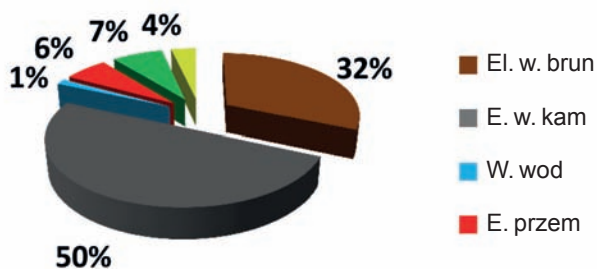


Krajowy park elektrowni – dylematy inwestycyjne

National power plant park – investment dilemmas

Baza wytwórcza polskiej energetyki – stan obecny, diagnoza

Krajowy park elektrowni jest jednym z większych w Europie. Moc zainstalowana krajowych elektrowni przekroczyła w 2015 roku 40 GW. W strukturze paliwowej krajowej elektroenergetyki (tzw. energymix) dominującą rolę odgrywają elektrownie opalane węglem kamiennym i brunatnym (rys. 1).



Rys. 1. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2016 r., według PSE

Niestety, stopień dekapitalizacji majątku wytwórczego krajowej elektroenergetyki jest bardzo duży, średni wiek bloków energetycznych klasy 125 MW, 200 MW i 500 MW to ok. 35 lat. Najmłodszy z bloków klasy 370 MW w *Elektrowni Opole* ma wprawdzie tylko 19 lat, ale pierwsze bloki *Elektrowni Bełchatów* pracują już ponad 30 lat. Stan ten jest konsekwencją kilkunasto-

letniego (na przełomie wieków) zastoju w budowie nowych mocy wytwórczych, co przedstawia rysunek 2.

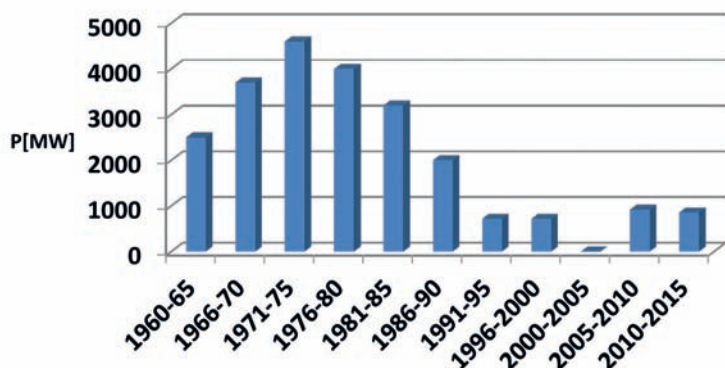
Niepokojący jest także stan krajowych bloków energetycznych pod względem możliwości pracy w systemie i ich awaryjności. Np. w 2014 r. wszystkie bloki w KSE przepracowały 556 725 godzin. Remonty trwały 123 009 godzin (22% łącznego czasu pracy), a przestoje z wszystkich przyczyn – 292 994 godziny (52% czasu) [1].

Oddane do eksploatacji w latach 2008-2011 (po wspomnianym zastoju inwestycyjnym) trzy nowoczesne bloki na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: *Pątnów* (460 MW), *Łagisza* (460 MW) i *Bełchatów* (858 MW), a także podjęte ostatnio i realizowane inwestycje w Elektrowniach: *Kozienice*, *Opole*, *Jaworzno III* (bloki na węgiel kamienny klasy 900-1000 MW), *Turów* (blok 450 MW na węgiel brunatny), a także bloki gazowo-parowe w Elektrociepłowniach: *Stalowa Wola* (460 MW), *Włocławek* (460 MW), *Płock* (596 MW), *Gorzów* (138 MW) i *Toruń* (100 MW) o łącznej mocy ok. 5800 MW, przy terminowym ich oddawaniu do eksploatacji, a także utrzymaniu w eksploatacji możliwie dużej części istniejących bloków klasy 200 MW oraz klasy 370 MW gwarantują (wg prognozy PSE S.A. [2]) w perspektywie najbliższych lat bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju. Jednak dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w dłuższej perspektywie (już w latach 2021-2022) proces ten musi być kontynuowany i wymaga budowy nowych, wysokosprawnych źródeł wytwórczych oraz dostosowania dużej części istniejących źródeł wytwórczych do nowych wymagań ochrony środowiska (konkluzji BAT).

Dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju w odniesieniu do sektora wytwórczego energii elektrycznej w długiej perspektywie priorytetem powinno być:

- zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych drogą odtwarzania mocy, (budowy nowych źródeł) i rewitalizacji istniejącego parku elektrowni,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania tej energii, tj. odchodzenie od monostruktury węglowej na rzecz innych, bardziej przyjaznych środowisku technologii wytwórczych.

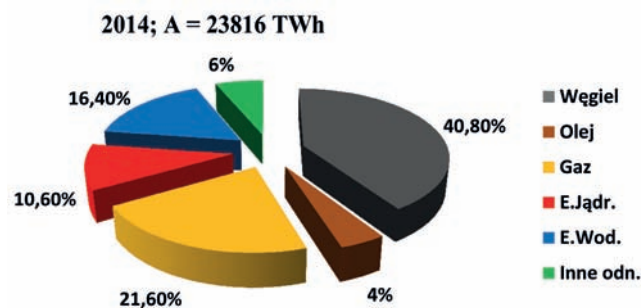
Rys. 2. Nowe moce wytwórcze (bloki 125 i więcej MW) instalowane w KSE w latach 1960-2015



Implikuje to konieczność zdecydowanych działań odwrotniowych i modernizacyjnych nakierowanych na zabezpieczenie długoterminowych dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki. Ale w jakich technologiach?

Węgiel wciąż w centrum sceny

Udział węgla w światowej produkcji energii elektrycznej jest dominujący i utrzymuje się od wielu lat na poziomie 39-42%. Światowa produkcja energii elektrycznej w 2014 roku wyniosła 23 816 TWh, z czego 40,8% wytworzone zostało ze spalania węgla (rys. 3) [4]. Także w strukturze paliwowej elektroenergetyki UE, mimo trwałej już tendencji ograniczania udziału węgla, nadal on dominuje (28%).



Rys. 3. Struktura paliwowa światowej elektroenergetyki w 2014 r., według [4]

Wszystko wskazuje na to, że mimo ambitnych celów polityki klimatycznej w najbliższych latach węgiel będzie nadal stanowił istotne źródło wytwarzania energii nie tylko w Polsce, ale również u naszych sąsiadów i to przy znaczącym udziale węgla z importu.

Technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS – Carbon Capture and Storage) nie znajduje dziś ekonomicznego uzasadnienia, pozostaje więc możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultranadkrytyczne [3]. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana jako podstawa także przez VGB PowerTech e.V. [5].

Warto podkreślić, że celem dyrektywy ETS 2003/87/WE nie jest odchodzenie od spalania węgla, tylko redukcja emisji CO₂ w sposób ekonomicznie efektywny. W polskich warunkach najbardziej efektywnym kosztowo sposobem redukcji emisji jest zwiększenie sprawności konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz wymiana starych jednostek na nowe, wysoko-sprawne. Wykorzystywać więc należy wszystkie dostępne technologie wytwarzania energii z węgla, prowadzące do redukcji zanieczyszczenia powietrza. Na chwilę obecną są to opalane węglem bloki nadkrytyczne z „rodziny 600°C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiągniętych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali, tj. 600-620°C, a w bliskiej przyszłości 650°C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45-46%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂ do poziomu poniżej 750 kg/MWh, czyli o blisko 30% mniejszego od wycofywanych z eksploatacji

bloków węglowych o sprawności 32-33%. Wymagania te spełniają wspomniane wyżej i budowane aktualnie w Polsce bloki w elektrowniach: *Kozienice, Opole, Jaworzno* oraz *Turów*.

W fazie badań studialnych, konstrukcyjnych i technologicznych są instalacje lub ich moduły na parametry 30 MPa, 650/670°C (m.in. w Projekcie Strategicznym NCBiR „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii, Zad. 1”) [16]. Opanowanie tych parametrów pozwoli zwiększyć sprawność netto bloku o kolejne 2-2,5 pkt.%. Ponadto, w przypadku węgla brunatnego istotny potencjał dla zwiększenia sprawności stanowi wstępne suszenie (podsuszanie węgla). Zastosowanie suszarki ze złożem fluidalnym, zintegrowanej z wewnętrznym wykorzystaniem ciepła oparów z węgla do podgrzewania powietrza do spalania i wykorzystaniem resztkowego ciepła spalin do podgrzewania kondensatu (ograniczenie poboru pary z upustów turbiny), może dać wzrost sprawności bloku netto około 3,6 pkt.% [6, 15].

Nowe wyzwania

Rosnący udział OZE tworzy w systemie sytuację, w której nie tylko po stronie odbiorców energii, ale także po stronie wytwórców występują coraz głębsze i coraz częstsze wahania, trudne do przewidzenia. Poza bezpieczeństwem dostawy energii i efektywnością ekonomiczną nowe elektrownie węglowe muszą sprostać nie tylko rosnącym wymaganiom ochrony klimatu, ale także wymaganiom znacznie większej elastyczności pracy. Głównie chodzi o: obniżenie dopuszczalnego obciążenia minimalnego oraz zwiększenie szybkości zmian obciążenia [7-9,13,14]. Wielkie koncerny (*Hitachi, Siemens, General Electric*) podejmują działania w celu zwiększenia elastyczności wielkich bloków: układy młynowe z pośrednim zasobnikiem pyłu, zabudowa w bloku węglowym układu z turbiną gazową, przekazującą ciepło spalin wylotowych do układu regeneracji, czy możliwości szybkiego zwiększenia strumienia pary do turbiny i okresowego wyłączenia części podgrzewaczy regeneracyjnych oraz duobloki [15].

W warunkach polskich nowe wielkoskalowe bloki powinny być przede wszystkim przeznaczone do pracy podstawowej, gwarantującej najwyższą sprawność i znaczne ograniczenie emisji CO₂ oraz innych zanieczyszczeń. Poza budową dużych bloków energetycznych, z których wyprowadzenie mocy wiąże się najczęściej ze znacznymi nakładami inwestycyjnymi w sieci przesyłowej, bardzo ważne w krajowych warunkach byłyby inwestycje w mniejsze bloki wytwórcze mogące dynamicznie reagować na zmiany warunków pracy systemu.

W krajowym systemie elektroenergetycznym pracuje jeszcze 56 bloków podkrytycznych klasy 200 MW (44 na węglu kamiennym) i stanowią one znaczny majątek wytwórczy. Kiedy je budowano były dedykowane do pracy podstawowej z zakresem zmiany obciążeń od 75 do 100% i nikt nie sądził, że trzeba je będzie odstawić z innych powodów niż stany awaryjne i remonty. Bloki te w okresie swej eksploatacji przechodziły wiele modernizacji, których celem było zwiększenie mocy i sprawności, skrócenie czasu rozruchu i zmniejszenie awaryjności.

Liberalizacja rynku energii, europejska polityka klimatyczna (coraz bardziej «dekarbonizacyjna») a następnie dynamiczny rozwój niesterowalnych źródeł odnawialnych (wiatr, słońce) w sposób zasadniczy ograniczają czas pracy bloków węglowych

klasy 200 MW i wymuszają ich pracę z większą zmiennością obciążenia oraz częstymi rozruchami i odstawieniami.

Rewitalizacja i utrzymanie w dalszej eksploatacji dużej części tych bloków są istotne dla zapewnienia bilansu mocy w systemie i są szansą krajowej energetyki na wyhamowanie jej degradacji. Podejmowane są działania (m.in. program „200plus” NCBR) dla wydłużenia pracy bloków klasy 200 MW w warunkach głębokiej regulacji i częstych uruchomień. Na tle wykonanych dotąd modernizacji poszczególnych bloków określane są potrzeby do spełnienia warunków pracy tych bloków jako elementów wspierających bilans mocy do roku 2035-2040.

Część tych jednostek (ok.10) można wydzielić do pracy szczytowej (do 1500 h/rok) jako rezerwę strategiczną mocy Operatora SE i skorzystać z derogacji umożliwiającej pracę bez dostosowania do nowych norm emisyjnych. Inne muszą być modernizowane i dostosowywane do konkluzji BAT. Dla wydłużenia czasu pracy do 2035-2040 r. możliwe są różne kierunki modernizacji, np.: głęboka rewitalizacja części bloków i zwiększenie parametrów pary, istotne zwiększenie współspalania biomasy, a także przebudowa na układy w pełni zasilane biomasą, układy hybrydowe z wykorzystaniem niepełnowartościowych paliw (np. mułów węglowych), odpadów przemysłowych i komunalnych czy budowa duobloków [12, 15], tj. rewitalizacja dwóch kotłów (z ew. zwiększeniem parametrów początkowych) i zabudowa nowej turbiny klasy 500 MW.

Rozwiązanie z dwoma kotłami na jedną turbinę zapewnia lepsze właściwości regulacyjne od monobloków. Jeśli minimum techniczne pojedynczego kotła będzie na nawet dość wysokim poziomie, np. 50% swojej mocy znamionowej, to sumaryczne minimum techniczne duobloku wyniesie 25% mocy znamionowej. Pozwoli to na pracę z wykorzystaniem paliwa podstawowego w zakresie obciążeń 25-100% mocy znamionowej duobloku, przy jednoczesnym zachowaniu zdolności do szybkich zmian generowanej mocy. W związku z tym duobloki węglowe mogą być po części alternatywą dla bloków gazowych i umożliwiać pracę wielkoskalowych bloków węglowych ze stałym obciążeniem, a więc z wysoką sprawnością.

Niezwykle ważna w odniesieniu do proponowanych duobloków jest możliwość rozwoju krajowego parku elektrowni z udziałem polskiej myśli technicznej i polskich przedsiębiorstw realizacyjnych. Także nakłady inwestycyjne w przypadku zastępowania istniejących przestarzałych kotłów i rewitalizacji turbin są mniejsze niż w przypadku budowy nowych monobloków, krótszy będzie też czas budowy w istniejących lokalizacjach.

Sprawność uzyskiwana w duoblokach będzie wprawdzie niższa od osiąganą w nowych dużych monoblokach, będzie jednak rekompensowana większą elastycznością pracy i możliwością świadczenia usług regulacyjnych. Ponadto w duoblokach z kotłami fluidalnymi z powodzeniem można stosować jako paliwo gorsze gatunki węgla, a także biomasę i tym samym zwiększać ich atrakcyjność jako źródeł odnawialnych.

Dywersyfikacja struktury paliwowej

Struktura paliwowa (energymix) elektroenergetyki polskiej (rys. 1) odbiega drastycznie od struktury świata jak i Unii Europejskiej. Jeszcze na początku XXI wieku ok. 95% produkowanej energii elektrycznej w Polsce pochodziło ze spalania węgla

kamiennego i brunatnego. Aktualnie udział ten jest na poziomie 85% i konieczne jest dalsze jego zmniejszanie, co wynika z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego UE, określanego skrótowo 3 x 20% do roku 2020 i dalszego ograniczania emisji w następnych latach. Dążenie do zrównoważonego „energymix” będzie ograniczać stopniowo udział węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej z obecnych ok. 85% do ok. 45-55% w drugiej połowie XXI wieku.

Według opinii szefów największych koncernów naftowo-gazowych (*BG Group, BP, Dutch Shell, Eni, Statoil, Total*), wyrażonej w otwartym liście do *Financial Times* w czerwcu 2015 r., najszybsza droga do redukcji emisji CO₂ wiedzie dziś poprzez zastępowanie węgla gazem. Konieczna zmiana struktury paliwowej („energymix”) w Polsce powinna więc w pierwszej kolejności polegać na zwiększeniu udziału elektrowni opalanych gazem.

Emisja CO₂ w układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w kombinowanych układach gazowo-parowych tylko ok. 420 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza także mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę, wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji). Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla niestabilnych źródeł wiatrowych

Aktualnie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych w Polsce ok. 1000 MW (ok. 3,5% udział w strukturze paliwowej KSE, podczas gdy w Unii Europejskiej jest to ok. 20%). W latach 2016-2017 oddane zostały do eksploatacji jednostki gazowo-parowe we Włocławku (460 MWe), Płocku (596 MWe), Gorzowie Wielkopolskim (140 MWe) i w Toruniu (106 MWe), w budowie znajduje się: *EC Stalowa Wola* (460 MW), a w trakcie przetargów są bloki gazowo-parowe w *EC Żerań* (442-490 MW) oraz w *Elektrowni Konin* (120 MW).

Te działania zwiększą moc zainstalowaną w jednostkach gazowych w roku 2020 do poziomu ok. 3000 MW.

Ten kierunek zmian w krajowym „energymix” jest więc aktywnie realizowany, celowy jest jednak powrót do rozważanych wcześniej elektrowni gazowo-parowych w Łagiszy, Puławach, Grudziądzu, czy w *EC Bydgoszcz*.

W skali świata zarówno czynniki po stronie podaży, jak i popytu wskazują – według raportów WEO – na ogromną przyszłość gazu ziemnego, w tym gazu niekonwencjonalnego [3]. Poziom światowego handlu gazem do 2040 roku podwaja się, z czego jedna trzecia przyrostu kierowana jest do Chin. Na gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, tight gas) przypada aktualnie połowa szacowanych zasobów surowca. Korzystne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego jest to, że zasoby gazu niekonwencjonalnego są znacznie bardziej rozproszone geograficznie niż zasoby gazu konwencjonalnego. Na terytorium Polski zalegają potencjalnie znaczne zasoby gazu niekonwencjonalnego, których szacunkowa wielkość jest kilkukrotnie większa w stosunku do stanu obecnie udokumentowanych zasobów gazu konwencjonalnego. To zapewne legło u podstaw poja-

wienia się w najnowszej wersji polityki energetycznej do 2050 roku, oprócz podstawowego scenariusza „zrównoważonego”, także scenariusza „gaz+OZE”, przewidującego wzrost wykorzystania gazu ziemnego w elektroenergetyce z poziomu ok. 3,5% w 2013 r. do poziomu 20-30% w 2050 r.

Ponadto uruchomienie terminala LNG powinno skłaniać do zmian w planach inwestycyjnych na korzyść energetyki gazowej. Nie bez znaczenia będzie rozwój technologii pozwalających na pozyskiwanie paliw gazowych z surowców krajowych (zgazowanie węgla, odmetanowanie złóż węgla). Wiele wskazuje więc na rosnącą rolę gazu w strukturze paliwowej krajowej elektroenergetyki, stąd bardzo ważny jest wzrost zdolności wydobywczych krajowego gazu ziemnego, zwiększenie przepustowości gazowniczych systemów przesyłowych i magazynowych, a także rozwój połączeń transgranicznych (interkonektorów).

Odnawialne źródła energii

Według raportu WEO-2014 dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii (OZE). Ich udział w sektorze elektroenergetyki przekroczy 30% w roku 2040, wyprzedzając udział gazu ziemnego i zbliżając się do poziomu udziału węgla, który pozostanie jednak wciąż wiodącym źródłem produkcji energii elektrycznej. Także w Polsce coraz bardziej znaczącym składnikiem krajowego „energymix” będą odnawialne źródła energii (rys. 4), których rozwój we wszystkich technologiach zależeć będzie od wypracowania efektywnego i elastycznego systemu wsparcia.

Do czego może bowiem prowadzić niekontrolowany, żywiołowy rozwój źródeł odnawialnych, zwłaszcza niestabilnych (energia wiatrowa i słoneczna) najwyraźniej widać u naszych zachodnich sąsiadów, w Niemczech. Zapowiadana szumnie tzw. transformacja energetyczna „Energiewende”, zakładająca odejście od energetyki jądrowej i węglowej i oparcie rozwoju systemu elektroenergetycznego na energii wiatrowej i słonecznej napotyka ogromne trudności i stwarza wiele zagrożeń.

Po roku 2011, w którym ogłoszono „Energiewende” nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej na węglu kamiennym, a zwłaszcza brunatnym o 11-21 TWh rocznie. Okazało się, że nieciągłość generowania energii w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych i niemożność jej magazynowania wymaga „podparcia” w paliwach kopalnych – tworzenia równoległego nadmiarowego systemu energetycznego, tym większego, im większy jest udział niestabilnych OZE.

Jednocześnie rośnie w Niemczech opór odbiorców indywidualnych przeciw dalszemu wzrostowi cen energii elektrycznej,

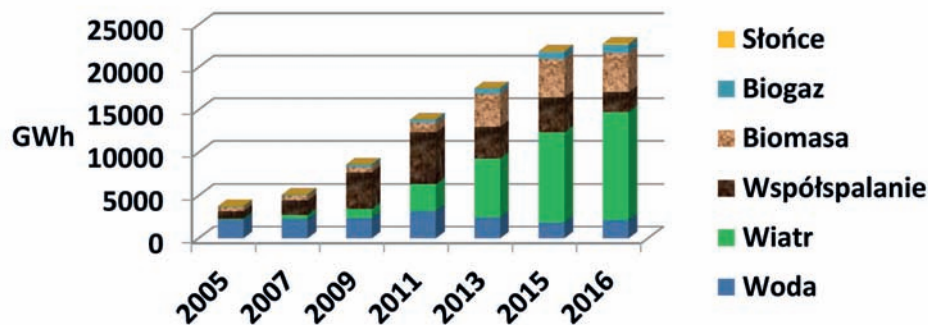
które po latach radosnego pędu ku „zielonej energii” idą w zawody z rekordzistą cen energii w Europie, czyli Danią. W konsekwencji Niemcy są zmuszone zwrócić się w stronę najtańszego i najłatwiej dostępnego ze swoich paliw – węgla brunatnego [6, 10]. Dlatego nie dziwi potężne zaangażowanie Niemiec w rozbudowę nowego pola wydobywczego *Garzweiler II* blisko granicy z Holandią. Mamy więc paradoksalną sytuację – z jednej strony sztandarowe osiągnięcia Niemiec w czystych, bezemisyjnych technologiach OZE, a z drugiej – pozornie bez związku z OZE – potężne inwestycje w energetykę opartą na paliwie o największej emisji CO₂.

Szczególnie ciężkiej próbie poddana została niemiecka transformacja na przełomie lat 2016 i 2017. Stabilny zimowy wyż doprowadził do konfrontacji założeń „Energiewende” z rzeczywistością. W grudniu 2016 r. miały miejsce dwa kilkudniowe okresy znikomej produkcji ze źródeł odnawialnych, np. w dniu 12 grudnia 2016 r., o godz. 15:00, przy zapotrzebowaniu krajowym na poziomie 69 GW, moc w źródłach odnawialnych wyniosła: fotowoltaika 0,7 GW, wiatr on shore 1,0 GW, wiatr off shore 0,4 GW.

W styczniu 2017 r., była jeszcze gorsza sytuacja. W okresie bezwietrznej pogody od 16 do 26 stycznia 2017 r. udział 27 tysięcy turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych o powierzchni 400 milionów metrów kwadratowych w dostawach prądu w Niemczech był znikomy. Gdyby nie moc wytwórcza wszelkich dostępnych konwencjonalnych elektrowni oraz możliwość importu niezależnej od pogody energii z elektrowni jądrowych i węglowych (np. z Czech i z Francji), ciągłość dostaw energii elektrycznej w Niemczech byłaby skrajnie zagrożona.

Pojawiły się głosy kwestionujące podstawowe założenia niemieckiej transformacji energetycznej oraz powszechna krytyka wspierania OZE za wszelką cenę i bez względu na efekty (zerowy spadek emisji CO₂). Według Heinerja Flassbecka, jednego z czołowych niemieckich ekonomistów, program transformacji energetycznej, która opiera się głównie na energii wiatrowej i słonecznej, na dłuższą metę nie powiedzie się. Nie można zrezygnować z energetyki jądrowej, wyeliminować paliw kopalnych, a przy tym zapewniać społeczeństwo, że dostawy energii elektrycznej będą w dalszym ciągu bezpieczne. Sytuacja w Niemczech zmusza do utrzymywania w następnych latach ok. 60 GW rezerwy w elektrowniach na węglu kamiennym i brunatnym.

Aby uniknąć problemów naszego zachodniego sąsiada, który wykorzystuje aktualnie w energetyce ok. 57 mln t/a węgla kamiennego (ok. 50% więcej niż Polska) i ok. 185 mln t/a węgla brunatnego (trzy razy więcej niż Polska) powinniśmy opierać energetykę na węglu (jak długo to możliwe) i rozwijać OZE tylko w stopniu wymaganym przez UE.



Rys. 4.
Produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce, w latach 2005-2016, GWh

A co z energią jądrową?

Energetyka jądrowa, podobnie jak odnawialne źródła energii, pod względem oddziaływania na środowisko traktowana jest jako źródło bezemisyjne. Po awarii w *Fukushimie* przeciwnicy opcji jądrowej uzyskali poparcie dla swych tez o ryzykowności stosowanych rozwiązań, ale mimo to energetyka jądrowa rozwija się nadal ze względu na jej potencjał w ograniczaniu emisji CO₂ i spełnianiu celów narodowych w tej dziedzinie. W ubiegłym roku uruchomiono łącznie 9497 MW mocy w elektrowniach jądrowych (m.in. 8 reaktorów w Chinach i po jednym w Korei Płd. i w Rosji). W światowym „energymix” energia jądrowa stanowi obecnie 18%, a w Unii Europejskiej nawet blisko 30%. W 2014 roku, w 31 krajach świata znajdowało się w eksploatacji 437 reaktorów jądrowych o łącznej mocy ok. 390 GW, w budowie znajduje się dalsze 67, a ok. 200 jest planowanych do uruchomienia do 2030 roku [5]. Europa ze 183 blokami jądrowymi stanowi blisko połowę aktywów jądrowych świata; w 16 krajach są budowane bądź planowane nowe bloki jądrowe.

Większość krajowych prognoz i bilansów zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przewiduje (przynajmniej wariantowo) rozpoczęcie ok. 2030 r. produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Jeśli tak się stanie, to energia jądrowa stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie w przyszłości jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki. Obecnie trwają dyskusje nad wyborem technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni z reaktorami jądrowymi generacji III+. Budowa pierwszej polskiej elektrowni jądrowej może także być szansą na rozwinięcie kolejnych kompetencji krajowego sektora energetycznego i wykonawczego.

Energetyka jądrowa nie tylko pełni ważną rolę w ograniczaniu emisji CO₂, ale jest ona także istotnym czynnikiem w przywróceniu czystego powietrza. Elektrownie jądrowe nie powodują emisji SO₂, NO_x, pyłów ani innych zanieczyszczeń, a emisje substancji promieniotwórczych są tak małe, że skutki ich są nie tylko poniżej wahań tła naturalnego, ale często poniżej progów czułości naszej aparatury. Elektrownie jądrowe zapewniają więc produkcję czystej energii elektrycznej bez skażeń powietrza, wody i gleby, co w warunkach polskich jest obecnie bardzo ważną zaletą.

Jednym z ważnych czynników rozwoju energetyki jądrowej jest jej efektywność ekonomiczna, która zawsze jest ważnym kryterium podejmowania decyzji inwestycyjnych. Struktura kosztów energetyki jądrowej charakteryzuje się wysokimi nakładami na budowę i tanią energią elektryczną. Istotne jest także i to, że czas pracy nowych generacji elektrowni jądrowych wynosi ok. 60 lat, co oznacza, że budowane dziś będą źródłami energii elektrycznej jeszcze w latach osiemdziesiątych tego wieku. Wszystkie te czynniki wskazują dość jednoznacznie na potrzebę pojawienia się w krajowym „energymix” także energetyki jądrowej. Trzeba jednak mieć na uwadze problemy związane z akceptacją społeczną, nakładami inwestycyjnymi i źródłami finansowania, powodującymi ryzyko opóźnienia, a w skrajnym przypadku – brak możliwości realizacji.

Kogeneracja

Do priorytetów krajowego parku elektrowni należy zaliczyć także rozwój kogeneracji, który jest w Polsce poważną szansą na zwiększenie efektywności energetycznej, a więc na ograniczenie

zużycia paliw pierwotnych, emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń oraz podniesienie lokalnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

Obecnie ok. 50% ciepła użytkowego pochodzi ze skojarzenia z produkcją energii elektrycznej (z kogeneracji), pozostała część ciepła produkowana jest w ciepłowniach, w kotłach wodnych. W tych pozostałych 50% jest jeszcze spory potencjał, aby niespełniające wymogów środowiskowych kotły wodne przebudować na jednostki kogeneracyjne (węglowe lub gazowe). Głównym paliwem w polskich elektrociepłowniach jest węgiel kamienny. Szacuje się, że zwiększając udział produkcji ciepła w kogeneracji z obecnych 50% do ok.75%, poprzez zamianę kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne oraz budując małe i średnie, wyspowe systemy ciepłownicze zasilane z jednostek kogeneracyjnych, można zwiększyć produkcję energii w elektrociepłowniach o ok. 25 TWh energii elektrycznej, co oznacza podwojenie aktualnej produkcji w wysokosprawnej kogeneracji (ok. 26 TWh energii elektrycznej). Jest to zresztą zgodne z jednym z celów obowiązującej jeszcze „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.”, która zakładała osiągnięcie dwukrotnego wzrostu produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji już w 2020 r.

Postęp technologiczny powinien umożliwić wykorzystanie ciepła systemowego na potrzeby klimatyzacji obiektów przyłączonych do sieci ciepłowniczych. U odbiorców powstanie nieuchronnie rynek chłodu, który produkowany z ciepła sieciowego poprawi znacząco pracę systemów w okresie letnim. Ze względu na obserwowane okresowe nadwyżki w wytwarzaniu ciepła w sezonie letnim należy dążyć do dalszego rozwoju kogeneracji w kierunku trigeneracji.

Trigeneracja jest to skojarzone technologicznie wytwarzanie ciepła, energii elektrycznej oraz chłodu użytkowego, mające na celu zmniejszenie ilości i kosztu energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia każdej z tych form energii odrębnie. W systemach ciepłowniczych, w okresie letnim, trigeneracja poprawia efektywność ekonomiczną produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem przy niskim zapotrzebowaniu odbiorców na ciepło i zapotrzebowaniu na chłód użytkowy. Produkcja chłodu umożliwia efektywniejsze zagospodarowanie ciepła i tym samym zwiększenie ilości godzin pracy systemu ciepłowniczego. W Polsce trigeneracja jest rozwiązaniem idealnym na upalne lata, zwłaszcza w coraz liczniej powstających biurach, centrach handlowych i rozrywkowych, wyposażonych w centralne instalacje klimatyzacji. Dotyczy to także zakładów przemysłowych wielu branż oraz wielkopowierzchniowych magazynów, sklepów i hal sportowych.

Podsumowanie

Starzejący się krajowy park elektrowni wymaga pilnego odtworzenia i dalszego rozwoju. Istotną rolę odegrać tu mogą nowe wielkoskalowe bloki energetyczne w zaawansowanej technologii węglowej i bloki gazowo-parowe. W wyniku rosnącego udziału niestabilnych odnawialnych źródeł energii (elektrowni wiatrowych i wkrótce fotowoltaicznych), krajowy system elektroenergetyczny będzie wymagał w ciągu najbliższych kilku lat znacznie większej elastyczności dla utrzymania bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej i stabilności sieci. Brak znaczących

mocy w elektrowniach wodnych czy odpowiednio dużych możliwości akumulowania energii (oprócz elektrowni szczytowo-pompowych) wymusi konieczność spełniania takiej roli przez elektrownie opalane gazem oraz istniejące, zmodernizowane bloki energetyczne klasy 200 MW, w tym elastyczne duobloki średniej mocy. Ponadto wymiana starych, wyeksploatowanych elektrowni węglowych na nowe wysokosprawne jednostki jest także drogą do znacznego zmniejszenia emisji CO₂.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Gabryś H.L.: *Elektroenergetyka w Polsce 2015. Próba osądu roku na podstawie wyników i wyzwań*. „Energetyka” 2015, nr 12, s. 787-790.
- [2] PSE: *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035*. Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016.
- [3] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2014, 2015, 2016*.
- [4] International Energy Agency: *Key World Energy Statistics 2016*.
- [5] VGB PowerTech: *Zahlen Und Fakten – Energieerzeugung 2014/2015, 2015/2016*.
- [6] Pawlik M.: *Elektrownie na węgla brunatnym na ścieżce dalszego rozwoju*. Rozdz. w Monografii „Węgiel brunatny gwarantem bezpieczeństwa energetycznego”. s. 387-399. Kraków 2016.
- [7] Pawlik M.: *Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – nowe wyzwania*. „Energetyka” 2013, nr 8, s. 595-599.

- [8] Busekrus K.: *Flexibility demand for future coal fired power plants*. Materiały V Seminarium Sprawozdawczego Programu Strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, Gliwice, 5-6 lutego 2013.
- [9] Tigges K.D., Schreier W.: *Making hard coal power plants fit for the future*. „Modern Power Systems” 2012, nr 8, s. 14-17.
- [10] RWE: *Still looking to lignite*. „Modern Power Systems” 2012, nr 12, s. 24.
- [11] Wechsung M., Feldmüller A., Lemmen H.: *Flexible steam turbines, the key to keeping coal competitive*. „Modern Power Systems” 2012, nr 3, s. 27-29.
- [12] Paska J., Pawlak K.: *Duobloki energetyczne jako potencjalny element strategii rewitalizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce*. „Rynek Energii” 2014, nr 12, s. 39-44.
- [13] Elsen R., Körber T., Kulik L.: *Moderne Braunkohlenkraftwerke – ein flexibler Baustein für die Energiewende*. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen” 2013, nr 1-2, s. 68-7.
- [14] Gereon T., Krull F.F.: *Flexible coal fired power plants of RWE*. COAL-GEN Europe. Warszawa, 15 lutego 2012.
- [15] *BoAplus – Niederaußem* Themenveranstaltung „Technik“ Informationszentrum Niederaußem. 3. Februar 2012.
- [16] *Maszyny i urządzenia energetyczne węglowych bloków na wysokie parametry pary*. Red.: Chmielniak T., Rusin A. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
- [17] Pawlik M.: *Elastycznie i stabilnie*. „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2015, nr 5, s. 20-28.





WORTAL




Darmowy wpis podstawowy

- nowości z branży
- porady specjalistów
- przegląd prasy branżowej
- katalogi firm i producentów
- opisy urządzeń i podzespołów
- kalendarium ważnych wydarzeń
- słownik techniczny angielsko-polski i polsko-angielski

WORTAL BRANŻOWY

www.energoelektronika.pl

Seminaria techniczne

26.01.2017 - Kielce - edycja 49
23.02.2017 - Olsztyn - edycja 50
23.03.2017 - Katowice  - edycja VII
20.04.2017 - Piła - edycja 51
16.05.2017 - Rzeszów - edycja 52
13.06.2017 - Elbląg - edycja 53
21.09.2017 - Siedlce - edycja 54
24-25.10.2017 - Wrocław (2 dni)  - edycja VIII
23.11.2017 - Kraków - edycja 55
06.12.2017 - Zielona Góra - edycja 56

PRAKTYCZNE SZKOLENIA

Programowanie sterowników PLC Simens S7-1200



DRUKOWANY BIULETYN BRANŻOWY




NEWSLETTER (11.000 ODBIORCÓW)



Energoelektronika.pl tel. (+48) 22 70 35 290/291, fax (+48) 22 70 35 101
marketing@energoelektronika.pl, www.energoelektronika.pl