyjna Inteligentnego Opomiarowania – pierwsza w Polsce witryna internetowa poświęcona wdrażaniu systemu Smart Metering Smart Metering w Polsce (rys 5).

Rys. 5. Platforma Internetowa

Aktualnie rozpoczęły się prace nad opracowaniem rozwiązań prawnych, które stworzą warunki do sukcesywnego wdrażania inteligentnego opomiarowania. Równolegle toczą się prace PSE Operator, których celem jest określenie globalnych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania oraz opracowanie optymalnego modelu wdrażania takich systemów. Trwają również przygotowania do realizacji projektu obsługiwanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej **„Inteligentne sieci energetyczne"**, który będzie stanowił instrument finansowy służący wdrożeniu najnowocześniejszych rozwiązań sieciowych podnoszących efektywność energetyczną w skali całego kraju. Rewolucję technologiczną, ale również światopoglądową ilustruje „kręgosłup" zaproponowany przez T. Kowalaka, dyrektora Departamentu Taryf, URE (rys. 6).[8]



Rys. 6: Model sieci inteligentnej *Źródło: www.ure.gov.pl*

Wykres prezentuje 2 sieci, na których zawieszone są różne urządzenia. System charakteryzuje otwarcie na źródła rozproszone, a liczniki to bardziej centra komunikacji aniżeli elektroniczni inkasenci. Sieć dystrybucyjna musi być wyposażona w systemy pomostowe, i to nie tylko liczniki, ale również sensory. Dynamiczne zarządzanie takimi sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi (zob. rys. 7) umożliwia technologia określana ogólnie jako Smart Grid, której podstawę stanowią punkty pomiarowe i kontrolne (liczniki, wyłączniki, przełączniki, rejestratory) rozmieszczone na wielu węzłach i łączach. Inteligentne sieci energetyczne (ang. smart grid) to kompleksowe rozwiązania energetyczne, pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi

Rys. 7. Schemat kompleksowego systemu dostawy energii elektrycznej
Źródło: Alcatel-Lucent Polska

dotychczas elementami infrastruktury energetycznej – po stronie producentów jak i odbiorców energii – które umożliwiają wzajemną wymianę i analizę informacji, a w efekcie – optymalizowanie zużycia energii (cieplnej, elektrycznej) lub np. dystrybucji gazu. Aby sieć energetyczna stała się bardziej „inteligentna", przedsiębiorstwo energetyczne inwestuje w rozwiązania oferowane przez różnych producentów, takie jak automatyzacja podstacji (Substation Automation – SA), automatyzacja dystrybucji (Distribution Automation – DA), inteligentne liczniki (Smart Metering), zarządzanie stroną popytową (Demand Side Management – DSN), zarządzanie zasobami energii odnawialnej (Renewable Energy Resource Management) i tym podobne.[9]

Przedsiębiorstwo energetyczne, w szczególności operator sieci dystrybucyjnej lub systemu dystrybucyjnego, może zastosować różne narzędzia i technologie, aby poprawić ogólną jakość usług energetycznych poprzez odpowiednie zarządzanie, np. stratami technicznymi lub rozproszonym wytwarzaniem energii. Przykładem są narzędzia teleinformatyczne automatyzujące kontrolę przepływów energii oraz przywracanie sprawności sieci energetycznej po awarii (wynikającej np. z przeciążenia, przerwania przewodów, awarii transformatorów lub zakłóceń spowodowanych wyładowaniami atmosferycznymi) w sposób minimalizujący przerwy w dostawie prądu.

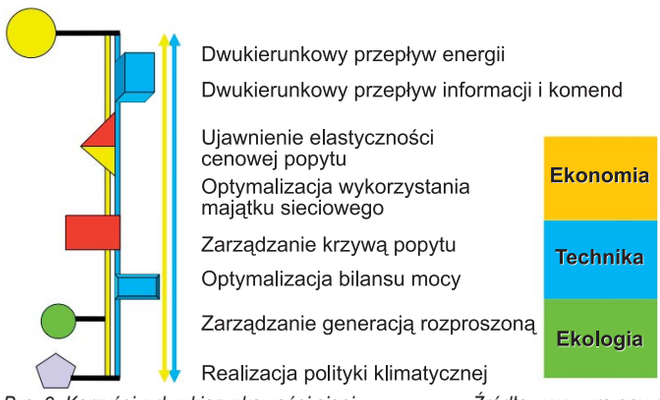
Za pierwszy krok w kierunku sieci Smart Grid uważane jest często wdrożenie inteligentnych liczników i zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (Advanced Metering Infrastructure – AMI). Tematem numer jeden na ustach całej branży elektroenergetycznej w Polsce jest Smart Metering, czyli system inteligentnego opomiarowania. Umożliwia on operatorom energetycznym pomiary jakości energii na zewnętrznych obszarach sieci, co z kolei ułatwia przewidywanie zapotrzebowania na energię z dużą dokładnością czasową i geograficzną, zarządzanie rozproszonym wytwarzaniem energii odnawialnej (słonecznej lub wiatrowej) oraz weryfikację statusu operacyjnego sieci poprzez wysyłanie zapytań do liczników („pingowanie"). Pozwala on również reagować na zmiany zapotrzebowania tam, gdzie w okresach szczytu ogranicza się jej pobór lub wyłącza urządzenia. Inteligentne liczniki umożliwiają mierzenie zużycia prądu, napięcia i mocy w różnych obszarach sieci (u odbiorców prywatnych, przemysłowych i komercyjnych oraz na podstacjach) i w różnych celach (ustalania taryf, optymalizacji popytu itp.). Inteligentne liczniki domowe mają wiele zastosowań: odczyt zużycia, emisji CO_2, taryfy itp.

Network Monitoring / Demand Response – Monitorowanie sieci / Reakcja na zapotrzebowanie
Multi utility Metering – Pomiary z wielu urządzeń
2-way Communication – Komunikacja dwukierunkowa
Monitoring – Monitorowanie
Intelligent House Devices – Inteligentne urządzenia domowe
Intelligent Energy Management – Inteligentne zarządzanie zużyciem energii
Smart Grids – Inteligentne sieci
Smart Metering – Inteligentne pomiary
Smart Homes – Inteligentne domy

Rys. 8. Inteligentny dom przyszłości *Źródło: Fraunhofer/ISE*

Inteligentne liczniki można również rozpatrywać w kontekście sprawności energetycznej, ponieważ różni gracze, np. detaliczni dostawcy energii, operatorzy telekomunikacyjni, przygotowują lub już oferują swoim klientom usługi dotyczące energii elektrycznej (np. wizualizacje, raporty, analizy, doradztwo itp.) z wykorzystaniem danych gromadzonych za pomocą m.in. takich liczników. Zwykle rola operatora sieci dystrybucyjnej polega na gromadzeniu w czasie rzeczywistym dokładnych i aktualnych danych pomiarowych oraz udostępnianiu ich różnym podmiotom. Ponadto niektórzy detaliczni dostawcy energii instalują w domach dodatkowe liczniki w celu gromadzenia i przechowywania danych niezależnie od operatora sieci dystrybucji.

Nowa technologia stanowi istotne wyzwanie finansowe i technologiczne. Wdrożenie systemu Smart Metering musi dać klientowi możliwość reakcji zwrotnej i wobec tego sieć musi być dwukierunkowa (rys. 9). Wykres prezentuje niektóre korzyści

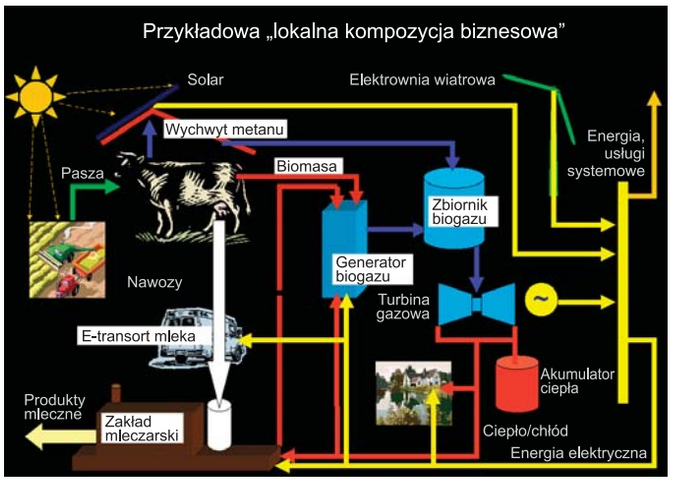


Rys. 9: Korzyści z dwukierunkowości sieci *Źródło: www.ure.gov.pl*

płynące z wdrożenia technologii, pogrupowane w 3 grupy: ekonomiczne, ekologiczne i technologiczne, wśród nich najważniejsze to:

- ograniczenie podwyżek cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego dzięki wdrożeniu nowych mechanizmów konkurencyjnych na rynku energii elektrycznej, w szczególności ujawnienie elastyczności cenowej popytu,
- wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego – m.in. poprawa jakości dostaw energii i jakości parametrów energii,
- ograniczenie zużycia energii – dostosowanie zużycia energii do potrzeb i możliwości finansowych gospodarstwa domowego. Doświadczenia krajów UE wskazują na wynikający z tego potencjał w zakresie wzrostu efektywności energetycznej na poziomie 6–10%,
- uproszczenie procedur zmiany sprzedawcy energii. W Polsce z prawa zmiany sprzedawcy (od lipca 2007 r.) energii skorzystało jedynie 3 tys. odbiorców z ok. 13,5 mln płacących za energię elektryczną.

Powyższy wykres sygnalizuje nowe możliwości samorządów w zakresie zastosowania zmiany technologicznej w zarządzaniu gminami czy miastami. Europejskie podmioty samorządowe stoją przed wyzwaniem połączenia konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju. Aby sprostać wyzwaniu potrzebne jest skoordynowane działanie władz samorządowych, sektora prywatnego oraz indywidualnych odbiorców energii. Dzięki zastosowaniom nowych technologii – odbiorcy będą bardziej otwarci na inicjatywy dotyczące rozwiązań z obszaru zrównoważonej gospodarki energią. Jeśli uda się połączyć wysiłki obu stron, mamy szanse na uczynienie miast bardziej inteligentnymi – przyjaznymi jed-

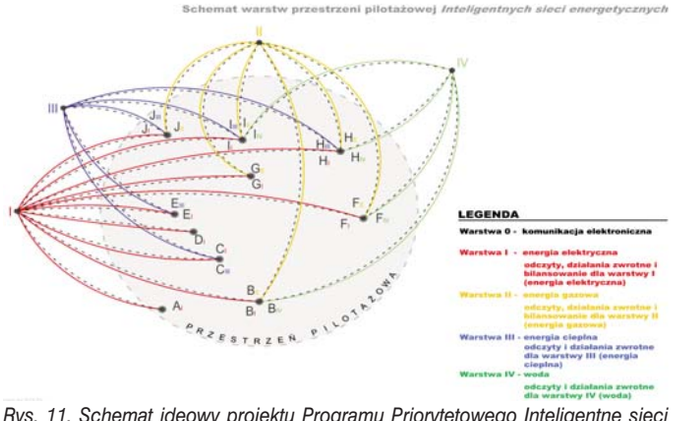


Rys. 10. Przykładowa „lokalna kompozycja biznesowa" *Źródło: www.ure.gov.pl*

nocześnie dla środowiska i społeczeństwa. Do równowagi między konkurencyjnością i zrównoważonym rozwojem przyczynią się rozwiązania dotyczące m.in. efektywności energetycznej sieci grzewczych, efektywności energetycznej sieci dostarczających energię elektryczną, a także technologie pozyskiwania i wykorzystania zielonej energii oraz inteligentna gospodarka wodna i odpadowa.[10] Wdrożenie *Smart gridu i Smart meteringu* na poziomie lokalnym pomoże w wykorzystaniu aktualnie niedostępnych zasobów odnawialnej energii pierwotnej, w tym energetyczne zagospodarowanie odpadów, w efekcie rewolucjonizując cały model.

Podsumowanie

Znaczenie inteligentnych sieci doceniają instytucje państwowe. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, przy wsparciu URE, UKE, ARP S.A. oraz ministerstw: środowiska oraz gospodarki, do końca 2011 r. planuje stworzyć program priorytetowy **„Inteligentne sieci energetyczne"**. Będzie to instrument



Rys. 11. Schemat ideowy projektu Programu Priorytetowego Inteligentne sieci energetyczne *Źródło: http://www.nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/*

finansowy służący wdrażaniu najnowocześniejszych rozwiązań sieciowych podnoszących efektywność energetyczną w skali całego kraju. Program obecnie jest na etapie konsultacji. Planuje się przekazanie 500 mln zł na dotacje w inteligentne sieci (opomiarowanie, bilansowanie i działania zwrotne) w przestrzeniach pilotażowych.

Dwie konkretne kwestie, którymi należy się zająć w najbliższej przyszłości to zatwierdzanie i finansowanie konkretnych działań w ramach nowego programu. Potrzebne też będą alternatywne rozwiązania finansowe dla zaspokojenia potrzeb inwestycyjnych. Większą część tych inwestycji w sieci trzeba będzie pokryć z cen regulowanych i opłat wynikających z ograniczeń sieciowych. Na podstawie obecnych ram regulacyjnych wszystkie konieczne inwestycje nie zostaną jednak zrealizowane lub zostaną zrealizowane nie tak szybko, jak jest to konieczne, głównie z powodu niekomercyjnych pozytywnych uwarunkowań lub wartości dodanej projektów w skali regionalnej bądź unijnej, których bezpośrednie korzyści w skali krajowej lub lokalnej są ograniczone. Do spowolnienia realizacji inwestycji infrastrukturalnych przyczynia się dodatkowo recesja gospodarcza.

Energetyka jest służebna w stosunku do całej gospodarki, a więc zmiany w sektorze będą miały wpływ na uwarunkowania makroekonomiczne. Zmiany w sektorze energetycznym wiążą się oczywiście z ryzykami ekonomiczno-technologicznymi. O konkurencyjności branży energii decydują dwa elementy poprawiające konkurencyjność: zmniejszenie kosztów, w tym kosztów sieci oraz poziom obsługi klienta, a więc konkurencyjność sprzedaży i jakości usług. Energetyka przyszłości będzie wywierać coraz większy wpływ na klienta. Z punktu widzenia regulatora URE, technologie inteligentne przełamują asymetrię informacyjną i będą musiały być dostarczone regulatorowi online, co obniży globalne koszty poprawiając narzędzia regulacji.

Wzrost danych wymusza na firmach energetycznych wdrażanie nowych rozwiązań teleinformatycznych. Możliwości sieci są niedoocenienia, aby skutecznie zarządzać sektorem i sprawnie analizować dane konieczne są inteligentne systemy dające możliwość skutecznego zarządzania infrastrukturą w oparciu o lokalne rozproszone źródła, co będzie przemianą rewolucyjną, np. w przypadku potencjalnego *black out-u*. Wypadnięcie źródła rozproszonego nie ma znaczenia dla funkcjonowania całej sieci i wyklucza ryzyko *black out-u*. W energetyce najważniejsze są koszta i stałość zasilania, bo zachwianie zasilania ma wpływ na kondycję gospodarki. Inteligentne sieci minimalizują to ryzyko.

Technologie smart będą coraz tańsze, Polska od strony technologicznej jest gotowa, ale systemy rozliczeniowe nie są zintegrowane i nie ma teraz takiej konieczności. Odczuwalny efekt pojawi się w momencie masowego wdrożenia w gospodarstwach domowych, które zużywają energię na poziomie 25% w skali Polski. Czynnik popytowy będzie miał coraz większe znaczenie bo ceny energii będą rosły. Prawdopodobnie Polsce uda się wdrożyć te technologie do roku 2016, ale związane jest to z wdrożeniem szerokopasmowego internetu w Polsce, który jest silnym narzędziem wsparcia dla budowy sieci inteligentnych. Szerokopasmowy dostęp do Internetu jest dziś równie ważny jak infrastruktura drogowa, kolejowa czy telekomunikacyjna. Ma bezpośredni wpływ na rozwój poszczególnych regionów, ale również przekłada się na wysokość PKB. Teoretycznie do 2015 r. w Polsce powinno powstać ok. 28 tys. km światłowodów. Rząd przygotowuje ustawę o otwartym dostępie do Internetu.

Czy korzyści z wdrożenia inteligentnych sieci nie przewyższą kosztów? Koszty poniosą bowiem wszyscy, a kto okaże się beneficjentem? To zależy od zaangażowania klientów indywidualnych sterujących energią ze swoich domów. URE planuje mechanizm redystrybucji korzyści, i pilnować aby rachunek kosztów nie został przeniesiony na klientów przez dystrybucję. Poprzez analogię do telefonów komórkowych, które w krótkim czasie przestały być tylko aparatami telefonicznymi i wykonują dla

użytkownika wiele usług pozakomunikacyjnych, dzisiaj trudno jest ocenić rolę elektronicznego inkasenta. Bezspornym wydaje się fakt, że nowe liczniki wymuszą korzyści i klient uzyska wyższą jakość. Najważniejszym czynnikiem sukcesu będzie wysoka świadomość odbiorców-klientów, którą należy zbudować. Celem całego przedsięwzięcia jest zwiększenie świadomości wpływu proefektywnościowych działań odbiorcy końcowego na zużycie energii. Aby dostarczyć klientowi informacji niezbędne będzie wdrożenie nowoczesnych narzędzi technicznych i informatycznych (Smart Metering). Dopiero po ich uruchomieniu możliwe stanie się aktywne zarządzanie i sterowanie popytem (Demand Side Management), a w końcowym etapie wpływanie na zachowania proekologiczne odbiorców komunalnych, w ramach tzw. Smart Cities (rys. 12).

Rys. 12. Model inteligentnego miasta

Bibliografia

1. AT Kearney/Force Motrice, Assessment of Smart Metering Models: The Case of Hungary, 18 June 2010.
2. CER, Smart Metering Consultation Workshop (Presentation), Commission for Energy Regulation Ireland, 24. November 2010, Dublin.
3. Crossley D., Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report No 1 of Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. 2nd Edition, Energy Futures Australia Pty Ltd., Hornsby Heights, 2008.
4. CWAPE, Avis preliminaire sur 'l'introduction du „comptage intelligent" en Région wallonne, CD-8l02-CWaPE-220, Commission Wallone pour l'Energie, 2009.
5. DECC, Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector, Department of Energy and Climate Change, London 2009.
6. Smart Metering implementation programme: prospectus, Department of Energy and Climate Change and Gas and Electricity Markets Authority (GEMA), London 2010.
7. Krawiec F., Zarządzanie projektem innowacyjnym produktu i usługi, Warszawa: Difin 2000.
8. Porter M. E., The Competitive Advantage of Nations, „Harvard Business Review" 1990.
9. An innovation – friendly, modern Europe, Communication from the Commission to the European Council (Informal Meeting In Lahti – Finland, 20 october 2006), Brussels 12.10.2006 COM (2006), 589 final.
10. Dobroczyńska A., Juchniewicz A., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Wyd. Adam Marszałek, Warszawa-Toruń 2000.
11. Okólski M., (red.), Między państwem a rynkiem – Dylematy polityki gospodarczej Polski, PWN, Warszawa 1994.
12. Szablewski A.T., (red.), Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego, Aneks, Monografie Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN, nr 10, Warszawa 1998.
13. Mielczarski W., Rynek energii elektrycznej – Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne, Wyd. Agencja Rynku Energii S.A. i Energoprojekt-Cosulting S.A., Warszawa 2000.
14. Szyjko C.T., The protection of persona data under UE's law, [w:] Leiden Academic University Review, XLC, Wyd. E. M. Meijers Institute, Leiden 2001, s. 24–32.
15. Szyjko C.T., Globalizacja wobec Europy regionów, [w:] Europejski Doradca Samorządowy. Fundusze-Inwestycje-Finansowanie, Kwartalnik polskich samorządów i przedsiębiorstw komunalnych, nr 1 (16), Warszawa 2011, s. 44–46.
16. Szyjko C. T., W poszukiwaniu nowej jakości integracji, [w:] „FAKTY Magazyn Gospodarczy", nr. 1 (49), s. 44–46. Warszawa 2011.
17. Wrzosek W., Interwencjonizm państwowy jako przedmiot badań, Instytut Funkcjonowania Gospodarki Narodowej SGH, Warszawa 1991.
18. Woroniecki J., Nowa gospodarka – miraż czy rzeczywistość? Doktryna-Praktyka-Optyka OECD, [w:] Gospodarka oparta na wiedzy – wyzwanie dla Polski XXI wieku, red. A. Kukliński, Warszawa: KBN 2001, s. 49.
19. Wynne J., Large-scale Smart Meter Customer Trial. A retailers perspective, Metering Europe, Vienna 2010.
20. Vasconcelos J., Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute, San Dominico di Fiesole, 2010.

[1] COM (2010) 639.

[2] Strategia „Europa 2020", COM (2010) 2020, Bruksela, dnia 26.1.2011.

[3] Rozporządzenie o Bezpieczeństwie Dostaw 994/2010 – weszło w życie 2 grudnia 2010 r.

[4] W. Włodarczyk, *Rynkowa reforma sektora elektroenergetycznego*, dostęp z dnia 1.04.2011 r.: http://www.ure.gov.pl/portal/pl/217/1184/12_Rynkowa_reforma_sektora_elektroenergetycznego.html

[5] T. Bendlewski, *Znaczenie obszaru IT w kontekście wyzwań rynku energetycznego w Polsce*, wystąpienie na Forum Energetycznym „Rzeczpospolitej" pt.: „Rynek energii w Polsce – perspektywy rozwoju, konkurencyjność, ceny", 17.03.2011.

[6] Carr, N., Does *IT Matter? Information Technology and the Corrosion of Competitive*, Harvard Business School Publishing, Boston MA 2004, s. 23.

[7] Już w grudniu 2008 r. Urząd Regulacji Energetyki zaprezentował studium wykonalności Smart Meteringu w Polsce. Studium zawiera analizę wszystkich aspektów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania: koszty, sprawy techniczne, sytuację prawną i społeczno-ekonomiczną. Zarysowuje ono dodatkowo zakres prac i określa harmonogram dla pełnego wdrożenia systemu w naszym kraju. Zakłada się, iż implementacja całego systemu zajmie do 10 lat.

[8] Wystąpienie na Forum Energetycznym „Rzeczpospolitej" pt.: „Rynek energii w Polsce – perspektywy rozwoju, konkurencyjność, ceny", 17.03.2011.

[9] *Rozwiązania Smart Grid dla przedsiębiorstw energetycznych*, Alcatel-Lucent Polska Sp. z o. o., Warszawa 2010, dostęp na: http://www.piio.pl/raporty_analizy_publikacje.php.

[10] Inteligentne miasta / Smart cities – seminarium w Warszawie, Ambasada Królestwa Danii, 1.03.2011.

Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w drugim półroczu 2011 r.

L.p.	Termin	Nazwa imprezy	Miejsce	Organizator
1	8 wrzesień	Praktyczne konsekwencje pakietu klimatycznego w odniesieniu do emisji CO_2 dla polskich elektrowni i elektrociepłowni	Warszawa	IGEiOŚ, TGPE
2	13–15 wrzesień	XXIV Targi ENERGETAB	Bielsko-Biała	ZIAD, IGEiOŚ
3	6 październik	Problemy kotłów na parametry nadkrytyczne	Racibórz	IGEiOŚ, Rafako
4	27–28 październik	Przedłużanie czasu pracy długoeksploatowanych bloków energetycznych elektrowni o 20 lat	Szczyrk, Orle Gniazdo	IGEiOŚ i ProNovum
5	październik-styczeń	Szkolenie zawodowe „Energetyka –podstawy wiedzy” – poziom I i II	Warszawa, Gliwice	IGEiOŚ, ITC PW
6	18 listopad	Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec	Sulechów	IGEiOŚ, LtnREE EON
7	22–25 listopad	XXIII Międzynarodowe Targi Ekologiczne POLEKO	Poznań	IGEiOŚ, MTP
8	listopad	Szczyt jesienno-zimowy – seminarium dla dyspozytorów i dyżurnych inżynierów ruchu	Zakopane/Szczyrk	IGEiOŚ, PSE-Operator
9	13 grudzień	Spotkanie wigilijno-noworoczne, I Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie	Warszawa, Hotel Polonia Palace	IGEiOŚ

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

Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec – doświadczenia i perspektywy

W dwudziestą rocznicę podpisania polsko-niemieckiego Traktatu o dobrym sąsiedztwie i przyjaznej współpracy, zapraszamy Państwa na transgraniczną konferencję nt. **„Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec – doświadczenia i perspektywy”**, która odbędzie się 18 listopada 2011 r. w Sulechowie (woj. lubuskie), pod patronatem m.in. Euroregionu Sprewa-Nysa-Bóbr oraz Euroregionu Pro Europa Viadrina.

Latem 1991 r. Polska i Niemcy zawarły Traktat o dobrym sąsiedztwie i przyjaznej współpracy. Przykładem dobrych praktyk w tym zakresie jest lubusko-brandenburska wymiana doświadczeń w branży energetycznej, która trwa od ośmiu lat. Od 2004 r., czyli od roku akcesji Polski do Unii Europejskiej, datują się coroczne konferencje w Sulechowie pod nazwą „Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec – doświadczenia i perspektywy”. Co roku gromadzą one ponad stuosobową grupę uczestników, a referaty wygłaszają wysocy rangą przedstawiciele firm, uczelni oraz instytucji publicznych regionu i kraju. Tematy konferencyjne dotyczą spraw energetyki pogranicza polsko-niemieckiego i coraz liczniej angażują gości nie tylko z regionu przygranicznego, ale i z Opolszczyzny, Śląska, Pomorza, Wielkopolski, Warszawy, a ze strony niemieckiej z Brandenburgii, Saksonii oraz Berlina.

W tym roku konferencja odbędzie się po raz ósmy. Panele tematyczne będą dotyczyć czterech grup zagadnień:

1. kogeneracji i ciepłownictwa,
2. efektywności energetycznej,
3. odnawialnych źródeł energii,
4. bezpieczeństwa energetycznego.

Usłyszymy łącznie 11 referatów, dotyczących m.in.:

– **możliwości budowy układów kogeneracyjnych na bazie lokalnych ciepłowni w gminach woj. lubuskiego;**
– **niemieckich standardów efektywności energetycznej w budownictwie;**
– **odnawialnych źródeł energii w kontekście podłączenia do sieci elektroenergetycznych w Niemczech, na przykładzie doświadczeń firmy E.ON;**
– **perspektyw energetyki jądrowej w Polsce;**
– **przyczyn oraz następstw wzrostu cen prądu w perspektywie roku 2013.**

Szczegółowe informacje, program oraz formularze zgłoszeniowe będzie można niebawem znaleźć na portalu **Lubuskiego Towarzystwa na Rzecz Rozwoju Energetyki www.lubuskaenergetyka.pl**, a także na portalu **Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska www.igeos.pl**

Problemy kotłów na parametry nadkrytyczne

W dniu 6 października br., w Raciborzu odbędzie się konferencja nt. **„Problemy kotłów na parametry nadkrytyczne”** zorganizowana przez **Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska** oraz **RAFAKO**.

Przedmiotem konferencji będzie omówienie aktualnych problemów z kotłami na parametry nadkrytyczne. Poruszone zostaną tematy nowoczesnych technologii i materiałów w kotłach na parametry nadkrytyczne, ocena tych materiałów, technologia montażu z uwzględnieniem doświadczeń w Polsce i EPRI – USA, jak również zapoznanie się z procesami fizykochemicznymi zachodzącymi w kotłach. Do zreferowania powyższych problemów zaprosiliśmy doświadczonych ekspertów z takich firm jak **Rafako** i **Energoprojekt Katowice**. Podczas konferencji będzie możliwość zadawania pytań i dyskusji.

Praktyczne konsekwencje pakietu klimatycznego w odniesieniu do emisji CO_2 dla polskich elektrowni i elektrociepłowni

Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska oraz **Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie** zorganizowały seminarium pt. **„Praktyczne konsekwencje pakietu klimatycznego w odniesieniu do emisji CO_2 dla polskich elektrowni i elektrociepłowni”**, które odbyło się w dniu 8 września br. w Warszawie. Seminarium miało na celu zapoznanie służb odpowiedzialnych za bilansowanie i rozliczenie CO_2 z unijnymi i polskimi regulacjami.

Uczynili to najlepsi specjaliści w tej dziedzinie w Polsce, którzy reprezentowali najbardziej kompetentne instytucje i fachowe firmy. Wśród nich był Ernst&Young, który w imieniu sektora energetyki opracowuje projekt wniosku o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO_2 dla poszczególnych instalacji.

Unijne regulacje i procedury są dość skomplikowane i wymagają niekiedy fachowej interpretacji i komentarzy fachowców. Zasięg wymaganych prac jest rozległy i wymagać będzie zaangażowania wielu pracowników.

Seminarium miało charakter szkoleniowy by odpowiedzialne służby mogły uzyskać niezbędną wiedzę od najlepszych polskich specjalistów i by nie popełniały kosztownych błędów.

Szkolenie zawodowe „Energetyka – podstawy wiedzy”

Instytut Techniki Cieplnej Politechniki Warszawskiej wraz z **Izbą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska** organizują szkolenie zawodowe **„Energetyka – podstawy wiedzy”**, październik – grudzień 2011 r.

Dwie poprzednie edycje szkolenia cieszyły się dużym zainteresowaniem. Pozytywne opinie oraz przydatność kursu w pracy zawodowej skłoniły nas do przeprowadzenia szkolenia dla kolejnej grupy uczestników. Szkolenie przeznaczone jest dla:

- **osób nowozatrudnionych w energetyce,**
- **członków rad nadzorczych spółek, nie posiadających pełnego wykształcenia energetycznego,**
- **osób pragnących uzupełnić bądź pogłębić swoją wiedzę w zakresie energetyki.**

Program szkolenia obejmuje: 60 godzin wykładowych i seminarium, które przeprowadzone będą na Politechnice Warszawskiej (6 spotkań sobotnio-niedzielnych).

Targi ENERGETAB 2011

W dniach 13–15 września br. odbędą się 24. Międzynarodowe Energetyczne Targi Bielskie ENERGETAB. Na targach obecna będzie także ze swym stoiskiem **Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska**, w którym wystawi sie również firma EFACEC Contracting Central Europe GmbH. Na targach w Bielsku-Białej Izba jest obecna od wielu lat. W tym czasie między organizatorem targów – ZIAD Bielsko-Biała S. A., a Izbą nawiązane zostało wiele wątków współpracy, mającej różne przejawy.

Spotkanie wigilijno-noworoczne

Kontynuując wieloletnią tradycję, serdecznie zapraszamy na spotkanie wigilijno-noworoczne dla członków i sympatyków Izby, które odbędzie się **13 grudnia 2011 r.** w Hotelu Polonia Palace**,** w Warszawie.

Hotel został otworzony po raz pierwszy 14 lipca 1913 roku przez Konstantego Przeździeckiego. Oferował wówczas bardzo rzadkie na owe czasy udogodnienia, takie jak: zimna i ciepła woda w każdym pokoju, centralne ogrzewanie oraz telefony. Był symbolem międzywojennnego przepychu.

Hotel Polonia Palace jako jedyny nie ucierpiał w trakcie II Wojny Światowej. Jednym z najbardziej znanych gości hotelu był generał Eisenhower, który przybył z oficjalną wizytą w 1945 roku.

Okres powojenny był wyzwaniem dla hotelu. Mimo ery komunizmu i utrudnień z tym związanych, starano się zachować wysokie standardy.

Po dwuletniej przerwie, przeznaczonej na renowację, Hotel Polonia Palace został ponownie otworzony. W zupełnie odnowionych, nowoczesnych i eleganckich wnętrzach, otwarcie hotelu świętowało ponad 500 gości.

Zeszłoroczne spotkanie wigilijno-noworoczne zgromadziło gości reprezentujących zarówno elektrownie, elektrociepłownie, zakłady energetyczne jak i zaplecze produkcyjno-usługowe sektora energetycznego.

Uroczyste spotkanie będzie okazją do nieformalnych, podsumowujących rozmów o mijającym roku oraz oczekujących wyzwaniach i szansach roku następnego.

Serdecznie zapraszamy do udziału i prosimy o zarezerwowanie czasu w Państwa kalendarzu.

Przedłużanie czasu pracy bloków energetycznych

W dniach 27–28 października br., w Szczyrku/Orle Gniazdo odbędzie się konferencja nt. **„Przedłużanie czasu pracy długoeksploatowanych bloków energetycznych elektrowni o 20 lat”**, zorganizowana przez **Izbę** i **ProNovum**.

Tematyka konferencji dotyczy warunków przedłużania eksploatacji urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni do ok. 350.000 godzin pracy. Przedstawione zostaną różne podejścia do przedłużania czasu pracy, w szczególności takie, które pozwalają ograniczyć do niezbędnego minimum wymiany elementów najdłużej eksploatowanych. Dla bloków 200 MW przedstawiona zostanie – wdrażana podczas pierwszych modernizacji tych bloków – rekomendowana metodyka postępowania dotycząca fazy przygotowania remontu, jego realizacji oraz całego okresu przedłużonej eksploatacji.

Studia podyplomowe

Instytut Techniki Cieplnej na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej zaprasza na studia podyplomowe z zakresu Energetyki:

- **Energetyka Jądrowa** – szczegółowe informacje: http://ej.itc.pw.edu.pl
- **Nowoczesna Energetyka Odnawialna** – http://enod.itc.pw.edu.pl/
- **Eksploatacja elektrowni i elektrociepłowni parowych, gazowych i gazowo-parowych** – http://eee.itc.pw.edu.pl/
- **Budownictwo Energooszczędne, Certyfikacja Energetyczna, Audyt Energetyczny i Termomodernizacja Budynków** – http://budenerg.itc.pw.edu.pl/

XIX Walne Zgromadzenie IGEiOŚ

(15 czerwca 2011 r., Warszawa)

W Zgromadzeniu wzięli udział przedstawiciele firm członkowskich należących do Izby oraz zaproszeni goście. Wśród zaproszonych gości obecni byli m.in.: **Tomasz Dąbrowski** – Dyrektor Departamentu Energetyki w MG, **Jerzy Bujok** – z-ca Sekretarza Generalnego KIG, **Jacek Szymczak** – Prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, **Ryszard Gajewski** – Prezes Polskiej Izby Biomasy.

Jerzy Bujok w swym wystąpieniu stwierdził, że energetyka jest kluczem do rozwoju kraju. Ostatnie lata wykazały, że kryzys finansowy dotknął Polskę w mniejszym stopniu niż inne kraje. Daliśmy sobie radę lepiej niż inni. Cała Europa musi na nowo znaleźć swoje miejsce w świecie i nie może być tylko miejscem tworzenia usług. Trzeba wrócić do produkcji, bo tylko innowacyjna produkcja pozwoli Europie bardziej zaistnieć w gospodarce światowej. UE przyjęła ostatnio program zwiększenia innowacyjności w gospodarce. Zbiegło to się z konferencją poświęconą innowacyjnej gospodarce w KIG. Właśnie innowacyjność może stać się ważnym elementem rozwoju naszego kraju.

Jerzy Bujok stwierdził, że nie ma nowoczesnej produkcji bez taniej energii. Trzeba stworzyć klimat aby spojrzeć na energetykę jako nie tylko na źródło zanieczyszczeń. Był niedawno na kongresie dotyczącym innowacyjnej gospodarki. Mówiono tam m.in. o tym, że Europa musi zrobić krok do przodu w konkurencji z USA i Azją. W ramach „trójkąta weimarskiego" ma być stworzony zespół, który będzie myślał o tym co zrobić aby Europa była bardziej innowacyjna i stała się miejscem najlepszej produkcji na świecie.

Dyrektor Tomasz Dąbrowski podkreślił dobrą współpracę z Izbą. Pewne zmiany narzucone Polsce przez UE nie powinny być celem samym w sobie i wszyscy powinniśmy dążyć do tego aby realizować cele, które służą naszej gospodarce. Izba może uczestniczyć w zmianie pewnych reguł na kilka sposobów. **Pierwszy** – to zapewnienie sprawnej wymiany poglądów i koncepcji, a **drugi** – to zasilenie administracji wiedzą ekspercką, która może być wykorzystana. **Trzeci** – to obszar lobbingu, w pozytywnym tego słowa znaczeniu. Obecnie w UE na działania związane z lobbingiem, doradztwem wydaje się więcej niż w USA. Musi to być wykorzystywane przez organizacje takie jak Izba, aby mieć wpływ na reguły postępowania. Poruszył sprawę niekorzystnych dla Polski zapisów dotyczących emisji CO_2. Trzeba mieć wpływ na reguły postępowania dotyczące CO_2, bo w przeciwnym razie konkurencyjność Polski spadnie. Dlatego trzeba docierać do kręgów decyzyjnych zarówno na poziomie krajowym jak i unijnym. Wyraził nadzieję, że polska prezydencja w Unii zdoła odwrócić te niekorzystne trendy. Ponadto trzeba liczyć na to, że uda się wypromować gospodarcze wykorzystanie gazu łupkowego. Dyrektor Dąbrowski pochwalił Izbę za aktywność i życzył owocnych obrad.

Prezes Jacek Szymczak stwierdził, że IGEiOŚ jest szacowną izbą i chciałby by tak było przez 19 następnych lat. Powiedział, że samorząd gospodarczy jest ostoją zdrowego rozsądku i taka działalność, z gospodarczego punktu widzenia, jest niezbędna. Nasze izby często mają wspólne stanowisko w wielu sprawach. Łączy nas wiele poziomów merytorycznych bo ciepłownictwo także jest częścią energetyki i te zagadnienia, które poruszył Dyrektor Dąbrowski są im nieobce.

Stwierdził, że jeżeli będziemy w stanie wypracować wspólne rozwiązania na poziomie kilku samorządów gospodarczych i zaprezentować je wobec administracji publicznej, to zwiększymy szanse na pozytywne rozwiązania na poziomie krajowym i unijnym.

Ryszard Gajewski – Prezes Polskiej Izby Biomasy poinformował zebranych, że rynek biomasy rozwija się i jej zużycie za rok 2010 na wytwarzanie energii było na poziomie 4,5 mln ton. Przyszłością są plantacje roślin energetycznych. Jest to jedyne rozwiązanie, które zabezpieczy odpowiednie ilości biomasy, da gwarancje opłacalnej ceny i dostaw. Wyraził nadzieję, że rynek będzie się rozwijał, że będzie powstawało więcej plantacji celowych.

Prezes Dariusz Lubera poinformował zebranych, że ponieważ na obecnym Walnym Zgromadzeniu nie ma kworum Zarząd postanowił zwołać w grudniu nadzwyczajne Walne Zgromadzenie poświęcone zmianom statutowym. Ostatnie takie zmiany w statucie zostały przeprowadzone w 2008 r.

Prezes Izby **Dariusz Lubera** przedstawił zebranym w skrócie sprawozdanie Zarządu z działalności w 2010 r. Pod koniec 2010 r. Izba liczyła 110 członków. 14 firm przestało być członkami Izby głównie w wyniku rezygnacji spowodowanej trudną, kryzysową sytuacją finansową. Natomiast przyjętych zostało w skład Izby 7 nowych firm. Ten bilans w 2011 r. się poprawia. Na każdym posiedzeniu Zarządu jest przyjmowany do Izby nowy członek W zeszłym roku dobiegła końca trzyletnia kadencja władz Izby i zostały wybrane nowe, natomiast w składzie Biura Izby nie zaszły żadne zmiany. Następnie prezes przedstawił w skrócie działalność Izby w roku ubiegłym. Izba brała aktywny udział w rozwiazywaniu problemów polskiej energetyki, organizowaniu szkoleń i konferencji, reprezentowaniu interesów członków wobec administracji państwowej i UE oraz integracji branży energetycznej. Prezes poruszył problematykę Pakietu Klimatyczno-Energetycznego. Izba wykazuje tu dużą aktywność. W 2010 r. jako Izba na forum KIG zainicjowaliśmy powołanie komitetu ds. pakietu klimatycznego. Na czele komitetu zaproponowaliśmy byłego ministra **Herberta L. Gabrysia**. Jest naszą rolą informowanie decydentów o skutkach pakietu dla energetyki. Jest to problem nie tylko energetyki, ale całej gospodarki. Zgadzamy się ze zdaniem KIG i wspieramy ją w tych sprawach merytorycznie. Nawiązaliśmy kontakt z MSZ w sprawach dotyczących prezydencji oraz naszej woli wsparcia w tym obszarze i niedawno mieliśmy spotkanie z ministrem **Mikołajem Dowgielewiczem**, który będzie odgrywał dużą rolę podczas naszej prezydencji. Poruszono na nim m.in. sprawę lobbingu. Współpracujemy z innymi izbami w sektorze. Dużo czasu i wysiłku poświęcała Izba na promocję OZE, a zwłaszcza współspalania i spalania biomasy. Odbyło się 6 posiedzeń Zarządu.

Izba prowadziła aktywną działalność w zakresie organizacji konferencji i szkoleń. W roku ubiegłym zorganizowała lub była współorganizatorem kilkunastu konferencji, spotkań i szkoleń. Zorganizowana w Kielcach konferencja pt. „Odnawialne Źródła Energii" cieszyła się jak zwykle dużym zainteresowaniem. Była także konferencja w Warszawie poświęcona energetyce jądrowej. We wrześniu zostanie zorganizowana duża konferencja w KIG-u z naszym udziałem poświęcona polskiej prezydencji, na którą zaproszeni zostaną przedstawiciele gospodarek z całej UE. Będą tam poruszane sprawy Pakietu Klimatycznego. Izba uczestniczyła również w pracach dotyczących nowelizacji Prawa zamówień publicznych.

Byliśmy współorganizatorem i uczestnikiem takich imprez energetycznych jak: Enex w Kielcach, Expopower i Poleko w Poznaniu oraz Energetab w Bielsku-Białej.

Izba kontynuowała działalność wydawniczą poprzez **„Przegląd Energetyczny"**, który promuje członków Izby i ich oferty, a także

porusza najważniejsze sprawy dziejące się w sektorze energetyki. Cieszy się niezmiennie dużym zainteresowaniem. W ubiegłym roku wydaliśmy nową edycję ukazującego się co 2 lata „Informatora" Izby. Prezes zaapelował do zebranych o zgłaszanie propozycji do programu działania Izby, bo chcemy ten program rozszerzać. Zarząd jest do dyspozycji wszystkich członków Izby. Na końcu swojego wystąpienia Prezes podziękował członkom Zarządu za współpracę w 2010 r.

Dyrektor **Sławomir Krystek** przedstawił sprawozdanie finansowe Izby. Tylko dwa razy Izba miała ujemny wynik finansowy. Sprzedaliśmy zgodnie z decyzją Zarządu jednostki funduszu inwestycyjnego Pioneer i obecnie wszystkie środki posiadamy w banku na bezpiecznej lokacie. Bilans po stronie aktywów i pasywów zamyka się kwotą 1.378.811,65 zł. Koszty mamy poniżej przychodów. Składki członkowskie stanowią 30% przychodów Izby i szukamy nowych możliwości pozyskania środków. Dlatego wzmogliśmy aktywność w organizacji szkoleń i konferencji. Jest to działalność dochodowa dla Izby, a jednocześnie przynosząca korzyści naszym członkom. Zysk netto wyniósł 35.233,50 zł i jest w całości przekazywany na działalność statutową Izby.

Marian Bosowski – Przewodniczący Komisji Rewizyjnej przedstawił zebranym stanowisko i wnioski Komisji w sprawie oceny działalności Zarządu IGEiOŚ w 2010 r. Komisja Rewizyjna, w wyniku analizy otrzymanych materiałów, przeprowadzonych rozmów i dyskusji nad nimi pozytywnie oceniła działalność Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w roku 2010.

Komisja postawiła wniosek do Walnego Zgromadzenia o udzielenie skwitowania Zarządowi IGEiOŚ, co też się stało.

Następnie odbyła się ceremonia wręczenia odznaki honorowej **„Za zasługi dla Energetyki"** dla Prezesa **Włodzimierza Mazurka** z PGE Dystrybucja O/Warszawa Teren. Odznakę wręczył Dyrektor Tomasz Dąbrowski.

Odbyło się głosowanie tajne za odwołaniem z funkcji członka Zarządu Izby **Marka Trawińskiego**. Oddano 40 głosów – 37 głosów było za jego odwołaniem, 3 osoby wstrzymały się od głosu.

Odbyło się również głosowanie tajne nad wyborem **Pawła Skowrońskiego** na członka Zarządu Izby. Oddano 40 głosów – 38 głosów było za, 1 głos był nieważny, 1 osoba wstrzymała się od głosu.

Odbyła się dyskusja nt. gwarancji utrzymania mocy elektrycznej w systemie, żeby tą gwarancją był podział cen na ceny za moc i ceny energii elektrycznej. Odbiorca finalny płaci cenę 2-składnikową, chodzi o ceny energii elektrycznej u wytwórcy. W cieple płaci się za moc i za ciepło. Natomiast energetyka poszła w latach 90. w rozwiązania rynkowe i wymyśliła cenę 1-składnikową. Nie gwarantuje to utrzymania mocy w systemie.

W Polsce w ostatnich latach nie powstała żadna nowa elektrownia i za 2–3 lata może zabraknąć energii. Zwrócono uwagę na to, że Polska i Francja to skrajne modele energetyki w Europie.

Zapytano zebranych, czy czysty handel energią nie doprowadzi do tego, że nie będziemy mieli wytwarzania w czasie kiedy nam jest potrzebne.

Od 1 stycznia 2013 r. cena energii wzrośnie skokowo, a później będzie stale rosła. I wtedy przestaniemy być konkurencyjni. Może być też i tak, że w całej Europie zabraknie energii. Problem cen nie istnieje w dużych grupach energetycznych natomiast mniejsze elektrownie, poza grupami, mogą mieć kłopoty. W systemie elektroenergetycznym zawsze miesza się podejście czysto ekonomiczne i czysto socjalne, i trzeba znaleźć „złoty środek". Prawie w całej Europie ceny energii dla gospodarstw domowych są podobne.

Jako kraj musimy wynegocjować rozsądne warunki z Komisją Europejską dlatego, że trwają prace nad stworzeniem nowego modelu rynku europejskiego. I to nie jest kwestia czy lubimy cenę 1-składnikową czy nie. PGE i elektrownie z TGPE pracują nad tym, żeby przedstawić polskie stanowisko w sprawie proponowanych regulacji. A regulacje te zmierzają do tego, że energia elektryczna będzie bardzo tania natomiast będą bardzo wysokie opłaty regulowane lub uzyskiwane na rynku mocy. Komisja zmierza do tego, żeby energia z dowolnego punktu mogła być sprzedawana do dowolnego odbiorcy. Natomiast elektrownie będą kontraktować dyspozycyjność i moce, i to będzie oddzielny strumień pieniądza stanowiący o tym czy są środki na inwestycje czy ich nie ma. W Europie idzie walec i nie mamy prawa tam podłożyć nogi. Trzeba uczestniczyć w tworzeniu nowych regulacji, które obowiązują: energia, moc i rynki regulowane czyli dystrybucja i przesył. I te składniki pojawią się na fakturach nawet klienta indywidualnego. W związku z tym musimy popatrzeć na swoją przyszłość pod kątem tego jak będzie wyglądał rynek mocy. Czeka nas nowy model rynku energii, musimy się do tego przygotować. Europa będzie podzielona na obszary i nie będzie pojęcia energetyka narodowa. I na terenie obszaru będą obowiązywały jednakowe reguły gry.

W Ameryce amortyzacja jest elementem negocjacji inwestora z URE. Chodzi o czas amortyzowania. Jeżeli potrzebne jest źródło, już, to regulator ustala czy ma się ono zwrócić inwestorowi w 5, 10 czy 15 lat. Nie ma tabel stawek amortyzacyjnych. Jeżeli nie ma chętnych do wyłożenia kapitału, to okres amortyzacji ulega skróceniu, a jeżeli są chętni, to się wydłuża. Istnieją obawy żeby jedynym mechanizmem spełnienia wymogów unijnych dotyczącym redukcji emisji CO_2 nie były podwyżki cen energii.

Zaproponowano zebranym powołanie przedstawiciela Izby w Brukseli. Przewodniczący obrad zaproponował aby potraktować to jako wniosek do rozpatrzenia przez Zarząd.

Po zakończeniu obrad Walnego Zgromadzenia odbyło sie Spotkanie Integracyjne przedstawicieli firm – członków Izby oraz jej sympatyków.

Pierwsza synchronizacja bloku 858 MW w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Elektrownia Bełchatów

W dniu 10 czerwca 2011 r., po zakończeniu prób elektrycznych, wykonana została pierwsza synchronizacja z krajową siecią elektroenergetyczną nowego bloku 858 MW w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Elektrownia Bełchatów. Oznacza to, że do krajowego systemu elektroenergetycznego po raz pierwszy popłynął prąd z nowobudowanego bloku Elektrowni Bełchatów.

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA w lokalizacji Oddziału Elektrownia Bełchatów realizuje inwestycję strategiczną związaną z budową nowego bloku konwencjonalnego o mocy 858 MW, którego wykonawcą „pod klucz" jest Konsorcjum firm Alstom. Obecnie prowadzone prace mają za zadanie sprawdzenie poprawności współdziałania wszystkich układów technologicznych oraz gotowości do współpracy z krajowym systemem elektroenergetycznym. Uwieńczeniem tych testów jest wykonanie pierwszej synchronizacji bloku 858 MW, która wykonana została w dniu 10 czerwca br., po zakończeniu pierwszego etapu prób elektrycznych.

Oddanie bloku do eksploatacji komercyjnej przewiduje się w trzecim kwartale bieżącego roku.

Energetyka na świecie

IEA – OGRANICZANIE EMISJI CO_2 I ZUŻYCIA ENERGII

16 maja Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) opublikowała raport zatytułowany „Energetycznie efektywne budynki – urządzenia chłodzące i grzewcze". Agencja uważa, że efektywne energetycznie technologie, emitujące niewielkie lub zerowe ilości CO_2, mogą istotnie ograniczyć zużycie energii i emisję CO_2 w budynkach gospodarstw domowych, użyteczności publicznej i komercyjnych. „Oszczędności" w krajach OECD ocenia się na 710 Mtoe energii i 2 Gt CO_2, do roku 2050. Technologie, dzięki którym można uzyskać te wyniki obejmują kolektory słoneczne, pompy ciepła, zasobniki energii cieplnej oraz wytwarzanie energii i ciepła w skojarzeniu.

Raport stanowi przegląd dostępnych w handlu urządzeń służących do ogrzewania lub chłodzenia budynków, oraz nowych technologii. Autorzy przewidują wzrostową tendencję w ich upowszechnieniu. Do 2050 roku, udział paliw kopalnych w ogrzewaniu powierzchni użytkowych i podgrzewaniu wody może zostać zmniejszony z dzisiejszej dominującej pozycji do 5–20% (w zależności od regionu). Średnia efektywność systemów chłodzenia może zwiększyć się dwukrotnie. Oszczędności energii mogą zostać osiągnięte w stosunkowo krótkim czasie, gdyż wymagane technologie są już dostępne w sprzedaży, a dodatkowo systemy ogrzewania i chłodzenia wymieniane są zwykle co 7–30 lat.

IEA szacuje, że liczba zainstalowanych pomp ciepła w gospodarstwach domowych wzrośnie z około 800 mln dzisiaj do blisko 3,5 mld do roku 2050. Moc urządzeń solarnych do roku 2050 wzrośnie około 25-krotnie, natomiast moc rozproszonych urządzeń produkujących w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło będzie większa 45 razy. W rozpatrywanym okresie połowa systemów do ogrzewania pomieszczeń i wody posiadać będzie zdolność do magazynowania energii.

W celu osiągnięcia wspomnianych wyżej korzyści, IEA rekomenduje usunięcie barier rynkowych związanych z dostępem do nowoczesnych rozwiązań technologicznych. Można to osiągnąć poprzez wdrożenie pakietu strategii dotyczących rozwoju technologii, działań informacyjnych oraz poprawy współpracy międzynarodowej.

Źródło: Eurelectric – Daily News, 01-06-2011

REDUKCJA GAZÓW CIEPLARNIANYCH W UE

W maju 2010 roku Komisja Europejska opublikowała komunikat, który dotyczył konsekwencji ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 30%, zamiast obecnie przyjętego poziomu 20%, w tym przenoszenia działalności związanych z emisją poza UE (ang. carbon leakage). Dokument wzywał UE do jednostronnej redukcji gazów cieplarnianych o 30% do roku 2020, oraz do przyjęcia, do końca bieżącego roku, propozycji ograniczenia emisji tych gazów wewnątrz UE o 25% do roku 2020, w sposób spójny z planem działań do 2050 roku. Komunikat wywołał dyskusję unijnych instytucji na temat tego, czy dalsze ograniczanie emisji jest właściwe, mimo że nie stanowił formalnej propozycji zmiany celów emisyjnych.

Prawie rok później, w marcu 2011 roku, Komisja opublikowała komunikat pod tytułem „Plan działań dla konkurencyjnej niskoemisyjnej gospodarki w roku 2050". Dokument ten nie określał nowych celów do roku 2020 i podtrzymywał wcześniejsze stanowisko Komisji, że negocjacje w sprawie redukcji gazów cieplarnianych przez UE o 30% są możliwe tylko pod warunkiem, że zagraniczni partnerzy przyjmą podobne cele.

Jeszcze w maju tego roku, Parlament Europejski zamierzał zatwierdzić rezolucję wzywającą UE do możliwie szybkiego przyjęcia za cel redukcji gazów cieplarnianych na poziomie 30% w stosunku do poziomu emisji z roku 1990. Ostatecznie, 5 lipca, po wniesieniu przez grupę 74 posłów poprawki zmieniającej zasadniczo wydźwięk dokumentu, Parlament odrzucił propozycję jednostronnej redukcji emisji gazów cieplarnianych przez UE o 30% do roku 2020.

Źródło: Eurelectric – Daily News, 06-06-2011, 11-07-2011

ZMIANY NA HURTOWYCH RYNKACH ENERGII UE

26 maja Komitet Parlamentu Europejskiego ds. Przemysłu, Badań i Energii (ITRE) przyjął stanowisko dotyczące projektu rozporządzenia w sprawie integralności i transparentności rynku energii. Wydany przez Komisję Europejską w grudniu 2010 roku dokument ma regulować funkcjonowanie hurtowych rynków energii. Formalne przyjęcie dokumentu możliwe będzie we wrześniu, podczas głosowania na sesji plenarnej Parlamentu.

Rozporządzenie ma zapobiegać nadużyciom i manipulacjom na rynkach gazu i energii elektrycznej. W celu wdrożenia nowych zasad, Europejska Agencja ds. Współpracy Regulatorów Energii (ACER) będzie gromadzić i monitorować dane dotyczące transakcji. Następnie dane będą przekazywane do organów krajowych, które w razie potrzeby będą dokonywały sprawdzeń i prowadziły działania zaradcze.

Główne zmiany wprowadzone przez Parlament Europejski do projektu Komisji dotyczyły doprecyzowania definicji „informacji wewnętrznej" i „manipulacji rynkowej". W szczególności przyjęto, że informacja na temat planów i strategii uczestnika rynku nie stanowi informacji wewnętrznej. Europosłowie zaproponowali ponadto harmonizację kar za naruszenie nowych zasad oraz wykorzystanie istniejących struktur organizacyjnych do raportowania. Odnośnie do harmonizacji zasad licencjonowania uczestników rynku hurtowego zdecydowano, że uzyskiwanie licencji unijnej będzie dobrowolne.

Źródło: Eurelectric – Daily News, 10-06-2011

INTELIGENTNE SIECI DYSTRYBUCYJNE

W dniach od 6 do 9 czerwca b. r. we Frankfurcie odbyła się 21. międzynarodowa konferencja poświęcona dystrybucji energii elektrycznej. Konferencję zorganizował Międzynarodowy Kongres Przedsiębiorstw Dystrybucji Energii Elektrycznej (fr. Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution). Spotkanie zgromadziło 1200 uczestników związanych z branżą, a jego celem było m.in. omówienie zagadnień dotyczących inteligentnych urządzeń pomiarowych i projektów inteligentnych sieci.

Przedstawiciele spółek dystrybucyjnych i regulatorów dyskutowali nad projektami inteligentnych sieci oraz obecnymi i przyszłymi regulacjami dotyczącymi przedsiębiorstw dystrybucyjnych i rynku energii elektrycznej. Prezentowano również wyzwania stojące przed branżą w Niemczech oraz doświadczenia z integracji rynków północnych. Podkreślano wiodącą rolę spółek dystrybucyjnych w przygotowaniu infrastruktury potrzebnej do osiągania celów funkcjonalnych i środowiskowych. Prawodawstwo będzie odgrywać kluczową rolę w nadawaniu tempa tym zmianom.

Eksperci wskazywali, że regulacje ekonomiczne powinny zachęcać spółki dystrybucyjne do inwestowania zgodnie w wymaganiami prawnymi i rynku. Rozwiązania obecne skłaniają te przedsiębiorstwa do ograniczania kosztów operacyjnych, podczas gdy potrzebne są inwestycje w efektywne technologie, włączając w to innowacje.

Na drugą połowę roku zapowiedziano opublikowanie przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER) wyników ankiety, dotyczącej systemu zachęt do rozwijania inteligentnych sieci.

Źródło: Eurelectric – Daily News, 16-06-2011

PLAN DZIAŁAŃ NA RZECZ INTEGRACJI POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH

Na zorganizowanej przez konsorcjum Grid for Vehicle (G4V) 30 czerwca w Brukseli konferencji, zaprezentowane zostały wyniki europejskiego projektu badawczego, którego przedmiotem było przeanalizowanie wpływu masowego wprowadzenia do użytku pojazdów elektrycznych. Rozpatrywano m.in. zagadnienia dotyczące optymalizacji infrastruktury sieciowej w kontekście inteligentnych sieci i efektywności energetycznej. W wyniku przeprowadzonych prac, jako najbardziej efektywne z punktu widzenia kosztów, zarekomendowane zostało powolne zasilanie pojazdów z instalacji domowych oraz zapewnienie dostępu do publicznych punktów szybkiego ładowania.

W ramach Projektu opracowany został plan działań do roku 2020 i na kolejne lata. Dokument zawiera propozycję poprawy integracji pojazdów zasilanych energią elektryczną poprzez działania na szczeblu UE we współpracy z przedstawicielami przemysłu samochodowego, podjęcia działań w zakresie sterowania poborem energii przez pojazdy elektryczne w celu uniknięcia niepotrzebnych zmian w sieciach elektroenergetycznych, wdrożenia zintegrowanych narzędzi kontroli poboru energii przez te pojazdy, a także wprowadzenia w życie wymagań dotyczących regulacji i infrastruktury sieciowej.

Projekt współfinansowany był przez Komisję Europejską w ramach 7 Programu Ramowego. Na czele konsorcjum G4V stoi RWE, które zaprosiło do udziału w pracach przedstawicieli sześciu największych spółek dystrybucyjnych w Europie (EDF, EDP, ENDESA, ENEL, RWE, Vattenfall), oraz sześciu ośrodków akademickich (Chalmers, ECN, Imperial College London, RWTH Aachen, Technische Universität Dortmund, Universidad Politecnica de Valencia).

Źródło: Eurelectric – Daily News, 07-07-2011

SYSTEM OBROTU EMISJAMI W AUSTRALI

Australijski rząd w dniu 10 lipca zapowiedział wprowadzenie systemu obrotu emisjami, który ma objąć 60% krajowej emisji gazów cieplarnianych i do roku 2020 ograniczyć ilość emisji o 5% w stosunku do poziomu z roku 2000. Propozycja w sierpniu miała trafić do australijskiego parlamentu, a ewentualne głosowanie spodziewane jest w listopadzie b. r.

Zgodnie z zapowiedziami, pierwsze działania polegać będą na wprowadzeniu od 1 lipca 2012 roku podatku w wysokości 23 AUD (około 17,3 EUR) za tonę wyemitowanego dwutlenku węgla. Podatek ma być każdego roku zwiększany o 2,5% powyżej poziomu inflacji, a od 1 lipca 2015 roku zastąpi go cena zmienna, wyznaczana w ramach systemu handlu emisjami. Wahania kursu uprawnień do emisji będą ograniczone z dołu i z góry – do około 20 AUD powyżej prognozowanej na kolejny rok ceny uprawnień do emisji węgla na rynku międzynarodowym.

Do Systemu włączonych zostanie około 500 podmiotów, m.in. wytwórców energii, wytwórców przemysłowych i przedsiębiorstw przetwarzających odpady. Do roku 2020 ilość emisji ograniczona zostanie o 160 mln t ekwiwalentu CO_2. W okresie obowiązywania stałej ceny za prawa do emisji nie będą wprowadzone limity emisji, później pojawią się obostrzenia. Limit na okres pierwszych 5 lat określony zostanie 31 maja 2014 roku, następnie każdego roku wartość ta będzie aktualizowana.

Do czasu wprowadzenia zmiennej ceny uprawnień nie będzie możliwe skorzystanie z międzynarodowych certyfikatów oraz nie będzie możliwości sprzedaży uprawnień za granicę. Od 1 lipca 2015 roku australijskie przedsiębiorstwa zyskają prawo do pokrywania 50% swoich zobowiązań z wykorzystaniem mechanizmów przewidzianych w Protokole z Kioto. Transport samochodowy objęty zostanie odrębnymi uregulowaniami, przy czym opłata za emisję ma być ujęta w podatku lub akcyzie na paliwo.

Źródło: Eurelectric – Daily News, 20-07-2011

INTELIGENTNE MIASTA I GMINY

21 czerwca, Günther Oettinger, Komisarz UE ds. Energii, zainicjował nowy europejski projekt „Inteligentne miasta i gminy", dotyczący efektywności energetycznej miast przyszłości. Projekt prowadzony będzie w ramach planu Strategic Energy Technology (SET), a do jego wdrożenia posłuży legislacja na poziomie UE oraz projekty na poziomie regionów i miast. Miasta i gminy będą musiały przeprowadzić zmiany dotyczące inteligentnej komunikacji maszyn, promocji odnawialnych źródeł energii, rozwoju standardów technicznych, partnerstwa publiczno-prawnego oraz oddania inicjatywy społecznościom.

Dyrekcja Generalna ds. Energii zaprezentowała wyniki konsultacji publicznych, dotyczących Projektu. Większość z 300 odpowiedzi potwierdziła konieczność przyjęcia kompleksowego podejścia, obejmującego swym zakresem budynki, transport publiczny i sieci elektroenergetyczne – wskazywane jako obszary priorytetowe. Ważne jest przy tym ustanowienie wymiernych celów, na potrzeby monitorowania i porównywania różnych inicjatyw.

Komisja Europejska zapowiedziała, że 80 mln EUR zostanie przeznaczone na projekty demonstracyjne dotyczące inteligentnej integracji miejskich technologii energetycznych w 12 wybranych miastach, od wielkich scentralizowanych obszarów po zdecentralizowane i małe miasta wiejskie. W ramach 7 Programu Ramowego konsorcja miast i partnerów reprezentujących przemysł będą mogły ubiegać się o fundusze na projekty dotyczące „zintegrowanego zarządzania miejskimi przepływami energii", obejmującymi gospodarkę transportem, wodą i ściekami.

Źródło: Eurelectric – Daily News, 27-06-2011

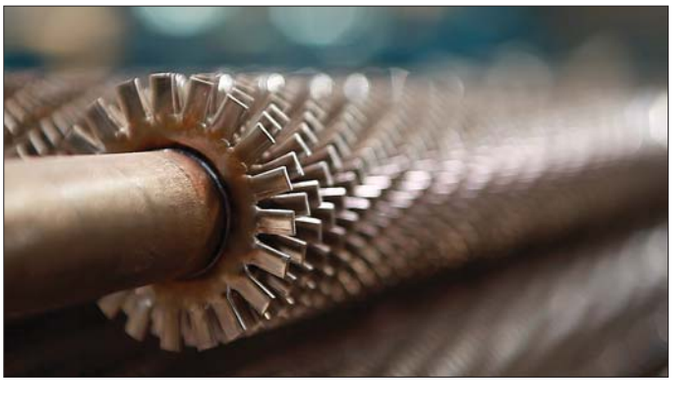
Centrum Innowacyjnych Technologii Laserowych

ENERGOINSTAL S.A. dokonał innowacji na skalę światową. W swoim nowopowstałym Centrum Innowacyjnych Technologii Laserowych (CITL) w Porębie k. Zawiercia (Śląskie), jako pierwszy i jedyny w świecie wykorzystuje nowoczesne techniki spawania laserowego do produkcji kotłów energetycznych i ich części.

W dniu 6 czerwca 2011 r. w ENERGOINSTAL S.A. w Porębie dokonano uroczystego otwarcia Centrum Innowacyjnych Technologii Laserowych. Spółka specjalizująca się w produkcji i montażu najwyższej klasy kotłów i urządzeń dla energetyki przemysłowej i zawodowej, uruchomiła Centrum oferujące niestandardowe rozwiązania dla przemysłu w oparciu o najnowsze technologie laserowe. Jest to jedyny tego typu obiekt w Europie. Wartość tej inwestycji sięga blisko 32 mln zł, z czego ponad 10 mln zł pozyskano ze środków unijnych w ramach programu operacyjnego „Innowacyjna Gospodarka".

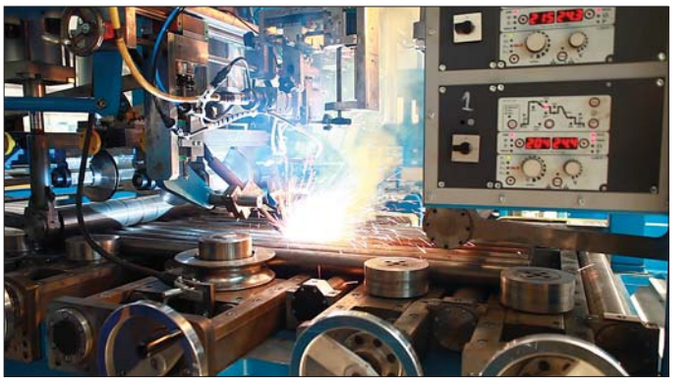
CITL to najnowsze i unikalne przedsięwzięcie w skali światowej. W ofercie Centrum znajduje się:

- linia do spawania paneli ścian szczelnych z źródłami laserowymi o mocy 2 x 12 kW;
- linia do spawania rur ożebrowanych z źródłem laserowym o mocy 8 kW;
- zrobotyzowane stanowisko do cięcia i spawania hybrydowego o przestrzeni roboczej 6 x 3 x 2 m;
- nowoczesne akredytowane laboratorium świadczące szereg specjalistycznych badań.



Produkcja realizowana w CITL odbywa się w oparciu o własną technologię ENERGOINSTAL S.A., wieńcząc tym samym ponad 3 letni okres prac badawczo-rozwojowych. Badania nad podobnymi rozwiązaniami prowadzą obecnie również inni wiodący światowi producenci, jednak ENERGOINSTAL jako pierwszy przeprowadził testy przemysłowe i zgłosił swoje rozwiązania do ochrony patentowej (6 wniosków zgłoszonych na przełomie 2007 i 2008 roku).

Dzięki wdrożeniu innowacyjnej i pierwszej w świecie technologii wytwarzania rur ożebrowanych z wykorzystaniem najnowszej generacji laserów dużej mocy, powiązano dwie przeciwstawne cechy produktu i procesu, tj. uzyskano bardzo wysoką jakość produktu przy jednoczesnym zwiększeniu wydajności procesu o 600%. Rury żebrowane z żebrem ciągłym bądź nacinanym, spawanym na całej długości wykorzystywane są do produkcji nowoczesnych kotłów energetycznych, zwiększając ich sprawność, a tym samym



zmniejszając ich gabaryty i ciężar. Produkcja rur odbywa się z wykorzystaniem dwóch nowoczesnych w pełni automatycznych linii o łącznej długości 150 m, które wyposażono w automatyczną linię do zabezpieczania antykorozyjnego i pakowania rur po spawaniu.

Połączenie super nowoczesnych laserów dużej mocy z tradycyjną metodą spawania łukowego MAG, zaowocowała pierwszym w świecie wdrożeniem innowacyjnej technologii spawania hybrydowego do produkcji ścian szczelnych. Zwiększono wydajność procesu o 400 % oraz uzyskano wysokiej jakości produkt, spełniający wszystkie wymagania przepisów i norm, zarówno europejskich jak i światowych.

Efektem zastosowania technologii laserowych jest wprowadzenie na rynek innowacyjnej grupy urządzeń energetycznych, które w ponad 90% są wytwarzane techniką laserową. Uzyskanie pełnego przetopu złącza w panelach ścian szczelnych, które jest możliwe jedynie przy zastosowaniu technik laserowych, zapewnia prawidłowy przepływ ciepła zarówno w elementach kotłów i wpływa bezpośrednio na sprawność całego kotła. W energetyce zawodowej wzrost o każdy 1% sprawności urządzenia przekłada się na wzrost produkcji energii liczony w MW z takiej samej ilości spalanego paliwa, co ma ogromne znaczenie ekonomiczne i ekologiczne, a najlepszym przykładem jest pierwszy w świecie kocioł energetyczny spawany techniką laserową dla ECO OPOLE.

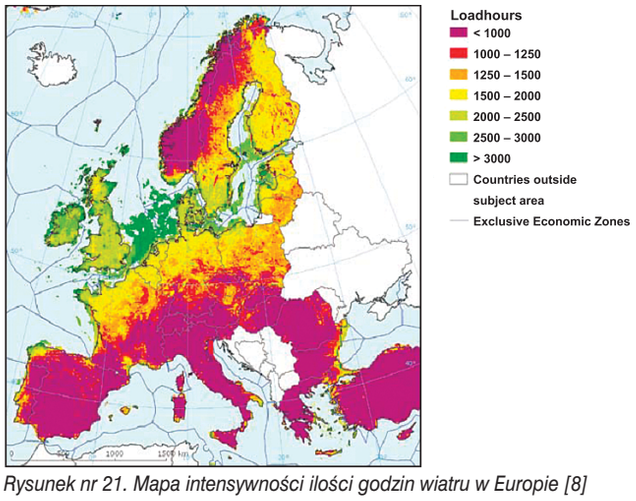
Centrum Innowacyjnych Technik Laserowych to nie tylko nowoczesne w pełni zautomatyzowane i zrobotyzowane linie, ale dodatkowo supernowoczesne akredytowane laboratorium badań nieniszczących i niszczących, które umożliwia szybki dostęp do wyników badań w zakresie opracowywania nowych technologii.

Prof. dr hab. inż. Antoni Dmowski, dr inż. Bernard Szymański, mgr inż. Mariusz Kocęba
Politechnika Warszawska

Współczesne koncepcje budowania farm wiatrowych na lądzie i morzu. Część II

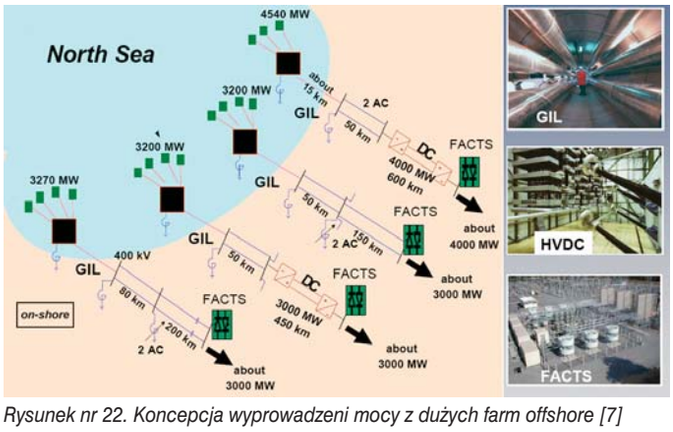
4. Farmy wiatrowe na morzu (offshore)

Od wielu lat zauważono, że w strefie przybrzeżnej wielu mórz i oceanów wiatr wieje przez dłuższe okresy niż na lądzie i jest bardziej stabilny. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest brak zawirowań wywołanych na lądzie lasami, wzniesieniami, budynkami itp. Stan ten jest dostatecznie dobrze potwierdzony wynikami badań odpowiedniej komisji europejskiej [11] i jest przedstawiony na rysunku nr 21.



Rysunek nr 21. Mapa intensywności ilości godzin wiatru w Europie [8]

Z danych na rysunku nr 21 wynika, że elektrownia offshore może pracować mniej więcej dwa razy dłużej z pełną mocą niż elektrownia wiatrowa onshore. Jest to bardzo interesujące z punktu widzenia stabilnej pracy oraz z powodów ekonomicznych. Dodatkowo okazuje się, że farmy wiatrowe offshore ze względu na dostępność dużych powierzchni do budowy mogą być budowane na znacznie większe moce. Przypadek taki został przedstawiony na rysunku nr 22 [6].



Rysunek nr 22. Koncepcja wyprowadzeni mocy z dużych farm offshore [7]

Na rysunku nr 22 przestawiona jest koncepcja budowy bardzo dużych (rozległych) farm wiatrowych od mocy 3200 do ponad 4500 MW. Oczywiście dla realizacji połączeń kolejnych farm wiatrowych z ich GPZ nie ma innej możliwości niż zastosowano, a mianowicie połączenia kablowe. Z powodu optymalizacji kabli lokalne kompensatory umieszczone w lokalnych GPZ mogą z łatwością kompensować zmiany mocy biernej każdej elektrowni wywołane zmianą prędkości wiatru. Problemy zaczynają się dopiero, jeśli odległości lokalnych GPZ farmy od brzegu wzrastają. Jednocześnie, jeśli towarzyszy temu znaczny wzrost przekazywanej mocy. Zgodnie z propozycją przedstawioną na rysunku nr 22 połączenie między brzegiem a lokalną GPZ farmy na morzu proponuje się zrealizować przy pomocy instalacji GIL. Przy niezbyt długich odległościach na lądzie proponuje się zastosowanie linii HVAC (powietrzna sieć przesyłowa wysokiego napięcia). Do przesyłu ponad 400–600 km proponuje się wykorzystanie instalacji przesyłowych prądem stałym (HVDC). Interesującym jest to, że każdy koniec linii przesyłowej proponuje się wyposażyć w instalacje FACTS. Może ona być potrzebna do stabilizacji napięcia w punkcie docelowym dostawy energii elektrycznej.

5. Co to jest GIL

Odpowiedź na pytanie przedstawione w tytule rozdziału przedstawia rysunek nr 23.

Rysunek nr 23. Przekrój przewodu GIL

Na rysunku 23 przedstawiono przekrój „przewodu" GIL – (ang. *Gas Insulated Transmission line*). Dodatkowo przedstawiono też ważniejsze parametry przewodu GIL. Historycznie pierwsza instalacja typu GIL została wykonana przez firmę Siemens, jako instalacja wyprowadzenia mocy z elektrowni wodnej Schluchsee w Niemczech [4]. Miała długość 570 m i różnicę poziomów ≈ 160 m. Parametry elektryczne elektrowni były 420 kV i 2500 A. Od tego czasu wykonano wiele takich instalacji. Informacje na ten temat, można znaleźć w [4, 10].

Rysunek nr 24 przedstawia kopię takiej tabeli zaczerpniętej z [4].

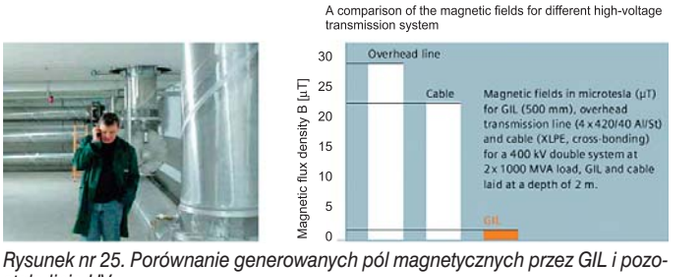
Na podstawie tej tabeli można porównać różne dane dotyczące trzech linii 400 kV. Z przedstawionych danych w tabeli – rysunek nr 24 wynika, że linia GIL posiada najlepsze parametry techniczne

TABLE 18.9 Comparison of Different 400-kV Transmission Systems

	VPE cable 2XS(FL)2Y[a] 1 x 2500, cross bonding	Overhead line 4 x 240/40 Al/St	GIL[a] 520/180
Rated voltage (kV)	400	400	400
Thermal limit load (MVA)	1080	1790	1790
Overload (60 min)	1.2 times	1.2 times	1.5 times
Reactive power compensation	Needed	Not needed	Needed
Max. induction in (μT) at 2 x 1000 MVA at ground level	29	23,5	1.4
Thermal system losses[b] at 1000 MVA (W/m)	71	194	71
External influences (environment, animals)	No	Yes	No
Behavior in case on fire	Fire load with plastic	No additional fire load	No additional fire load
Damage to neighboring phases in event of failure	Possible	Possible	Not possible
Maintenance	Maintenance free[c]	Needed	Maintenance free[c]

Rysunek nr 24. Tabela 18.9 przedstawiająca dla porównania parametry linii kablowej i zawieszonej z parametrami linii GIL

i własności eksploatacyjne w porównaniu do linii kablowej i zawieszonej. Bardzo ważną dodatkową własnością jest generowanie znacznie mniejszych wartości pól elektromagnetycznych przez GIL w czasie pracy w porównaniu z liniami zawieszonymi i kablowymi. Porównanie to przedstawiono na rysunku nr 25.

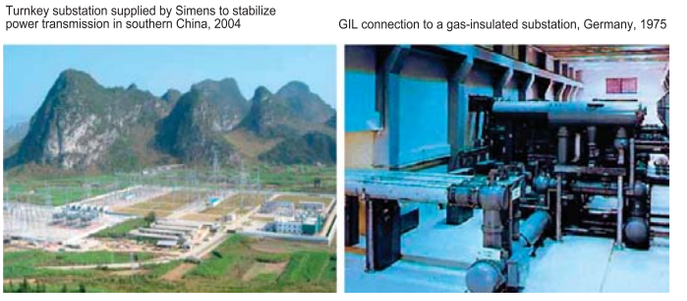


Rysunek nr 25. Porównanie generowanych pól magnetycznych przez GIL i pozostałe linie HV

Własność ta jest nie tylko ważna ze względu na oddziaływanie na zdrowie człowieka, ale także ze względów technicznych [4, 10]. Oznacza to mniejsze zakłócenia działające na kable sterujące farmy. Mogą one być zainstalowane w tym samym tunelu kablowym.

Na zakończenie rozdziału o GIL zostaną podane dwa rysunki nr 26 i 27, które przedstawiają sposób układania w ziemi i podłączenia instalacji GIL z aparaturą stacyjną. Dodatkowo na rysunkach zamieszczono zdjęcia z dwóch instalacji GIL w Bangkoku – Tajlandia i Chinach.

Rysunek nr 26. Przykład układania instalacji GIL w ziemi i przykładowa instalacja w Tajlandii



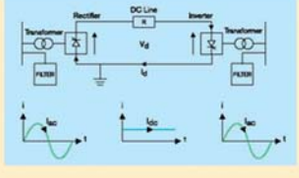
Rysunek nr 27. Przykładowe połączenie instalacji GIL ze stacją elektroenergetyczną – prawa część rysunku. Lewa część – nowa stacja w Chinach

6. Sieci przesyłowe HVDC

Drugim możliwym urządzeniem służącym do przekazywania energii z farmy wiatrowej w głąb lądu zgodnie z [4, 9, 10] mogą być sieci przesyłowe HVDC. Rysunek nr 28 przedstawia schemat blokowy linii przesyłowej HVDC. Zamieszczone na rysunku dodatkowe wyjaśnienia pozwalają lepiej zrozumieć działanie linii [4, 9].

CZYM JEST HVDC ?

HVDC (High Yoltage Direct Current)systemy wysokiego napięcia prądu stałego. Systemy HVDC stosowane są w celu transmisji energii elektrycznej na poziomie wartości stałej prądu i napięcia. Za pomocą układów przekształtnikowych napięcie i prąd przemienny AC jest przetwarzany na wartość stalą DC i w tej postaci przesyłany do docelowej stacji przekształtnikowej, w której to ponownie jest zamieniany na wartość sinusoidalną AC.

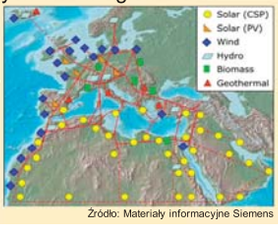


Rysunek nr 28. Wyjaśnienie czym jest linia przesyłowa HVDC

Zastosowanie sieci HVDC ciągle wzrasta co przedstawia rysunek nr 29. Więcej na ten temat można znaleźć w [4, 9].

- dalekie przesyły wielkich mocy;
- przekraczanie cieśnin morskich;
- łączenie SEE w celu ich wspólnej pracy;
- łączenie SEE o różnych częstotliwościach znamionowych;
- głębokie wprowadzanie linii kablowych WN w aglomeracje miejskie i przemysłowe;
- wyprowadzenie mocy z elektrowni;
- sprzęganie połączonych systemów elektroenergetycznych.

Źródło: Materiały informacyjne Siemens

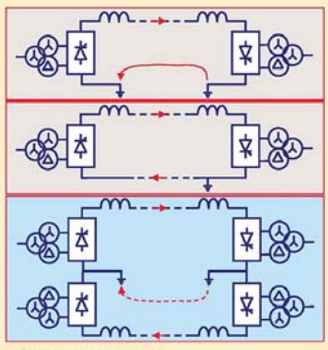


Źródło: Materiały informacyjne Siemens

Rysunek nr 29. Obszary zastosowań systemów HUDC

Na rysunku nr 29 wypunktowano najważniejsze realizowane obecnie funkcje sieci HVDC [9]. Jedną z ważniejszych obecnie jest łączenie źródeł OZE do sieci energoelektrycznej. Układy przesyłowe HVDC można budować dzisiaj w różnych układach połączeń. Jest to przedstawione na rysunku nr 30.

Każda z instalacji HVDC w przypadku wykonania z użyciem tyrystorów ma schemat, który przedstawia rysunek nr 31.



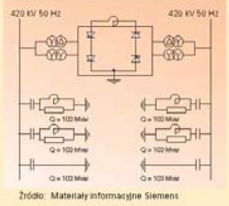
- Jednobiegunowy jednoprzewodowy
- Jednobiegunowy dwuprzewodowy
- Dwubiegunowy dwuprzewodowy

Źródło: Materiały informacyjne AREVA

Rysunek nr 30. Różne układy połączeń sieci HVDC

WADY UKŁADÓW TYRYSTOROWYCH

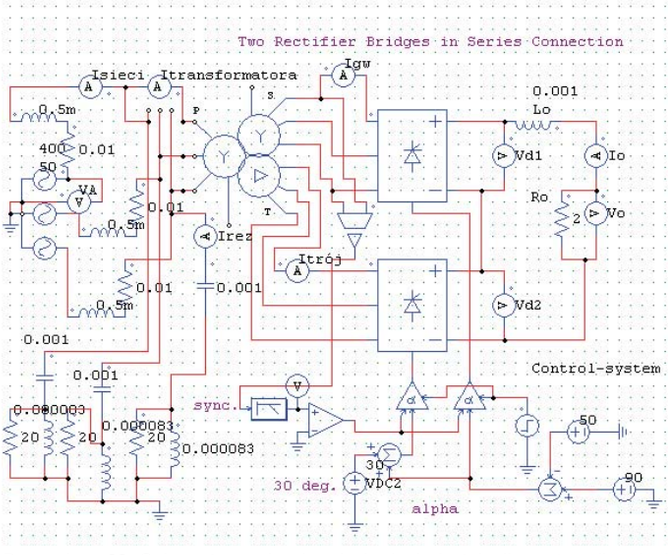
- Układy przekształtnikowe mają duże zapotrzebowanie na moc bierną co wymaga instalacji w stacji przekształtnikowej źródeł mocy biernej np. baterii kondensatorów.
- Napięcie i prąd wyprostowany zawierają tętnienia. W celu przeciwdziałania temu zjawisku bezpośrednio za przekształtnikiem instalowane są dławiki wygładzające, które mają za zadanie tłumienie tętnień w prądzie stałym, redukcję harmonicznych napięć i prądów w linii prądu stałego oraz ograniczenie prądu zwarciowego. Dławiki wygładzające mają znaczne indukcyjności, rzędu kilku henrów.



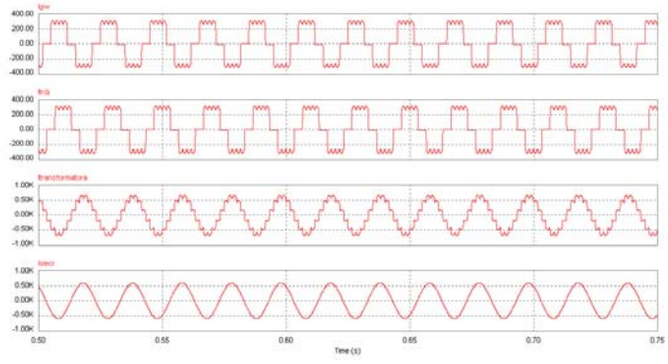
Rysunek nr 31. Schemat pełnego tranzystorowego układu HVDC i najważniejsze wady elektryczne

Na rysunku nr 31 wymieniono dodatkowo ważniejsze wady układów tyrystorowych. Wady układów tyrystorowych HVDC wymienione na rysunku nr 31 można wyeliminować stosując odpowiednie układy kompensujące co przedstawiono na rysunku 32 i 33.

Przedstawiają one odpowiednie schematy symulacyjne prostownika i falownika tyrystorowego, które wchodzą jako główne części układu przesyłowego HVDC. Stosując zgodnie z sugestiami przedstawianymi na rysunkach nr 32 i 33 odpowiednie układy filtrów pasywnych pobierany z sieci i oddawany do sieci przez układy tyrystorowe prąd ma przebieg sinusoidalny. Wyniki symulacji

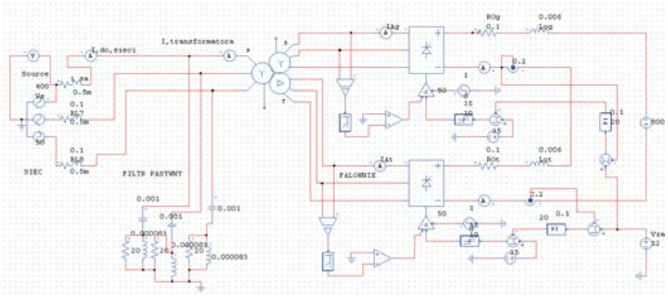


Rysunek nr 32. Schemat symulacyjny do badania instalacji prostownika sieci HVDC

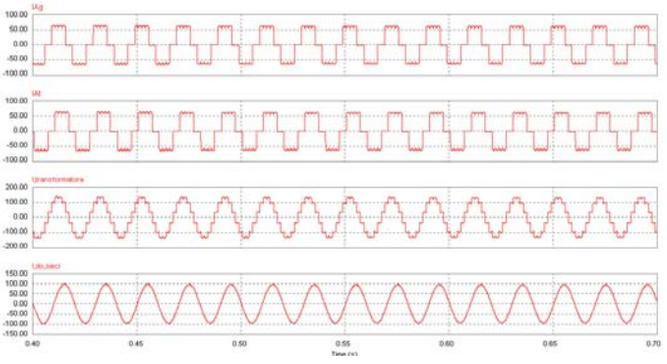


Rysunek nr 33. Przebiegi prądów otrzymane w wyniku symulacji układu prostownika sieci HVDC

przedstawione na rysunkach nr 34 i 35 potwierdzają wyżej postawione spostrzeżenie.



Rysunek nr 34. Schemat symulacyjny falownika sieci HVDC wraz z filtrem pasywnym

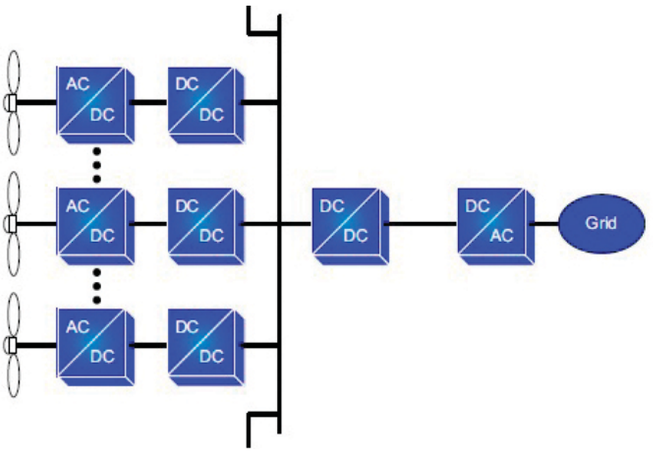


Rysunek nr 35. Przebiegi prądów otrzymane w czasie symulacji układu falownika sieci HVDC

Obecnie wraz z dynamicznym rozwojem energoelektronicznych elementów mocy (różnego rodzaju nowych tranzystorów), można oczekiwać, że układy tranzystorowe będą wypierały układy tyrystorowe. Dzisiaj dzieje się tak w poziomie mocy do około 300 MW. Instalacje większych mocy są obecnie tyrystorowe.

7. Nowe tendencje w rozwoju farm wiatrowych

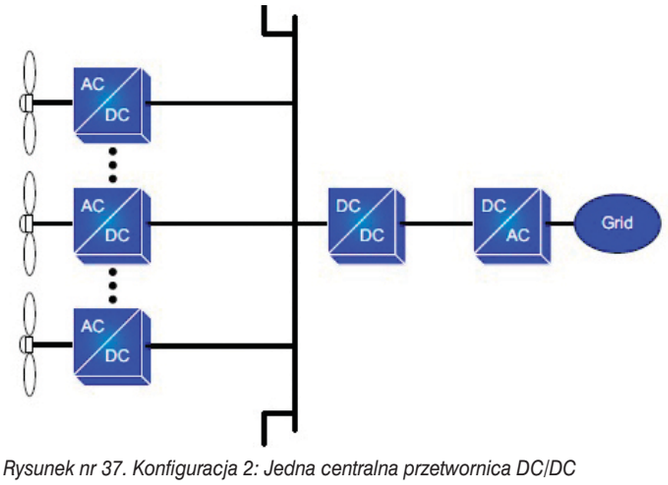
Nowe tendencje unowocześniania obwodów elektrycznych farm wiatrowych polegają na zastosowaniu coraz większej ilości obwodów prądu stałego, głównie przetwornic DC/DC. Schemat pierwszego rozwiązania pokazano na rysunku nr 36. W omawianym rozwiązaniu napięcie wyjściowe prostownika generatora elektrowni jest bezpośrednio podnoszone przez pierwszą przetwornicę DC/DC do poziomu napięcia średniego tj. 30 kV. Następnie poziom napięcia podnoszony jest poprzez drugą przetwornicę DC/DC do poziomu kilkuset kV. Zaletą tej koncepcji, jest możli-



Rysunek nr 36. Konfiguracja 1: Podwójne przekształcanie napięcia DC

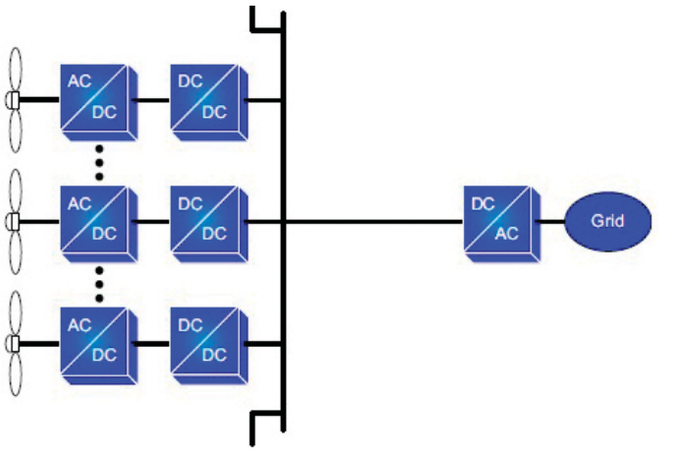
wość użycia nisko napięciowych generatorów w elektrowniach wiatrowych. Wadą jest zastosowanie dwu przetwornic DC/DC, co prowadzi do obniżonej sprawności oraz większych kosztów. Ponadto, w takiej koncepcji potrzebna jest większa ilość przetwornic w porównaniu do obecnie stosowanych konstrukcji elektrowni wiatrowych z wielopoziomowymi przekształtnikami energoelektronicznymi.

Kolejna koncepcja pokazana jest na rysunku nr 37. W tym przypadku, energia jest przekazywana bezpośrednio z prostownika generatora do punktu zbiorczego. Następnie napięcie jest podnoszone do poziomu napięcia wysokiego. Wadą takiego rozwiązania jest to, iż jedynie generatory i prostowniki średniego napięcia mogą być tu używane. Zaletą takiego rozwiązania jest to, iż występuje tutaj tylko jedna przetwornica DC/DC.

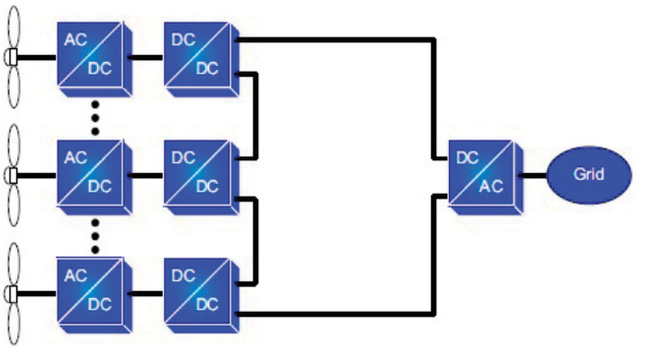


Rysunek nr 37. Konfiguracja 2: Jedna centralna przetwornica DC/DC

Rysunki nr 38 i 39 pokazują rozwiązania, gdzie wykorzystywana jest tylko jedna przetwornica DC/DC podnosząca napięcie. W porównaniu z rozwiązaniami zaprezentowanymi na rysunkach 36 i 37 jest to system z rozproszonymi przetwornicami DC/DC. Dlatego też napięcie jest podwyższane bezpośrednio w każdej elektrowni wiatrowej do poziomu przesyłowego. Podczas gdy rozwiązanie zaprezentowane na rysunku 38 używa przetwornic DC/DC w celu podniesienia napięcia do kilkuset kilowoltów, rozwiązanie zaprezentowane na rysunku nr 39 używa połączenia szeregowego prowadząc to niższego współczynnika wzmocnienia napięcia poszczególnych przetwornic DC/DC (niż-



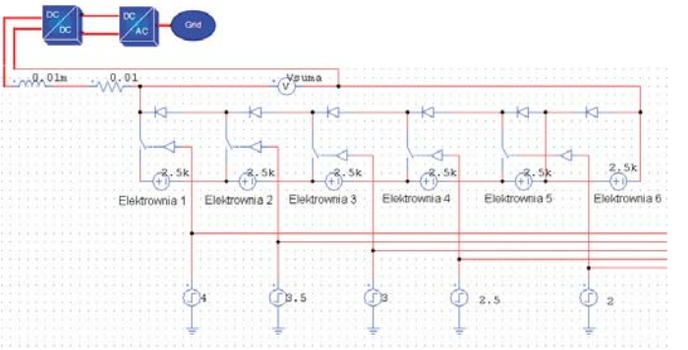
Rysunek nr 38. Konfiguracja 3: Rozproszone przetwornice DC/DC



Rysunek nr 39. Konfiguracja 4: Rozproszone przetwornice DC/DC połączone szeregowo

sze napięcie wyjściowe przetwornicy). Przewagą opisanych tutaj systemów rozproszonych jest pojedyncza przetwornica DC/DC. Jednakże, wadami są zredukowana wydajność przetwornicy, z powodu zmiennego współczynnika wzmocnienia napięcia, bardziej skomplikowany system sterowania i kontroli oraz zwiększona ilość energoelektronicznych elementów łączeniowych w każdej elektrowni.

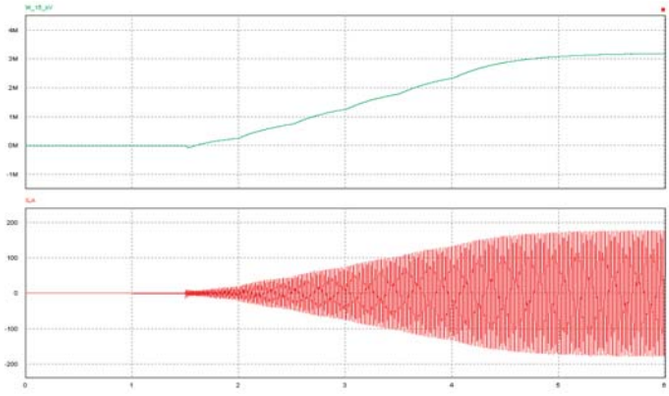
Koncepcja z rysunku nr 39 zasługuje na większe zainteresowanie z powodu możliwości zastosowania przetwornic na niższe napięcia, co ułatwia ich praktyczną realizację. Postanowiono natomiast przeprowadzić symulacje działania układu połączonych wielu (sześciu) elektrowni. Schemat układu przedstawia rysunek nr 40. Testy wykazały, że możliwa jest współpraca tego układu



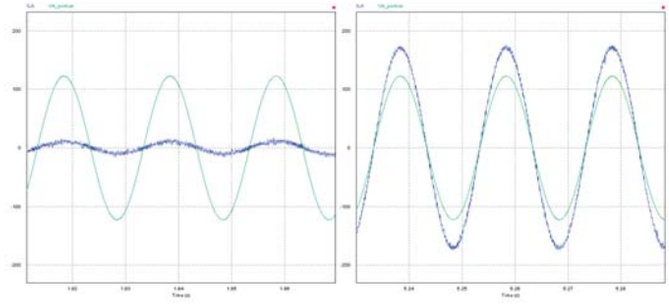
Rysunek nr 40. Konfiguracja 4: Schemat połączenia poszczególnych generatorów wraz ze sterowaniem opóźnieniem ich przyłączenia (schemat został wygenerowany w programie PSIM, część elementów została przedstawiona w sposób ideowy

IZBA GOSPORACZA
ENERGETYKI
I OCHRONY ŚRODOWISKA

Integruje
Doradza
Promuje



Rysunek nr 41. Konfiguracja 4: Wykres przebiegów prądu wyjściowego jednej z faz (ILA) oraz mocy całego układu przekazywanej do sieci (W_15_W)



Rysunek nr 42. Konfiguracja 4: Przebieg przedstawiający synchronizacje prądu z falownika z napięciem sieci dla niewielkiej mocy oraz mocy równej mocy maksymalnej (wartość napięcia została obniżona przez przekładnik do poziomu wartości prądu)

z SEE, co przedstawia rysunek nr 41, gdzie można zaobserwować wyjściowy przebieg prądu i mocy wyjściowej falownika zsynchronizowanego z siecią. Drugim dowodem poprawności działania tego układu jest rysunek nr 42, na którym pokazana jest prawidłowa synchronizacje falownika z siecią (SEE). Kształt prądu wyjściowego falownika jest w niewielkim stopniu odkształcony, odkształcenia te można zredukować stosując odpowiednie filtry pasywne.

8. Zakończenie

Nie ulega dzisiaj żadnej wątpliwości, że zastosowanie źródeł OZE w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną będzie stale rosło. Szczególnie będzie wzrastała liczba instalowanych elektrowni wiatrowych.

Ze względu na bardzo korzystne własności wiatru na terenach przybrzeżnych można oczekiwać wzrostu tendencji budowy farm offshore.

Wydaje się, że wprowadzenie na pełną skalę układów przetwornic i przesyłania budowanych w oparciu o instalacje prądu stałego zmieni bardzo podejście do budowy farm wiatrowych w szczególności instalacji offshore.

Na zakończenie, należy stwierdzić, że pełne wykorzystanie energii produkowanej z wiatru, będzie możliwe przez wprowadzenie zasobników energii. Będzie to wymagało nie tylko budowy nowych linii przesyłowych, ale całego nowego systemy sterowania, który usprawni bardziej pracę całego systemu elektroenergetycznego.

Spis literatury przy części I, w poprzednim numerze „PE”.