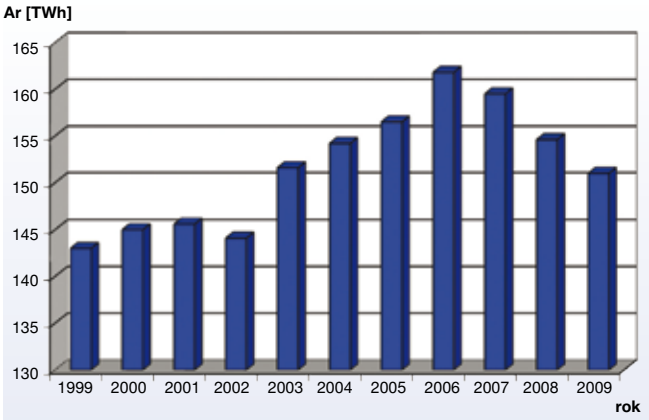
Maciej Pawlik[1)]
Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

Nowe moce wytwórcze w Polsce w świetle unijnych regulacji

New generating powers in Poland in the light of the EU regulations

Problematyka odtwarzania i budowy nowych mocy wytwórczych, cen energii i widma niedoborów energii znajduje się od wielu lat w centrum uwagi mediów, a także wielu środowisk zawodowych. Przekazywane w mediach społeczeństwu od szeregu lat, informacje wskazujące na groźny deficyt mocy i energii elektrycznej już w perspektywie 2–3 lat, muszą dzisiaj ustąpić rzetelnej ocenie realnych możliwości odtwarzania i rozbudowy mocy wytwórczych z uwzględnieniem pełnego „energymix" krajowej elektroenergetyki, obejmującego węgiel kamienny i brunatny, gaz, źródła odnawialne oraz energię jądrową. Obserwowany bowiem spadek tempa wzrostu krajowej gospodarki i produkcji energii (rys.1.) weryfikuje najbardziej dramatyczne prognozy.



Rys.1. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 1999–2009

Jednak mimo tych okoliczności problem niedoboru mocy i energii w krajowym systemie elektroenergetycznym nie znika, jedynie nieco się łagodzi i przesuwa na lata późniejsze. Krajowe i działające w Polsce koncerny energetyczne stają więc przed koniecznością odtwarzania i rozbudowy parku elektrowni i tu pojawia się pytanie: w jakie technologie inwestować?

Wyboru tego muszą dokonać w świetle obowiązującego od grudnia 2008 roku pakietu klimatyczno-energetycznego, określanego skrótowo „3 x 20". Mało tego – jesteśmy świadkami ciągłego zaostrzania norm emisyjnych, a zmniejszenie stopnia „uwęglenia" energetyki to już tendencja dominująca i trwała w Europie. Zmieniające się regulacje unijne stanowią więc istotny czynnik ryzyka w strategiach rozwoju koncernów energetycznych.

W polskich warunkach wszystkie technologie: węglowe, gazowe, jądrowe oraz odnawialne źródła energii należy traktować nie jako konkurencyjne, ale jako równorzędne elementy zorientowanego na przyszłość, zapewniającego bezpieczeństwo dostaw energii i efektywnego ekonomicznie paliwowego „energymix" krajowej elektroenergetyki. Pozwoli to na zmianę dotychczasowej monostruktury paliwowej krajowej elektroenergetyki. Wprawdzie trudno będzie osiągnąć nawet w perspektywie dziesięcioleci strukturę paliwową elektroenergetyki Unii Europejskiej, gdzie aż 46% energii elektrycznej jest wytwarzane bez emisji CO_2 (30% z energii jądrowej i 16% ze źródeł odnawialnych), niemniej każda zmiana krajowego „energymix" w kierunku zwiększenia udziału energii bez emisji CO_2 jest pożądana.

Technologie węglowe

W celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki i ustabilizowania go w przyszłości konieczny jest dalszy rozwój krajowego parku elektrowni węglowych (konwencjonalnych), ponieważ węgiel będzie jeszcze w następnych dziesięcioleciach odgrywał istotną rolę jako źródło energii w Polsce. Właśnie zasoby rodzimych paliw (głównie węgla kamiennego i brunatnego) decydują o tym, że Polska jest w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE. Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej [UE 27] wynosi 53,1%, podczas, gdy Polska z uzależnieniem w wysokości 25,5% jest w pierwszej trójce krajów europejskich. Poza bezpieczeństwem elektroenergetycznym i efektywnością ekonomiczną nowe elektrownie węglowe muszą jednak sprostać rosnącym wymaganiom ochrony klimatu.

[1)] Prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik, e-mail: maciej.pawlik@p.lodz.p

Uwzględniając stan wiedzy i zaawansowanie klasycznej technologii wytwarzania energii elektrycznej, opartej na obiegu Rankine'a (technologia PF – Pulverized Coal-Fired), oraz wciąż wczesny etap rozwoju tzw. „czystych technologii węglowych", każdy nowy krajowy blok energetyczny, opalany węglem musi być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600 °C", tzn. na parametry z górnego przedziału opanowanych już dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali – 600÷620 °C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45÷46%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO_2 do poziomu 750 kg/MWh, czyli o ok. 30% mniejszego niż dla wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32÷33% [6]. Ponadto muszą to być projekty w wersji „capture-ready", przewidującej zastosowanie technologii wychwytywania i składowania CO_2 (technologie CCS – Carbon Capture and Storage). Rzecz dotyczy przyszłości, kiedy instalacje takie będą opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne, czego oczekuje się po roku 2020. Na obecnym etapie rozwoju, wprowadzenie instalacji CCS nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego, próba przeto wprowadzenia obowiązku jej zastosowania spowoduje utratę atrakcyjności inwestycji w technologie węglowe.

Energetyka polska ma pełną świadomość tej sytuacji, węgiel ma bowiem przyszłość jako paliwo dla energetyki, przyszłości nie mają natomiast – w świetle aktualnej polityki UE – emisje CO_2. Budowany w *PGE Elektrowni Bełchatów* blok 858 MW będzie wyposażony w instalację CCS dla części strumienia spalin. Podobnie bloki nr 5 i 6 w *Elektrowni Opole*, o mocy 800÷900 MW każdy, na parametry nadkrytyczne – na budowę których *PGE* ogłosiła przetarg – będą przystosowane do zabudowy w przyszłości instalacji wychwytu i składowania CO_2. Dzięki zastosowaniu najnowocześniejszych dostępnych technologii sprawność netto wyniesie 45% (750 kg CO_2/MWh).

Technologie gazowe

Elektrownie gazowe i kombinowane elektrownie gazowo-parowe były w ostatnich latach ubiegłego wieku najbardziej dynamicznie rozwijanymi i szeroko wprowadzanymi do systemów elektroenergetycznych wielu krajów, zwłaszcza uprzemysłowionych, co zaowocowało 20–procentowym ich udziałem w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Decydowały o tym: brak dostatecznej akceptacji społecznej elektrowni jądrowych, rosnące rygory ochrony środowiska i do niedawna – akceptowalny poziom cen gazu, decydujący o efektywności ekonomicznej.

Istotną zaletą elektrowni gazowo-parowych, wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny są stosunkowo niskie emisje substancji szkodliwych do środowiska naturalnego oraz najwyższa, spośród elektrowni spalających paliwa organiczne, sprawność netto (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% przy wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu [5]. W obecnej sytuacji promowania wszelkiego rodzaju rozwiązań proekologicznych pozwala to uzyskać dodatkowe środki finansowe (np. handel emisjami CO_2), które mogą w sposób zdecydowany poprawić atrakcyjność tego typu elektrowni. Niewątpliwym atutem instalacji gazowo-parowych są także relatywnie niskie koszty inwestycyjne i krótki czas budowy.

Sytuacja taka może być atrakcyjna z punktu widzenia inwestora, który przy stosunkowo małym ryzyku inwestycyjnym może wcześniej odzyskać zainwestowany kapitał. Okolicznością sprzyjającą rozwojowi tych elektrowni jest też – paradoksalnie – rosnące rozpoznanie światowych zasobów gazu. W warunkach Polski można wiązać nadzieję z budowanym gazoportem skroplonego gazu, a także prawdopodobnymi obfitymi złożami gazu łupkowego.

Stąd też mimo znanych zagrożeń (ceny gazu, uzależnienie od zewnętrznych źródeł zaopatrzenia w paliwa gazowe) przewiduje się dalszy wzrost ich udziału w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej. W 2008 roku na terenie całej UE zainstalowano łącznie, we wszystkich rodzajach elektrowni 23 850 MW nowych mocy. Wprawdzie najwięcej, bo 8 480 MW (czyli 43%) stanowi moc zainstalowana w energetyce wiatrowej, na drugim jednak miejscu znalazły się źródła gazowe o mocy 6930 MW (z udziałem 35%).

Bezpieczeństwo energetyczne kraju i poprawa właściwości ekologicznych źródeł energii będzie wymagać także częściowej dywersyfikacji paliw w kierunku zwiększenia udziału „niskowęglowego" paliwa, jakim jest gaz. Drogą do tego jest zwiększenie ilości gazu – w pierwszej kolejności do produkcji skojarzonej w elektrociepłowniach. Szereg instalacji, o mocach od kilku MW (*EC Opole*, *EC Ostrów Wlkp.*, *EC Władysławowo*, *EC Siedlce*) poprzez kilkadziesiąt MW (*EC Gorzów*, *EC Sarzyna*, *EC Rzeszów*) do ponad 150 MW (*EC Lublin-Wrotków*, *EC Zielona Góra*) już pracuje w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). W dużej części wykorzystywany jest gaz zaazotowany z małych i średnich złóż krajowych, dla którego optymalne i efektywne jest zastosowanie do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W efekcie powyższych inwestycji moc zainstalowana w KSE w źródłach opalanych gazem wynosi obecnie ok. 800 MW, zaś udział gazu w strukturze paliwowej krajowej elektroenergetyki wzrósł z 1,9% w 2005 r. do 3,02% w 2007 r. i 3,49% w pierwszym kwartale 2008 r.

Zwiększenie udziału gazu w produkcji energii elektrycznej powinno jednak obejmować zarówno wysokosprawne kombinowane bloki gazowo-parowe do pracy podstawowej, jak i bloki gazowe do pracy szczytowej i interwencyjnej. O planach budowy elektrowni opalanych gazem informują polskie grupy: *Energa*, *PGE* i *Tauron*, działające w Polsce zagraniczne koncerny energetyczne: *ČEZ*, *EDF*, *Electrabel* i *RWE*, a także firmy spoza branży: *PKN Orlen*, *KGHM*, *ZA Puławy*, *ZA Tarnów-Mościce*.

Najbardziej zaawansowane są projekty bloków gazowo– parowych klasy 430 MW w Stalowej Woli (*Tauron* i *PGNiG*) i Skawinie (inwestor *ČEZ*). Zarząd *PGE* podjął w maju br. decyzję o rozpoczęciu fazy przygotowawczej inwestycji w *Zespole Elektrowni Dolna Odra*, obejmującej budowę dwóch kondensacyjnych bloków parowo-gazowych o mocy ok. 430 MW każdy w *Elektrowni Dolna Odra* oraz budowę bloku kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 244 MW i mocy cieplnej 170 MW w E*lektrowni Pomorzany*. Nowe bloki w *Elektrowni Dolna Odra* zastąpić mają wyeksploatowane bloki węglowe nr 3 i 4 o mocy 205 MW każdy (wycofanie do końca 2015 r.) oraz bloki nr 1 i 2 o mocy 220 MW każdy, przewidziane do wycofania w latach 2018–2021.

PKN Orlen szuka partnera finansowego lub branżowego do budowy we Włocławku bloku gazowo-parowego o mocy 420–490 MW, dla którego koncern uzyskał w marcu 2010 roku

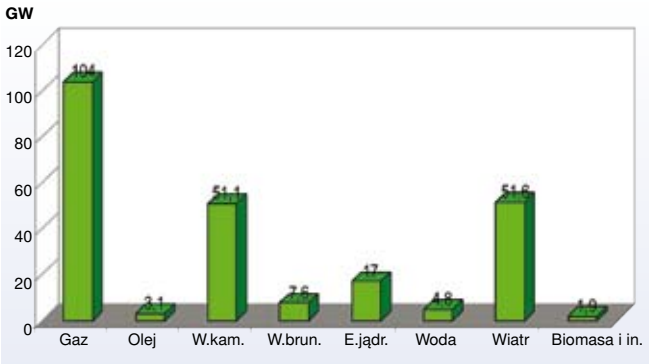
warunki przyłączeniowe od *PSE Operator*. Kontrakt z wykonawcą inwestycji ma być podpisany w III kwartale przyszłego roku, a elektrownia ma być oddana do użytku na przełomie 2014 i 2015 roku.

Dalkia Polska przygotowuje projekty budowy 20 instalacji kogeneracyjnych w Polsce, 17 z nich będzie opalane gazem ziemnym. Wszystkie instalacje będą niewielkie (maksymalnie o mocy 10 MW), bowiem przy obecnym systemie wsparcia kogeneracji źródła będą wymiarowane tak, aby pracowały cały rok, a nie tylko w sezonie grzewczym.

Z kolei, w celu poprawienia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego, *PSE Operator* planuje budowę szczytowych elektrowni gazowych o łącznej mocy 600 MW w źródłach co najmniej 50–megawatowych (głównie w północno–wschodniej części Polski).

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) oczekuje od potencjalnych inwestorów deklaracji dotyczących zapotrzebowania na paliwo gazowe, w celu zbilansowania zapotrzebowania w perspektywie do 2020 roku, szacując ze swej strony możliwość budowy 3–4 GW nowych mocy na gazie, co pozwoliłoby na zwiększenie udziału gazu w strukturze paliwowej („energymix") krajowej elektroenergetyki do poziomu ok. 8-10%.

Ocena uwarunkowań – zarówno pozytywnych jak i negatywnych – rozwoju elektrowni, wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny lub jego pochodne nie pozwala na jednoznaczną ocenę miejsca elektrowni gazowo–parowych w przyszłościowej strukturze paliwowej produkcji energii elektrycznej, zaskakujący jest jednak dalszy, projektowany wzrost ich udziału w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej (rys. 2).



Rys. 2. Planowane i zapowiedziane inwestycje w elektrowniach UE (stan na sierpień/2009), wg [6]

Odnawialne źródła energii

Pakiet klimatyczno–energetyczny Unii Europejskiej określający w jednym z trzech celów osiągnięcie w 2020 roku 20–procentowego udziału odnawialnych źródeł energii (dla Polski 15%) budzi w Polsce wiele kontrowersji i obaw. Dotyczą one tego, czy wyznaczone w nim cele są dla Polski realne. Pesymiści twierdzą, że jego realizacja to zbyt duże obciążenie, optymiści natomiast upatrują w nim szansy na rozwój gospodarczy.

Szacunki specjalistów wskazują na możliwość zainstalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym do 2020 roku ok. 7 000 do 11 000 MW mocy w elektrowniach wiatrowych. Przyłączono wprawdzie do sieci (do 31 grudnia 2009 r.) tylko 724 MW, w budowie jest 390 MW, podpisano umowy na dalsze ok.1500 MW, natomiast *PSE Operator* wydał już warunki przyłączenia do sieci na łączną moc ok. 15 000 MW oraz uzgodnił wykonanie ekspertyz na ok. 32 000 MW. W zależności od stopnia realizacji tych zamierzeń można oczekiwać w 2020 roku wolumenu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych w przedziale 12,5–17,5 TWh rocznie.

Biomasa, rozumiana jako drewno odpadowe z produkcji leśnej i przemysłu drzewnego, uprawy roślin energetycznych, odpady i pozostałości z przemysłu rolniczego i spożywczego oraz biogaz, przedstawia sobą w warunkach Polski (przy obowiązujących regulacjach prawnych, cenach energii elektrycznej i ciepła oraz mechanizmach wsparcia finansowego) największy potencjał do wykorzystania w produkcji „zielonej" energii. Stąd zrozumiałe zainteresowanie krajowej elektroenergetyki i ciepłownictwa technologiami umożliwiającymi współspalanie biomasy z węglem w istniejących kotłach energetycznych. Jest ono aktualnie realizowane w ok. 20 krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Większość problemów związanych ze współspalaniem jest opanowana, występują jednak wciąż pewne bariery ze strony transportu, układów podawania paliwa czy instalacji młynowych, zaprojektowanych na określone paliwo. Mimo iż wciąż jeszcze ilość biomasy zużywana w elektroenergetyce jest stosunkowo mała, już jest powodem zakłóceń na rynku dostaw.

Konieczny jest więc intensywny rozwój energetyki odnawialnej, wykorzystującej przede wszystkim biomasę z upraw rolniczych (agroenergetyki), czyli tworzenie perspektywy dla pozyskiwania oczekiwanych ilości i jakości biomasy [9]. Przeważają przy tym poglądy, że biomasa – jeśli ma być spalana – to raczej w małych rozproszonych źródłach do tego przystosowanych, czyli powinna stanowić 100% masy paliwa, nie zaś kilkuprocentową frakcję. Wydaje się też, że biomasa powinna być raczej przetwarzana na biogaz/bioetan, bowiem w kogeneracyjnych źródłach biogazowych (agregatach kogeneracyjnych spalinowych) jest szansa na uzyskanie sprawności do 85%, czyli na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego. Wykorzystanie ok. 1 mln hektarów nieużytków (ok. połowy krajowych nieużytków) pod uprawy roślin energetycznych, z przeznaczeniem na produkcję biogazu pozwoliłoby uzyskać co najmniej ok. 60 TWh energii w paliwie pierwotnym (szacunki prof. J. Popczyka są nawet wyższe, ok. 80 MWh/ha [7]), czyli ok. 20 TWh energii elektrycznej i w skojarzeniu ok. 30 TWh ciepła (w przypadku wystąpienia zapotrzebowania na ciepło).

Oznaczałoby to potrzebę zainstalowania ok. 2500 MW mocy w agregatach kogeneracyjnych. Trudno dziś przesądzić, czy Program „Innowacyjna Energetyka - Rolnictwo Energetyczne" przyjęty w Ministerstwie Gospodarki 9 lipca 2009 r., zakładający budowę do 2020 roku średnio jednej biogazowni w każdej gminie (w Polsce jest 2489 gmin), stworzy takie możliwości, ale realizacja tego programu choćby w połowie, może dać ok. 10 TWh energii elektrycznej z biomasy w 2020 roku.

Ważne jest więc zaktywizowanie powiązań pomiędzy producentami biomasy a producentami energii elektrycznej i ciepła. Zintegrowanie działań w zakresie upraw roślin energetycznych oraz technologii ich przetwarzania na energię użytkową w małych źródłach rozproszonych powinna zmniejszyć ilość obszarów

wyłączonych z użytkowania rolniczego, zaktywizować lokalne społeczności do działalności gospodarczej i w efekcie zwiększyć liczbę miejsc pracy. Nie bez znaczenia jest też utrzymanie równowagi biologicznej lokalnych ekosystemów oraz ograniczenie transportu materiałów przez wykorzystanie miejscowych surowców energetycznych.

Podsumowując, możliwa – według szacunków autora - do uzyskania w kraju w 2020 roku produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na poziomie 25÷31 TWh (z wiatru 12,5÷17,5 TWh, z biomasy ok. 10 TWh i z wody ok. 3-4 TWh) zmieni w sposób istotny strukturę paliwową krajowej elektroenergetyki na rzecz energetyki odnawialnej. Ponadto decentralizacja wytwarzania energii, dywersyfikacja nośników energii pierwotnej i wykorzystanie lokalnych zasobów ograniczy szkody środowiskowe związane z wydobyciem i spalaniem paliw konwencjonalnych. Wspomniana ilość energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych pozwoli uniknąć emisji ok. 25÷30 mln ton CO_2 w wyniku substytucji węgla.

Energetyka jądrowa

Energia jądrowa zapewne nieuchronnie stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii dla gospodarki w przyszłości. Warto wspomnieć, że w światowym miksie paliwowym energia jądrowa stanowi 18%, w Unii Europejskiej zaś nawet – jak wspomniano wyżej – 30%. Z dzisiejszych szacunków wynika, że w trzeciej dekadzie obecnego wieku koszt energii elektrycznej z elektrowni węglowej z CCS może być blisko dwukrotnie, a z wiatrowej nawet 3-krotnie wyższy niż w elektrowni jądrowej.

Według danych MAEA obecnie czynnych jest w świecie 438 jądrowych bloków energetycznych o sumarycznej mocy ponad 371 GW. Budowane są 44 bloki, przy czym w samym tylko roku 2008 rozpoczęto budowę 10 bloków. Systematycznie ulegają poprawie parametry eksploatacyjne elektrowni jądrowych, wskaźnik dyspozycyjności przeciętnego bloku wzrósł z 77,2% w roku 1990 roku do 87,4% w roku 2006.

Pod względem oddziaływania na środowisko energetyka jądrowa jest traktowana jako bezemisyjna, czyli nieprzyczyniająca się do wzrostu efektu cieplarnianego, powstawania kwaśnych deszczy i innych zjawisk, wynikających z zanieczyszczenia atmosfery. Paradoksalna jest więc sytuacja, kiedy energetyka jądrowa będąca źródłem najczystszej energii, jest w wielu sytuacjach społecznie nieakceptowana, czy wręcz jako przedmiot lęków i uprzedzeń.

Polska jest jednym z ostatnich krajów rozwiniętych, nie posiadającym energetyki jądrowej, przy czym paradoksalnie jest przez elektrownie jądrowe otoczona (27 czynnych bloków jądrowych w odległości 300 km od granic Polski). Z zapowiedzi Rządu RP wynika, że należy jednak oczekiwać uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce w 2020 roku, dwa lata wcześniej natomiast powinna się pojawić w KSE energia z elektrowni jądrowej Ignalina na Litwie. Stopień akceptacji społecznej energetyki jądrowej w Polsce stopniowo wzrasta, daje się nawet zauważyć pewną konkurencję niektórych samorządów gminnych w ubieganiu się o lokalizację na określonym terenie.

Jaki „energy-mix" w 2020 roku?

Kryzys finansów i gospodarki światowej, mający także wpływ na spowolnienie rozwoju naszego kraju, zweryfikował w istotnym stopniu poglądy i oceny specjalistów odnośnie do prognozowanego rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Kryzys ujawni zapewne znaczny potencjał redukcji rynków końcowych energii, w tym rynku energii elektrycznej. Rok 2009 jest trzecim z rzędu rokiem spadku produkcji energii elektrycznej w Polsce (z maksymalnej wartości 161,96 TWh w 2006 roku – patrz rys.1). Zakładając – po wyjściu z kryzysu – tempo ponownego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną jak w piętnastoleciu 1990–2005, wydaje się, że trudno będzie oczekiwać w 2020 roku produkcji na poziomie przekraczającym 170 TWh.

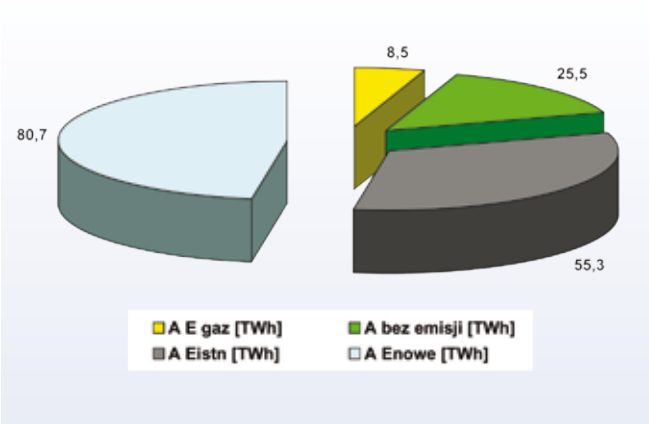
Szacunki te są zresztą zbieżne z prognozą ARE, przygotowaną dla potrzeb „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku"[1]. W dokumencie tym stwierdza się, że osiągnięcie celów unijnych w zakresie energii odnawialnej wymagać będzie produkcji energii elektrycznej brutto z OŹE w 2020 roku na poziomie 31 TWh, co będzie stanowić 18,4% produkcji całkowitej (odpowiednio 39,5 TWh i 18,1% udziału w roku 2030). Wynikająca stąd produkcja całkowita wynosi więc w 2020 roku 168,5 TWh, natomiast w 2030 roku 218,2 TWh.

Poniżej przeprowadzono analizę zapotrzebowania na nowe moce wielkoskalowej energetyki węglowej do 2020 roku w funkcji udziału generacji bez emisji CO_2 i udziału energii elektrycznej wytwarzanej z gazu.

W analizie przyjęto następujące założenia:

- aktualna emisja CO_2 ze źródeł krajowej elektroenergetyki – ok. 150 mln t/a;
- ograniczenie emisji o 20% do roku 2020, tj. do poziomu 120 mln t/a;
- nowe bloki na parametry nadkrytyczne o sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45÷46 %, gwarantującym emisję CO_2 nieprzekraczającą 750 kg/MWh;
- czas użytkowania mocy zainstalowanej tych jednostek na poziomie 7000 h/a;
- pozostałe (istniejące) bloki emitujące ok. 1000 kg/MWh dwutlenku węgla (choć wśród nich będą zmodernizowane bloki m.in. w *Elektrowni Turów,* czy *Bełchatów* – o mniejszej emisyjności);
- elektrownie bez emisji CO_2 – obejmują OŹE oraz elektrownie jądrowe.

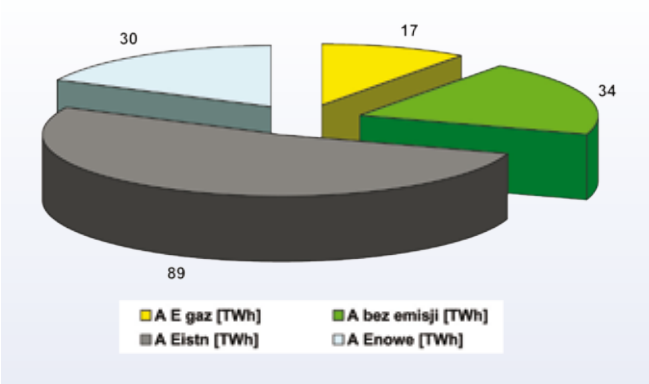
Wyniki analizy, przedstawione wariantowo na rysunkach 3 i 4, wskazują na kluczową rolę udziału źródeł bez emisji CO_2 (źródeł odnawialnych i jądrowych) oraz istotną rolę udziału gazu w miksie paliwowym krajowej elektroenergetyki dla ograniczenia emisji CO_2 o 20% w 2020 roku. I tak np. dla 15–procentowego udziału źródeł bez emisji (produkcja 25,5 TWh) i 5–procentowego udziału energii z gazu, ograniczenie emisji dwutlenku węgla z krajowej elektroenergetyki do 120 mln t wymusi potrzebę wyprodukowania blisko 81 TWh energii w nowych nadkrytycznych blokach węglowych (rys.3) i tylko nieco ponad 55 TWh w istniejących źródłach węglowych. Wymagać to będzie zainstalowania do 2020 roku ok. 11,5 GW w nowych wysoko sprawnych blokach węglowych.



Rys.3. Oczekiwana struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 r. przy 15–procentowym udziale produkcji energii elektrycznej bez emisji CO_2 i przy 5–procentowym udziale z gazu

Natomiast w wariancie bardziej ambitnym, przy udziale produkcji energii elektrycznej bez emisji na poziomie 20% (ok. 34 TWh) i 10–procentowym udziale energii z gazu (17 TWh), w nowych, wysoko sprawnych elektrowniach węglowych wystarczy wytworzyć tylko 30 TWh energii elektrycznej (rys.4), czemu odpowiada wymagany poziom mocy zainstalowanej tych źródeł niespełna 4,5 GW. Wymagana w tym przypadku produkcja w istniejących elektrowniach wzrasta do blisko 90 TWh, co nie powinno jednak być problemem uwzględniając podaż mocy osiągalnej istniejących elektrowni w 2020 roku (po odstawieniach) 26,8 GW [2].

Poziom 20% udziału energii bez emisji CO_2 wydaje się – zdaniem autora – realny, jeżeli do 2020 roku uda się oddać do eksploatacji pierwszą krajową elektrownię jądrową bądź w warunkach importu energii (np. z litewskiej elektrowni jądrowej w Ignalinie, bądź z elektrowni jądrowej w okręgu kaliningradzkim, której budowę zapowiedziała Rosja).



Rys.4. Oczekiwana struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 r. przy 20–procentowym udziale produkcji energii elektrycznej bez emisji CO_2 i przy 10–procentowym udziale z gazu

Uzyskane wyniki obalają także pewien mit, utrwalony w ostatnich latach, wskazujący na pilną potrzebę odtwarzania i budowy nowych mocy wytwórczych w energetyce konwencjonalnej na poziomie 1000 – 1200 MW rocznie. Jeżeli wziąć pod uwagę zgłoszenia potencjalnych inwestorów, a zwłaszcza „wysyp" przed 31 grudnia 2008 r. zgłoszeń o „rozpoczętych" inwestycjach w nowe moce wytwórcze na poziomie ok. 25 GW (co wyniknęło z możliwości uzyskania darmowych uprawnień do emisji CO_2 po 2013 roku), inwestycje w nowe moce wielkoskalowej energetyki węglowej na poziomie kilku GW są zapewne do zrealizowania.

Wnioski

W celu wypełnienia przez krajowy sektor elektroenergetyki wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego „3 x 20" do 2020 roku, a zwłaszcza ograniczenia o 20% emisji CO_2, niezwykle istotna jest potrzeba dynamicznego rozwoju źródeł nieemitujących tego gazu, tj. zarówno źródeł odnawialnych jak i jądrowych. Dostatecznie wysoki ich udział (przynajmniej do ok. 20%) oraz zwiększenie udziału niskowęglowego paliwa, jakim jest gaz w istotnym stopniu zdywersyfikuje krajowy „energymix" ograniczając jednocześnie dość radykalnie niezbędny udział nowych inwestycji w źródła węglowe. Jest to szczególnie istotne wobec nieodwracalnego kierunku rozwoju niskoemisyjnej energetyki Unii Europejskiej.

LITERATURA

[1] *ARE*: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku (zał. 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku"). Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, listopad 2009

[2] Majchrzak H.: Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, 7 maja 2009

[3] Pawlik M.: Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE. *Energetyka Cieplna i Zawodowa* 2009, nr 7/8, s. 24-29

[4] Pawlik M.: Elektrownie opalane węglem w świetle polityki ograniczania emisji CO_2. Mat. IX Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie Cieplne". Bełchatów/Słok 1-3 czerwca 2009, s. 79-88

[5] Pawlik M.: Uwarunkowania rozwoju elektrowni opalanych gazem. Mat. Konf. „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe". Kiekrz, 28-29 listopada 2005, s. 49-51

[6] Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2007, 2008, 2009/2010. *VGB PowerTech*

[7] Popczyk J.: Energetyka postprzemysłowa. Energetyka w społeczeństwie wiedzy. Mat. Seminarium Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN „Ekonomiczne aspekty elektroenergetyki rozproszonej", Warszawa, 24 kwietnia 2009