

„Energymix” krajowej elektroenergetyki w 2020 roku

Streszczenie. Przedstawiono stan aktualny i rozwój krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w świetle pakietu klimatycznego UE. Na tle przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2020 roku wskazano oczekiwaną strukturę paliwową krajowej elektroenergetyki dla ograniczenia emisji CO₂ o 20 %. Wymaga to zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii i wdrożenia energetyki jądrowej.

Abstract. The paper presents the actual state and development of electricity generation in Poland in a view of the UE climate change package. Along with the long-term forecast of electricity demand, the possible energymix of power sector in Poland up to year 2020 is presented. It is based on increase of share of renewable energy sources and start-up of nuclear power stations for 20 % reducing of CO₂ emission. (*Energymix of polish electricity generation sector in year 2020*)

Słowa kluczowe: zaawansowane technologie węglowe, pakiet klimatyczny, odnawialane źródła energii.

Keywords: advanced coal technologies, climate change package, renewable energy sources

Wstęp

Obserwowany od dwóch lat 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. Świat i Polska po kryzysie będą zapewne wyglądać inaczej. Ujawniony zostanie zapewne znaczny potencjał redukcji rynków końcowych energii, w tym rynku energii elektrycznej. Rok 2009 był w Polsce trzecim z rzędu rokiem spadku produkcji energii elektrycznej (ze 161,96 TWh w 2006 roku do 150,9 TWh w 2009 roku – patrz rys. 1).

Jednak mimo tych okoliczności, wynikających z kryzysowej sytuacji, problem niedoboru mocy i energii w krajowym systemie elektroenergetycznym nie znika, jedynie nieco się łagodzi i przesuwa na lata późniejsze. Można dziś przypuszczać, że w latach 2015-2016 może wystąpić trwała przewaga popytu nad podażą, o ile do tego czasu nie zostaną zbudowane nowe źródła wytwórcze.

Sytuacja wymaga jednak rzetelnej oceny realnych możliwości odtwarzania i rozbudowy mocy wytwórczych, z uwzględnieniem pełnego „energymix” krajowej elektroenergetyki, obejmującego węgiel kamienny i brunatny, gaz, źródła odnawialne oraz energię jądrową. Rzeczą podstawową jest bowiem traktowanie konwencjonalnych elektrowni parowych (opalanych węglem ale także gazem), odnawialnych źródeł energii i elektrowni jądrowych nie jako konkurencyjnych, ale jako równorzędnych elementów zorientowanego na przyszłość, zapewniającego bezpieczeństwo dostaw energii i efektywnego ekonomicznie paliwowego „energymix” krajowej elektroenergetyki.

Ile nowych mocy w technologii węglowej?

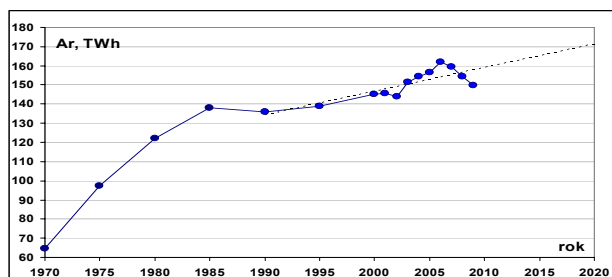
Nie ulega wątpliwości, że utrzymywanie nadal odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki i ustabilizowanie go w przyszłości wymusi dalszy rozwój krajowego parku elektrowni węglowych (wielkoskalowych), węgiel bowiem będzie jeszcze w następnych dziesięcioleciach odgrywał istotną rolę jako pierwotne źródło energii. Musi jednak nastąpić znaczący postęp technologiczny aby sprostać rosnącym wymaganiom ochrony klimatu.

Uwzględniając zaawansowanie klasycznej technologii wytwarzania energii elektrycznej, opartej na obiegu Rankine'a (technologia PF – Pulverized Coal-Fired), każdy kolejny krajowy blok energetyczny, opalany węglem kamiennym musi być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600 °C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiągniętych 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 CO₂ do poziomu 750 kg/kWh, czyli o ok. 30 % mniejszego niż dla 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 – Carbon Capture and Storage) w przyszłości, kiedy instalacje takie będą opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne, czego oczekuje się ok. 2020 roku.

Z drugiej strony ważne jest osiągnięcie unijnych celów pakietu klimatyczno-energetycznego w 2020 r. w Polsce (15 % udział energii odnawialnej w odniesieniu do zużycia finalnego i ograniczenie emisji CO₂ o 20 %), co budzi w Polsce wiele kontrowersji i obaw czy wyznaczone w nim cele są dla Polski realne. Pesymiści twierdzą, że jego realizacja to zbyt duże obciążenie, optymiści natomiast upatrują w nim szansę na rozwój gospodarczy. Realizacja pakietu będzie mieć istotny wpływ na wymagany udział produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz z elektrowni jądrowych a także na wynikający stąd niezbędny udział nowych bloków węglowych.

Poniżej przeprowadzono analizę zapotrzebowania na nowe moce wielkoskalowej energetyki węglowej do 2020 roku w funkcji udziału generacji bez emisji CO₂. Przyjęto przy tym na wstępie, że udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem wyniesie w 2020 roku 5 %, choć może być wyższy, co wynika z dalszych rozważań.

Punktem wyjścia do analizy jest prognozowana wartość produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku. Zakładając – po wyjściu z kryzysu – tempo ponownego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną jak w piętnastoleciu 1995-2005, wydaje się, że trudno będzie oczekiwać w 2020 roku produkcji na poziomie przekraczającym 170 TWh (patrz rys. 1.)



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce od roku 1970

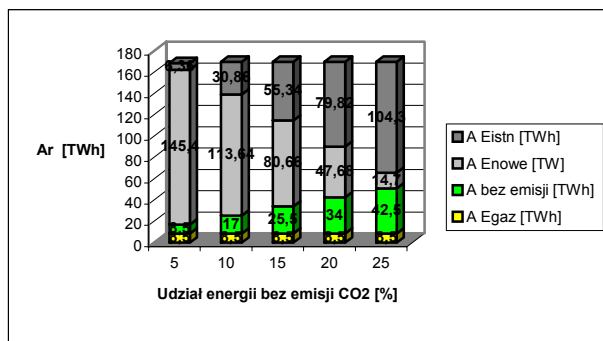
VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

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 OZE w 2020 roku na poziomie 31 TWh, co będzie stanowiło 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.

W analizie przyjęto następujące założenia:

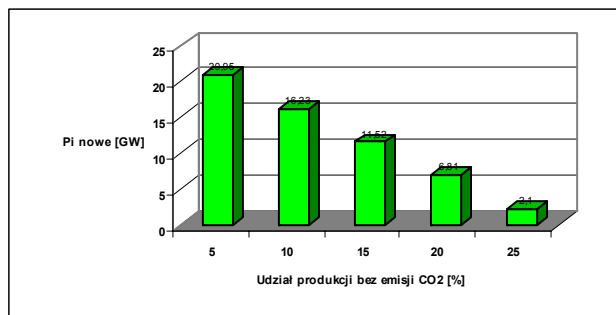
- aktualna emisja CO₂ ze źródeł krajowej elektroenergetyki – ok. 150 mln t/a;
- wymagane ograniczenie emisji o 20 % do roku 2020, tj. do poziomu 120 mln t/a;
- nowe bloki na parametry nadkrytyczne o sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45÷46 %, gwarantującym jednostkową emisję CO₂ nie przekraczającą 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 CO₂ - obejmują odnawialne źródła energii oraz elektrownie jądrowe (w kategorii tej może się mieścić także import energii elektrycznej).

Wyniki analizy, przedstawione na rys.2 i 3 wskazują na kluczową rolę udziału źródeł bez emisji CO₂ (źródeł odnawialnych i jądrowych) w miksie paliwowym krajowej elektroenergetyki dla ograniczenia emisji CO₂ o 20 % w 2020 roku. I tak np. dla 15 %-owego udziału źródeł bez emisji (produkcja 25,5 TWh) ograniczenie emisji dwutlenku węgla z krajowej elektroenergetyki do 120 mln t/a wymusi potrzebę wyprodukowania blisko 81 TWh energii w nowych nadkrytycznych blokach węglowych (rys.2) i tylko nieco ponad 55 TWh w istniejących źródłach węglowych. Wymagać to będzie zainstalowania do 2020 roku ok. 11,5 GW (rys.3) w nowych wysokosprawnych blokach węglowych.



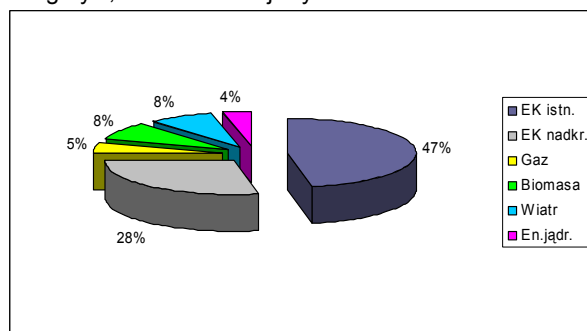
Rys.2. Oczekiwana struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 r. w zależności od udziału produkcji energii elektrycznej bez emisji CO₂ (obliczenia własne)

Natomiast przy udziale produkcji energii elektrycznej bez emisji na poziomie 20 % (ok. 34 TWh) udział energii z nowych, wysokosprawnych elektrowni węglowych kształtuje się na poziomie poniżej 48 TWh (rys.2), czemu odpowiada wymagany poziom mocy zainstalowanej tych źródeł 6,81 GW (rys.3). Wymagana w tym przypadku produkcja w istniejących elektrowniach wzrasta do ok. 80 TWh, co nie powinno być problemem uwzględniając podaż mocy osiągalnej istniejących elektrowni w 2020 roku (po odstawieniach) na poziomie 26,8 GW [2].



Rys. 3. Wymagany poziom mocy zainstalowanej nowych wysokosprawnych elektrowni węglowych w zależności od udziału produkcji energii elektrycznej bez emisji CO₂ (obliczenia autora)

Poziom 20 % udziału energii bez emisji CO₂ wydaje się realny jeżeli do 2020 roku uda się oddać do eksploatacji pierwszą krajową elektrownię jądrową. Możliwy jest także wariant włączenia energii z litewskiej elektrowni jądrowej w Ignalinie (6÷7 TWh/a), bądź elektrowni jądrowej w okręgu kaliningradzkim, której budowa jest już zatwierdzona przez rząd Rosji. Trzeba mieć na uwadze, że 20 % udziału produkcji energii elektrycznej bez emisji dwutlenku węgla to jeszcze poziom odległy od osiągniętego w Unii Europejskiej udziału 46 %, stanowiłby jednak poważny krok w kierunku dywersyfikacji bazy paliwowej krajowej elektroenergetyki, na co wskazuje rys. 4



Rys. 4. Możliwa do osiągnięcia struktura paliwowa (energymix) krajowej elektroenergetyki w 2020 roku

Uzyskane wyniki obalają także pewien mit, utrwalony w ostatnich latach, wskazujący na pilną potrzebę odtwarzania i budowy nowej mocy wytwórczych w wielkoskalowej energetyce konwencjonalnej na poziomie 1000 do 1200 MW rocznie.

Jeżeli wziąć pod uwagę zgłoszenia potencjalnych inwestorów, zwłaszcza „wysyp” przed 31 grudnia 2008 r. zgłoszeń o „fizycznie rozpoczętych” inwestycjach w nowe moce wytwórcze na poziomie ok. 25 GW (co wyniknęło z możliwości uzyskania darmowych uprawnień do emisji CO₂ po 2013 roku), inwestycje w nowe moce wielkoskalowej energetyki węglowej na poziomie 7 GW stanowią niepełne 30 % zamierzeń i są zapewne do zrealizowania.

Możliwości realizacji powyższego scenariusza Elektrownie gazowe

W powyższej analizie założono wstępnie, że udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem wyniesie w 2020

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

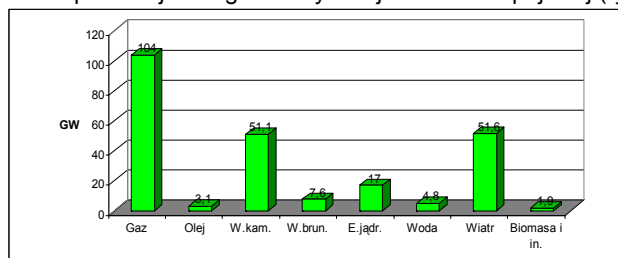
roku 5 %. Zwiększenia udziału „niskowęglowego” paliwa jakim jest gaz jest istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i poprawy właściwości ekologicznych źródeł energii. Drogą do tego będzie zwiększenie ilości gazu – w pierwszej kolejności do produkcji skojarzonej w elektrociepłowniach. Pierwsze instalacje, 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 pracują w krajowym systemie elektroenergetycznym. W dużej części jest to 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 udział gazu w strukturze paliw krajowej elektroenergetyki wzrósł z 1,9 % w 2005 r. do 3,02 % w 2007 r. i 3,49 % w pierwszym kwartale 2008 r.

Przyrost udziału gazu w produkcji energii elektrycznej powinien jednak obejmować także bloki gazowe do pracy szczytowej i wysokosprawne kombinowane bloki gazowo-parowe do pracy podstawowej. Mogą one – poza nowymi lokalizacjami (np. w północnej części kraju, dla poprawy topologii terytorialnej źródeł energii) – zastępować także wyeksploatowane bloki węglowe w istniejących elektrowniach, przyczyniając się tym samym do ograniczenia emisji CO₂. Oczekiwana internalizacja kosztów zewnętrznych (głównie kosztów ochrony środowiska) powinna w przyszłości sprzyjać zwiększeniu udziału gazu w krajowej elektroenergetyce.

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: KGHM, ZA Puławy, ZA Tarnów-Mościce. Dla 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 %. Ten kierunek rozwoju krajowego parku elektrowni można uznać za interesujący i efektywny

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. 5).



Rys. 5. Planowane i zapowiedziane inwestycje w elektrowniach UE (stan na 8/2009), wg [5]

Odnawialne źródła energii

Pakiet klimatyczno-energetyczny Unii Europejskiej określający w jednym z trzech celów osiągnięcie w 2020 roku 20 % -owego udziału odnawialnych źródeł energii (dla Polski 15 %) wymaga pilnego zintensyfikowania działań na rzecz zwiększenia udziału tych źródeł w strukturze paliwowej krajowej elektroenergetyki. Zwiększy to bezpieczeństwo energetyczne (dywersyfikacja źródeł energii) i skutecznie ograniczy emisję CO₂, sprzyjając jednocześnie realizacji wspomnianego pakietu.

Szacunki specjalistów wskazują na możliwość zainstalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym do 2020 roku ok. 7000 do 11000 MW (raport Polskiego Stowarzyszenia Elektrowni Wiatrowych ze stycznia 2010 r. przewiduje nawet 13000 MW) mocy w elektrowniach wiatrowych. Do września 2009 roku przyłączono wprawdzie do sieci tylko 666 MW, podpisano jednak umowy na dalsze ok. 1200 MW, natomiast operatorzy sieci wydali już warunki przyłączenia do sieci na łączną moc ok. 12300 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 .

Technologia przetwarzania energii wiatru na energię elektryczną jest prosta i znana od dawna. Elektrownię wiatrową tworzy zespół turbiny wiatrowej (dziś najczęściej trójłopatowej) i generatora synchronicznego lub asynchronicznego, napędzanych bezpośrednio lub przez przekładnię. Moce jednostkowe elektrowni wiatrowych zawierają się w granicach od kilkuset kW do 3,5 MW, przy czym najczęściej dziś instalowane – także w krajowej elektroenergetyce – mają moc 2 MW.

Podstawową wadą elektrowni wiatrowej jest duża zmienność produkcji energii elektrycznej w, która – jak wiadomo – zależy od prędkości wiatru w trzeciej potędze, przy jednoczesnej trudności z dokładnym prognozowaniem prędkości wiatru. W sytuacji zainstalowania dużej liczby elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym i nieprzewidywalności produkcji energii przez te elektrownie konieczne będzie zwiększenie rezerwy mocy w regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej (rezerwy wirującej). Skutkować to będzie koniecznością pracy wybranych elektrowni konwencjonalnych (węglowych) z niepełną mocą i za taką usługę trzeba będzie zapłacić.

Mówiąc o elektrowniach wiatrowych trzeba mieć też świadomość proporcji. Według przybliżonych szacunków wypełnienie krajowej luki generacyjnej (na skutek wycofywania z eksploatacji przestarzałych jednostek) blokami węglowymi wymagałoby zainstalowania do 2020 roku np. 16 bloków klasy 858 MW (blok budowany w Bełchatowie). Dla uzyskania tego samego efektu przy wykorzystaniu wyłącznie energii wiatru niezbędna byłaby instalacja ok. 25 000 elektrowni wiatrowych o mocy po 2 MW (z czasem użytkowania mocy zainstalowanej 1750 h/a) i oczywiście z niezbędną rezerwą mocy w elektrowniach węglowych.

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. Współspalanie jest najprostszą i najszybszą metodą wykorzystania biomasy do produkcji energii elektrycznej i ciepła, co wynika z relatywnie niskich nakładów inwestycyjnych, związanych z przystosowaniem istniejących kotłów energetycznych do tego procesu. Współspalanie jest aktualnie realizowane w ok. 20 krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Wraz z węglem współspalana jest głównie biomasa drzewna (zrębki, trociny) i biogaz, ale także odpady z produkcji zwierzęcej i roślinnej (wytłoki z rzepaku, z produkcji kawy zbożowej, śruta, czy mączka

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

koszna). Współspalanie można dzisiaj uznać za technologię, stanowiącą poważne źródło w strukturze wytwarzania energii odnawialnej (patrz tab. 1).

Tabela 1. Produkcja energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii w Polsce, wg URE

Rodzaj OZE	Produkcja w 2005 r.[GWh]	Produkcja w 2008 r.[GWh]
Elektrownie biomasowe	468,0	515,0
Elektrownie biogazowe	104,5	220,9
Elektrownie wiatrowe	135,3	790,3
Elektrownie wodne	2175,6	2153,9
Współspalanie	877,0	2538,8
Razem	3760,3	6218,9

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 perspektyw dla pozyskiwania oczekiwanych ilości i jakości biomasy. Ścierają się przy tym poglądy, czy biomasa – jeśli ma być spalana – to w małych rozproszonych źródłach do tego przystosowanych (czyli powinna stanowić 100 % masy paliwa), czy współspalana z węglem (stanowiąc kilkuprocentową frakcję).

Wydaje się ponadto, że biomasa powinna być raczej przetwarzana na biogaz/bioetan, bowiem w kogeneracyjnych źródłach biogazowych (agregatach kogeneracyjnych spalinowych lub mikroturbinach gazowych) 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 ok. 60 TWh energii w paliwie pierwotnym (szacunki prof. J. Popczyka są nawet wyższe - ok. 80 MWh/ha), czyli ok. 20 TWh energii elektrycznej i w skojarzeniu ok. 30 TWh ciepła, w przypadku wystąpienia zapotrzebowania na ciepło.

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 powinno 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.

Podsumowanie

Reasumując, możliwa – według szacunków autora - do uzyskania w kraju w 2020 roku produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na poziomie 28÷33 TWh (z wiatru 12,5÷17,5 TWh, z biomasy ok. 10 TWh i z wody ok. 5,5 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 CO₂ w wyniku substytucji węgla. Ograniczy także do rozsądnych rozmiarów udział wielkoskalowej energetyki węglowej, istotnego emitenta dwutlenku węgla.

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 r.
- [2]. Majchrzak H.: Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku. *Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN*, Warszawa, 7.05.2009
- [3]. Pawlik M. Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE. *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2009, nr 7/8, s. 24-29
- [4]. Pawlik M.: Uwarunkowania rozwoju elektrowni opalanych gazem. *Mat. Konf. „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*, Kiekrz, 28-29.11.2005, s. 49-51
- [5]. Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2007, 2008, 2009/2010. *VGB PowerTech*

Autor: prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, E-mail: maciej.pawlik@p.lodz.pl