

MACIEJ PAWLIK\*

Politechnika Łódzka  
Instytut Elektroenergetyki

## Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne w krajowym systemie elektroenergetycznym

W pracy przeanalizowano możliwy rozwój krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w świetle najnowszego raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wskazującego potencjalne trendy i perspektywy w światowej energetyce. Na tle przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2020 roku oraz planów inwestycyjnych sektora oceniono możliwości ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 20%. Wymaga to zrównoważonej struktury paliwowej z uwzględnieniem zarówno zaawansowanej technologii węglowej jak i technologii gazowej a także istotnego zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii.

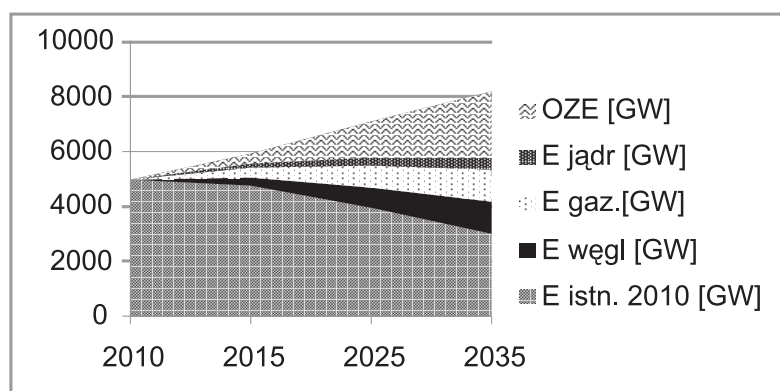
### 1 Wprowadzenie

Międzynarodowa Agencja Energetyczna opublikowała w listopadzie 2011 roku raport World Energy Outlook 2011 (WEO-2011) [1], w którym przeanalizowano możliwości i zagrożenia przed którymi stoi światowa energetyka oraz potencjalne scenariusze JEJ rozwoju. Paliwem, które znacznie zwiększa swój udział w światowym bilansie do 2035 r. jest gaz ziemny (w tym gaz niekonwencjonalny). Mimo niekorzystnych wskaźników emisyjnych przewiduje się także wzrost światowego zużycia węgla (do poziomu 25% powyżej zużycia w 2009 roku). Oczywiście dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii, które w sektorze elektroenergetyki stanowiąć będą ok. połowy nowych mocy zainstalowanych [1].

Z prognozy WEO-2011, przedstawionej na rys. 1 wynika także, że elektrownie opalane węglem i gazem będą w 2035 roku stanowić również ok. połowy całkowitego przyrostu mocy zainstalowanej w świecie.

---

\*E-mail: maciej.pawlik@p.lodz.pl



Rysunek 1. Zmiany mocy światowych elektrowni, istniejących w 2010 r. oraz przyrost nowych mocy z uwzględnieniem technologii wytwórczych do roku 2035, wg [1]

Powyższe stwierdzenia są ważnymi wskaźnikami dla dalszego rozwoju krajowego sektora wytwórczego energii elektrycznej. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki (tzw. „*energymix*”) wymaga odejścia od monostruktury węglowej, co wynika zarówno z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej do roku 2035, określanego skrótowo 3×20% do 2020 roku, jak i związanego z tym zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki. Wzorem – zapewne niedościgłym w dającym się przewidzieć okresie czasu – jest struktura paliwowa elektroenergetyki Unii Europejskiej, w której aż 46% energii elektrycznej jest wytwarzane z wykorzystaniem technologii bez emisji CO<sub>2</sub> (30% z energii jądrowej i 16% ze źródeł odnawialnych)[2].

Wymagania pakietu klimatyczno-energetycznego w odniesieniu do polskiego sektora wytwarzania energii, tj. wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w 2020 roku (do 15% w odniesieniu do energii finalnej) oraz ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o 20% budzą w Polsce obawy czy wyznaczone cele są realne. Przeprowadzona poniżej analiza wskazuje na możliwość ich spełnienia w obszarze krajowej elektroenergetyki drogą zrównoważonego rozwoju dostępnych technologii, tworzących optymalny „*energymix*”.

## 2 Źródła odnawialne i jądrowe

Konieczność dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce nie budzi wątpliwości. Zdaniem specjalistów istnieje możliwość zainstalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym do roku 2020 ok. 7000 do 11000 MW mocy w elek-

trowniach wiatrowych (do kwietnia 2011 r. przyłączono ok. 2000 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.

Na szeroką skalę powinna być stosowana w Polsce biomasa, głównie pozyskiwana z upraw rolniczych (agroenergetyki). Wydaje się też ponadto, że biomasa powinna być w dużej części przetwarzana na biogaz, bowiem w kogeneracyjnych źródłach biogazowych (agregatach kogeneracyjnych spalinowych) jest szansa na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego.

Reasumując, możliwe jest – według szacunków autora – uzyskanie w kraju w 2020 roku poziomu 25,5–31 TWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (z wiatru 12,5–17,5 TWh, z biomasy ok. 10 TWh i z wody ok. 3–3,5 TWh). Podobny poziom przewidywany jest w dokumencie Ministerstwa Gospodarki [6]. Należy także wziąć pod uwagę możliwość pojawienia się do 2020 roku, z istotnym udziałem, niezwykle dynamicznie rozwijającej się już w UE fotowoltaiki.

Energetyka jądrowa, podobnie jak odnawialne źródła energii, pod względem oddziaływania na środowisko traktowana jest jako źródło bezemisyjne. Po awarii w Fukushima przeciwnicy opcji jądrowej uzyskali poparcie dla swych tez o ryzykowności stosowanych rozwiązań, mimo tego energetyka jądrowa rozwija się nadal ze względu na jej potencjał w ograniczaniu emisji CO<sub>2</sub> i spełnianiu celów narodowych w tej dziedzinie.

W światowym „energymix” paliwowym energia jądrowa stanowi 18%, w Unii Europejskiej zaś nawet 30% [2]. W sierpniu 2011 roku, w 31 krajach świata znajdowało się w eksploatacji 434 elektrowni jądrowych o łącznej mocy ok. 387 GW, w budowie znajduje się dalsze 59, a ok. 200 jest planowanych do uruchomienia do roku 2030 [2]. Europa z 183 blokami jądrowymi stanowi blisko połowę aktywów jądrowych świata, w 16 krajach są budowane bądź planowane nowe bloki jądrowe.

Energia jądrowa zapewne nieuchronnie stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie w przyszłości jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii dla gospodarki. Rząd RP jest zdeterminowany uruchomić pierwszą elektrownię jądrową w Polsce przy czym realnym terminem uruchomienia pierwszego bloku jądrowego wydaje się najwcześniej rok 2022. A zatem obecnie jest już pewne, że do roku 2020 w bilansie energii elektrycznej w kraju nie pojawi się jeszcze energia z elektrowni jądrowej.

### 3 Utrzymująca się znacząca rola węgla w świecie

W roku 2010 import węgla do 27 krajów Unii Europejskiej wyniósł 134 mln t, podczas gdy rok wcześniej był na poziomie 125 mln t, a wszystko to mimo ograniczeń polityki energetyczno-klimatycznej. Niestety wydobycie węgla w Polsce maleje (w 2010 roku zaledwie ok. 65 mln t), rośnie natomiast import, który w minionym roku wyniósł 14 mln t. Ponieważ każdy kraj stara się wykorzystywać przede wszystkim rodzime zasoby paliw, Polska nie może rezygnować z energetyki węglowej, lecz powinna dalej ją rozwijać. Zasoby rodzimych paliw (głównie węgla kamiennego i brunatnego) decydują o tym, że Polska jest dziś 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.

Dla Polski, której energetyka oparta jest na węglu, niezwykle istotne jest, m.in. jednoznaczne stwierdzenie raportu WEO-2011 wskazujące, że technologia wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> (CCS – *carbon capture and storage*) zacznie odgrywać rolę dopiero pod koniec okresu objętego prognozą, tj. przed rokiem 2035. Raport wskazuje natomiast na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultra-nadkrytyczne. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana jako podstawowa także przez VGB PowerTech e.V. (Stowarzyszenie Eksploatatorów Dużych Elektrowni, do którego należy 478 firm z 34 krajów, reprezentujących elektrownie o mocy 520 GW).

Względne zmniejszenie zużycia paliwa ( $\delta b$ ), a tym samym emisji CO<sub>2</sub>, uzyskane drogą zastąpienia starego bloku energetycznego o sprawności netto  $\eta_1$  nowym blokiem o sprawności  $\eta_2$  określa prosta zależność

$$\delta b = \delta CO_2 = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2} . \quad (1)$$

Dla wartości sprawności  $\eta_1 = 32\%$  oraz  $\eta_2 = 45\%$  uzyskuje się zmniejszenie zużycia węgla oraz emisji dwutlenku węgla o 28,9%.

Redukcja ciepła odpadowego ( $\delta Q_{str}$ ), głównie odprowadzonego z wodą chłodzącą skraplacz, którą określa wzór

$$\delta Q_{str} = \frac{\delta b}{1 - \eta_1} , \quad (2)$$

jest jeszcze większa i dla podanych wyżej wartości sprawności wynosi aż 42,5%.

Utrzymywanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki i ustabilizowanie go w przyszłości wymusi dalszy rozwój krajowego parku elektrowni węglowych. Musi jednak nastąpić znaczący postęp technologiczny (ukierunkowany na rozwój niskoemisyjnych technologii węglowych), aby poza bezpieczeństwem elektroenergetycznym i efektywnością ekonomiczną sprostać rosnącym wymaganiom ochrony klimatu.

Każdy kolejny krajowy blok energetyczny, opalany węglem powinien być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600 °C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiąganych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali, tj. 600–620 °C, a być może wkrótce 650 °C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45–46%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> do poziomu poniżej 750 kg/MWh, czyli o blisko 30% mniejszego (patrz wzór (1)) od wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32–33%. Musi to być ponadto blok zaprojektowany w wersji *capture-ready* przewidujący wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (technologie CCS) w przyszłości, kiedy instalacje takie będą wreszcie opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne. Aktualnie elektrownie węglowe z CCS postrzegane są jako inwestycje o bardzo dużym stopniu niepewności, także z uwagi na niejasności w obszarze legislacji emisyjnej i handlu pozwoleniami na emisje węglowe.

PGE Elektrownia Opole wybrała już w przetargu wykonawcę dwóch bloków energetycznych na węgiel kamienny o mocy po 900 MW każdy, spełniających powyższe wymagania. Koncern EDF (właściciel Elektrowni Rybnik) ogłosił decyzję o budowie nowego bloku nadkrytycznego o mocy 900 MW opalanego węglem kamiennym, podpisując umowę na dostawę urządzeń dla nowego bloku z firmą Alstom. Rozstrzygnięty został przetarg na budowę bloku o mocy do 1000 MW w Elektrowni Kozienice (grupa ENEA). Bliski rozstrzygnięcia jest przetarg grupy PGE w Elektrowni Turów (blok klasy 450 MW na węgiel brunatny). W przetargach znajdują się jeszcze dalsze projekty dużych bloków energetycznych opalanych węglem kamiennym. Grupa ENERGA ogłosiła krótką listę potencjalnych wykonawców bloku 850–1000 MW w Elektrowni Ostrołęka – priorytetowego elementu krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) dla stabilności pracy systemu w północno-wschodniej Polsce. Grupa TAURON zamierza wybudować blok o mocy 800–910 MW w Elektrowni Jaworzno III (podpisana umowa na przyłączenie z PSE Operator), natomiast Elektrownia Północ, należąca do Kulczyk Investment, planuje w 2012 roku zakończyć drugi etap przetargu na wykonawcę dwóch bloków o mocy 780–1050 MW. Ambitne plany budowy wraz z partnerem biznesowym elektrowni węglowej o podobnej mocy ma także Kompania Węglowa,

inwestor spoza branży energetycznej (w końcu czerwca 2012 r. podpisany został list intencyjny z partnerem azjatyckim). Gdyby wszystkie wspomniane inwestycje zostały zrealizowane, wówczas do roku 2010 pojawiłoby się w KSE ok. 8600 MW nowych mocy w wielkoskalowych blokach węglowych.

## 4 Era gazu ziemnego

Zarówno czynniki po stronie podaży jak i popytu wskazują – według raportu WEO-2011 – na ogromną przyszłość gazu ziemnego, w tym gazu niekonwencjonalnego. Poziom światowego handlu gazem podwoi się do 2035 roku, z czego jedna trzecia przyrostu kierowana będzie do Chin. Na gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, gaz zamknięty (*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. Przykładem jest tu Polska, na terytorium której znajdują się prawdopodobnie jedne z większych złóż gazu łupkowego. Bardzo wstępne wyniki wierceń są na tyle zachęcające, że resort gospodarki w przyszłym roku ma się zająć aktualizacją polityki energetycznej, z uwzględnieniem gazu łupkowego i co za tym idzie rozwoju elektroenergetyki opartej na gazie ziemnym.

Aktualnie w Polsce, w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych ok. 880 MW<sub>e</sub>, co daje ok. 3% udział w strukturze paliwowej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas, gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20% [2]. Część ekspertów ocenia, że Polska już w latach 2015–2020 będzie znaczącym producentem gazu łupkowego, co powinno skłaniać do zmian w planach inwestycyjnych na korzyść energetyki gazowej. Warto tu zwrócić uwagę na fakt, że w świecie są dwa poziomy cen gazu: pierwszy, oparty na indeksie cen ropy naftowej, a drugi na kosztach wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Ta druga cena jest obecnie znacznie niższa i nawet jej stopniowy wzrost nie powinien zniechęcać do inwestycji w moce wytwórcze na gazie.

Gaz jako paliwo dla elektrowni ma trzy fundamentalne zalety: niską emisyjność, niskie nakłady inwestycyjne i krótki czas budowy. Emisja CO<sub>2</sub> na jednostkę produkowanej energii w układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w układach kombinowanych gazowo-parowych tylko ok. 420 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę, wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych.

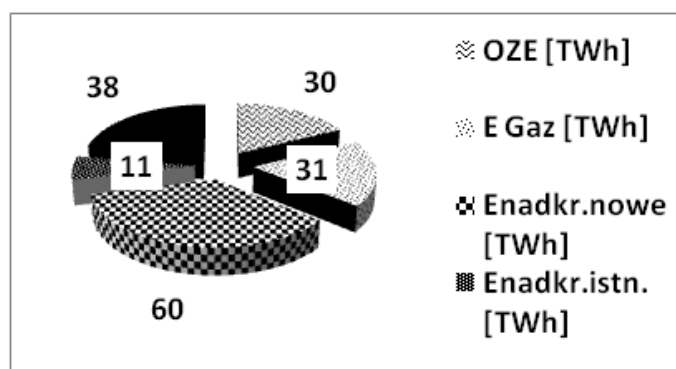
Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji). Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla źródeł wiatrowych. Stąd też mimo znanych zagrożeń (ryzyko cen gazu, uzależnienie od zewnętrznych źródeł zaopatrzenia) przewiduje się dalszy wzrost ich udziału w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej. W 2010 roku w całej Unii przybyło blisko 53 GW nowej mocy, w tym największy udział, bo aż ponad 28 GW miały elektrownie opalane gazem (na drugim miejscu była fotowoltaika – 12 GW, a na trzecim energetyka wiatrowa – 9,3 GW).

O planach budowy elektrowni opalanych gazem informują polskie grupy: PGE, TAURON i ENERGA, a także firmy spoza branży: PGNiG, PKN Orlen, KGHM, ZA Puławy. Realizowana jest budowa bloku gazowo-parowego klasy 430 MW<sub>e</sub> w Stalowej Woli (wspólna inwestycja grupy TAURON i PGNiG). Grupa TAURON ogłosiła ponadto przetarg na budowę bloku gazowo-parowego o mocy 135 MW<sub>e</sub> w EC Katowice, wspólnie z KGHM zamierza także realizować blok gazowy o mocy 850 MW w Elektrowni Blachownia. PGNiG po przejęciu aktywów Vattenfall Heat w Warszawie chce pobudować dwa bloki gazowo-parowe klasy 450 MW<sub>e</sub> w EC Żerań i EC Siekierki. Zarząd PGE ogłosił przetargi na budowę bloków gazowo-parowych kogeneracyjnych w Elektrowni Pomorzany (200–270 MW<sub>e</sub>), w EC Bydgoszcz (tej samej mocy lub mocy 400–450 MW<sub>e</sub> oraz w EC Gorzów (100–140 MW<sub>e</sub>). Zakłady Azotowe Puławy oraz Vattenfall i PGE podpisały, 31 maja 2011 r., umowę trójstronną o przeniesieniu praw do projektu budowy i eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni o mocy ok. 840 MW. GDF Suez podpisał z PSE Operator umowę o przyłączenie dwóch bloków gazowo-parowych w Płocku o mocy 456 MW<sub>e</sub> każdy. Grupa ENERGA przygotowuje budowę elektrowni gazowo-parowej o mocy 860 MW<sub>e</sub> w Grudziądzu, zaś PKN Orlen – budowę bloku gazowo-parowego o mocy 400–500 MW<sub>e</sub> we Włocławku.

Wspomniane wyżej plany inwestycje przekraczają poziom 5200 MW<sub>e</sub>, tak więc ich realizacja choćby w połowie (zapewne bardziej realna) stworzy możliwość wyprodukowania (łącznie z już istniejącymi jednostkami gazowymi o mocy ok. 880 MW) co najmniej 17 TWh, tj. około 10% produkcji w 2020 roku. Gazowy boom energetyczny w kraju zależeć więc będzie od tego jak duży będzie udział gazu w pokrywaniu potrzeb energetycznych. Szacunki specjalistów są różne i mówią, że energetyka gazowa powinna dostarczać od ok. 10% do nawet 20% energii elektrycznej w 2020 roku.

## 5 Jaki „energymix” krajowej elektroenergetyki?

Gdyby zrealizowane zostały wszystkie wspomniane w rozdz. 3 i 4 inwestycje w bloki węglowe i gazowe, wówczas – z uwzględnieniem produkcji energii elektrycznej w trzech już istniejących blokach nadkrytycznych (Pątnów, Łagisza i Bełchatów), oraz produkcji energii ze źródeł odnawialnych na możliwym do osiągnięcia poziomie 30 TWh – można byłoby oczekiwać struktury paliwowej krajowej elektroenergetyki w 2020 roku takiej, jak na rys. 2.



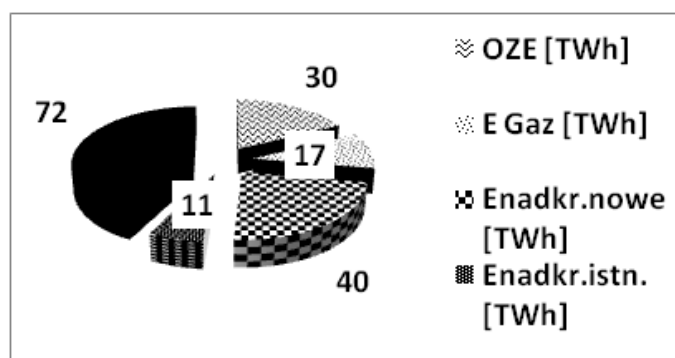
Rysunek 2. Możliwa struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki przy pełnej realizacji zamierzonych inwestycji w nadkrytyczne bloki węglowe i bloki gazowo-parowe

Struktura ta wydaje się mało realna, chociaż wydaje się atrakcyjna ze względu na istotną dywersyfikację oraz wskaźniki ekologiczne (tylko ok. 107 mln t emitowanego CO<sub>2</sub>), wskazuje bowiem dość jednoznacznie na zbędne przeinwestowanie przy jednoczesnym niewykorzystaniu istniejących elektrowni węglowych (tylko ok. 38 TWh produkcji przy potencjale ok. 25 GW jeszcze w 2020 r.).

Konferencja klimatyczna ONZ w Durbanie nie wpłynęła na zmianę unijnych limitów emisji, w związku z tym – zgodnie z pakietem klimatyczno-energetycznym – obowiązuje zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> o 20% do roku 2020. Jaka więc może być struktura paliwowa („energymix”), która zapewni wytworzenie w 2020 roku w kraju wymaganej ilości energii elektrycznej (ok. 170 TWh) przy jednoczesnym ograniczeniu emisji CO<sub>2</sub> o 20% (do ok. 120 mln t) z uwzględnieniem dostępnych technologii: węglowej, gazowej i bazującej na odnawialnych źródłach energii (OZE). Wyniki analizy przeprowadzonej przez autora przedstawiono na rys. 3.

Z diagramu na rys. 3 wynika, że dla ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> z sektora elektroenergetyki o 20% wymagany będzie udział źródeł gazowych na poziomie ok. 10% (17 TWh – zapewne osiągalne), czyli realizacja ok. 60% zamierzonych inwestycji oraz, że wystarczy 6–7 nowych bloków nadkrytycznych klasy 900 MW (np.



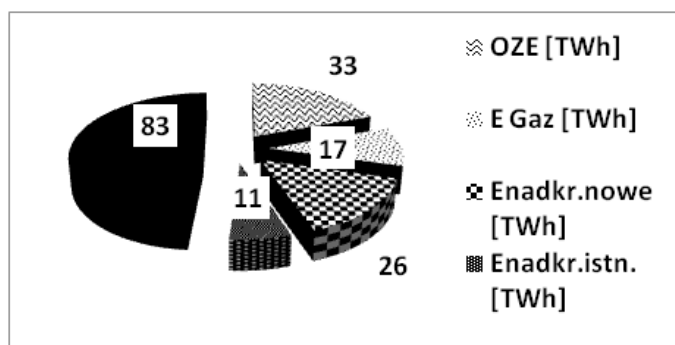


Rysunek 3. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 roku, wymagana dla ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 20%

realizacja zapoczątkowanych inwestycji krajowych grup energetycznych oraz EdF w Rybniku) z produkcją na poziomie 40 TWh. W istniejących blokach węglowych zajdzie potrzeba wyprodukowania ok. 72 TWh energii elektrycznej.

W ostatnim czasie obserwuje się w krajowej elektroenergetyce znaczne zahamowanie procesu przygotowania inwestycji, czy wręcz odstąpienie od realizacji nowych mocy wytwórczych, zwłaszcza wielkoskalowych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. Realizowane są już nowe bloki gazowo-parowe w Stalowej Woli i we Włocławku, zaawansowane realizacje kolejnych: w Płocku (przetarg na projekt budowlany), Grudziądzu (wybrany inżynier kontraktu) oraz w elektrociepłowniach Grupy PGE (Gorzów Wlkp., Bydgoszcz, Pomorzany – przetargi w toku) stwarzają realne podstawy do uzyskania w 2020 r. 10% produkcji energii elektrycznej z gazu, wszystko wskazuje jednak na to, że z planowanych 9 bloków na węgiel kamienny zrealizowane zostaną jedynie 4 (budowany blok 1075 MW w Elektrowni Kozienice, 2 bloki 900 MW w Elektrowni Opole i blok 900 MW w Elektrowni Jaworzno). W tej sytuacji dla ograniczenia w 2020 r. emisji CO<sub>2</sub> z sektora elektroenergetyki o 20% niezbędne będzie zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do poziomu 33 TWh oraz udziału istniejących bloków węglowych do poziomu 83 TWh (rys. 4).

Przedstawiona na rys. 4 struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki jest, zdaniem autora, możliwa do osiągnięcia. Uzyskanie wymaganej produkcji energii elektrycznej w istniejących elektrowniach węglowych nie powinno być – przy posiadanym potencjale – istotnym problemem. W odniesieniu do źródeł odnawialnych natomiast pewien optymizm może wynikać z faktu realizacji z wyprzedzeniem krajowego planu działania, określonego przez Ministerstwo Gospodarki [6]. Pewne nadzieje można także wiązać z dopiero zapoczątkowanym w kraju



Rysunek 4. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 roku, wymagana dla ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 20%, przy znaczącym ograniczeniu inwestycji

(a niezwykle dynamicznym w świecie) rozwojem fotowoltaiki oraz rozproszonej energetyki „prosumenckiej”. Źródła odnawialne pozostają wciąż na środku sceny energetyki światowej, dlatego przyspieszenie ich rozwoju w kraju jest niezwykle istotne wobec nieuchronnego zaostrzania norm środowiskowych.

## 6 Podsumowanie

Możliwe jest spełnienie przez krajowy sektor elektroenergetyki wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego „3×20” do 2020 roku, a zwłaszcza ograniczenia o 20% emisji CO<sub>2</sub> bez udziału energetyki jądrowej, także w warunkach radykalnego ograniczenia inwestycji w nowe źródła energii. Najskuteczniejszą drogą do osiągnięcia tego celu jest zrównoważona struktura paliwowa „energymix”, uwzględniająca udział wielkoskalowych bloków energetycznych na parametry nadkrytyczne (ok. 15%), rozwój odnawialnych źródeł energii ( udział ok. 20%) oraz zwiększenie udziału niskowęglowego paliwa jakim jest gaz (do poziomu co najmniej 10%). Panuje bowiem dość powszechne przekonanie, że szeroka struktura „energymix” stanowi najlepszą podstawę dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego, przyjaznego środowisku i uzasadnia ekonomicznie koszty dostarczenia energii. Stworzy ona także podstawę dla dalszego rozwoju krajowego parku elektrowni, co jest szczególnie istotne wobec nieodwracalnego kierunku rozwoju niskoemisyjnej energetyki Unii Europejskiej.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania

energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zeroemisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO<sub>2</sub> ze spalin.

*Praca wpłynęła do redakcji we wrześniu 2012 r.*

## Literatura

- [1] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2011*.
- [2] VGB PowerTech: *Zahlen Und Fakten – Energieerzeugung 2009/2010, 2011/2012*.
- [3] 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 r.
- [4] Majchrzak H.: *Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, 7.05.2009.
- [5] Pawlik M.: *“Energy mix” krajowej elektroenergetyki w 2020 roku*. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 6, 89–92.
- [6] Ministerstwo Gospodarki: *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*. Warszawa, maj 2010 r.

### Advanced power units in the national energy system

#### S u m m a r y

The paper analyzed is the further development of the national electricity generation sector including the latest report by the International Energy Agency, indicating the potential trends and prospects in the global energy sector. On the background of the anticipated increase in the electricity demand by 2020, and the power sector investment plans outlined was the possibility of reducing CO<sub>2</sub> emissions by 20%. This development requires a balanced fuel mix, taking into account both the advanced coal and gas technologies as well as a substantial increase in the share of renewable energy sources.