

Przyszłościowe technologie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

Streszczenie. W pracy jest przedstawiona analiza przyszłościowych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Analizę wykonano dla 18-stu technologii w 3-ch grupach źródeł wytwórczych: elektrowni systemowych, elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz elektrowni i elektrociepłowni małej mocy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną oraz jednostkowe, zdyskontowane na rok 2014, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂.

Abstract. The paper presents the analysis of technologies of electricity generation and electricity and heat cogeneration of the future for Polish electric industry. The analysis was made for eighteen technologies in three kinds of electricity generation sources: system power plants, large and medium scale combined heat and power (CHP) plants and small scale power plants and CHP plants. For every particular technologies the quantities characterizing their energy effectiveness and unit electricity generation cost, with CO₂ emission payment, discounted of 2014 year, were determined. (**Electricity generation technologies of the future in Poland**)

Słowa kluczowe: elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna.

Keywords: power plant, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness.

Wprowadzenie

Konieczność przyjęcia nowego porozumienia, przez Stronę Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, którą podpisało i ratyfikowało 189 państw, w tym Polska, w sprawie zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych po roku 2012, w związku z wygaśnięciem Protokołu z Kioto, oraz wydane przez Parlament Europejski i Radę związane z tym dyrektywy [1,2,3,4] stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w I-szej połowie naszego wieku zaawansowanych technologii energetycznych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Według opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, IEA), aby uniknąć katastrofy klimatycznej, to znaczy uniknąć wzrostu temperatury na Ziemi o więcej niż 2°C, Świat powinien do roku 2050 zredukować emisję CO₂, z poziomu ok. 36 mld ton CO₂ w roku 2013 do poziomu ok. 14 mld ton CO₂ w roku 2050. Pozwoliliby to zahamować wzrost koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie ok. 450 ppm w roku 2050, w porównaniu z koncentracją CO₂ w atmosferze na poziomie 400 ppm w roku 2013. W związku z tym są analizowane dwa scenariusze zużycia paliw kopalnych i emisji CO₂: referencyjny, który doprowadziłby w roku 2050 do emisji ok. 62 mld ton CO₂ i koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie 550 ppm, co spowodowałoby katastrofalny wzrost temperatury na naszej planecie o ok. 4°C oraz scenariusz tzw. 450, zgodnie z którym, aby nie dopuścić do wzrostu temperatury na Ziemi o więcej niż 2°C powinno nastąpić zmniejszenie emisji CO₂ do roku 2050 do poziomu ok. 14 mld ton CO₂ rocznie i dzięki temu zahamowanie wzrostu koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie 450 ppm.

Uzyskanie tak poważnej redukcji emisji CO₂ może być osiągnięte jedynie przez wdrożenie nowych technologii w 4-ch sektorach: wytwarzania energii elektrycznej, transportu, budownictwa oraz przemysłu [5]. Redukcja emisji CO₂ w sektorze wytwarzania polskiej elektroenergetyki, w najbliższych latach, może być osiągnięta między innymi przez: zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii ze

źródeł odnawialnych, w tym energii wiatru, biomasy i słońca, w produkcji energii elektrycznej, oraz zwiększenie udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tej produkcji, a w dalszej perspektywie przez udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej.

W niniejszej pracy są analizowane przyszłościowe, to znaczy wysokosprawne i niskoemisyjne oraz efektywne ekonomicznie, technologie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Biorąc pod uwagę specyfikę polskiej elektroenergetyki założono, że rozwój źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

- elektrowni systemowych,
- elektrociepłowni średniej i dużej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych oraz dużych zakładach przemysłowych,
- elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych).

Analizę możliwych do zastosowania w najbliższych kilkunastu latach technologii wytwarzania energii elektrycznej w tych grupach źródeł wytwórczych przeprowadzono przy założeniu, że bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki w Polsce mogą zapewnić:

- węgiel kamienny i brunatny,
- gaz ziemny, w ograniczonym zakresie,
- energia biomasy, po odpowiednim rozwoju rynku tego paliwa w Polsce,
- energia wiatru,
- energia słoneczna,
- energia wody, w małym zakresie,
- energia jądrowa, pod warunkiem zapewnienia, niezakłóconych czynnikami politycznymi, dostaw tego paliwa do elektrowni, przez cały okres ich eksploatacji.

Na problem bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki nakłada się jednak problem wpływu energetyki na zmiany klimatu oraz zagadnienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na 31.12.2013 r. wynosiła 38 591,7 MW [6]. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak

Artykuł bazuje na referacie zaprezentowanym na II Kongresie Elektryki Polskiej SEP.

i w elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 tys. MW, pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji. Produkcja energii elektrycznej w roku 2013 w Polsce wyniosła 164,3 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych: węglem kamiennym i brunatnym 87,85 %, gazem ziemnym 2,58 %, biomasą i biogazem 4,49 % (w tym we współpalaniu z węglem 2,35 %), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,48 % i w elektrowniach wiatrowych 3,60 % [6]. Wartości produkcji, zużycia brutto i przyrostu zużycia

Tabela 1. Produkcja i zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2004-2013

Rok	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	154,159	156,935	161,962	159,453	155,494	151,712	157,435	163,548	162,139	164,444
Zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	144,866	145,749	150,706	154,105	154,271	149,5	156,114	158,323	159,131	159,923
Przyrost zużycia brutto [%]	2,40	0,61	3,40	2,26	0,11	-3,30	4,38	1,38	0,51	0,44

Tabela 2. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2020 - 2030

Lata Wielkość	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	174,9	186,6	199,0
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	43 200	45 000	52 400
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2014 r. jednostkach wytwórczych [MW]	35 400	29 000	22 000
Wymagane nowe moce wytwórcze [MW]	7 800	16 000	30 400

Efektywność energetyczna źródeł wytwórczych energii elektrycznej

Efektywność energetyczna elektrowni systemowych

Do analizy efektywności energetycznej i ekonomicznej przyszłościowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych w Polsce wybrano cztery technologie: blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem brunatnym, blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym, blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i między-stopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym oraz blok jądrowy z reaktorem PWR III-generacji.

Wielkością charakteryzującą efektywność energetyczną elektrowni jest ich sprawność. Natomiast ważnym parametrem określającym ich wpływ na środowisko jest jednostkowa emisja CO₂ (kg CO₂/kWh). Wielkości te wyznaczone dla wybranych do analizy technologii wytwórczych dla elektrowni systemowych przedstawiono w tabeli 3. Przyjęto założenie, że technologia stosowana w parowych blokach na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) jest obecnie jedyną, w pełni dojrzałą w skali komercyjnej, przyszłościową technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną. Będący obecnie w budowie w Elektrowni Kozienice parowy blok na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej brutto 1075 MW opalany węglem kamiennym będzie największym blokiem parowym opalany węglem kamiennym w Europie i będzie posiadał parametry pary 24,25MPa/600°C/620°C oraz sprawność brutto ok. 48% (netto 45,59%) [8], które stanowią jedne z

brutto energii elektrycznej w latach 2004-2013 przedstawiono w tabeli 1 [7]. Na wielkość produkcji energii elektrycznej w tym okresie znaczny wpływ miała nadwyżka jej eksportu nad importem. Średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w okresie 2004-2013 wyniósł 1,37 %. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej do roku 2030 wyniesie 1,3%. Przewidywane w związku z tym zużycie brutto energii elektrycznej w latach 2020, 2025 i 2030 oraz wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przedstawiono w tabeli 2.

najwyższych na świecie. Największym w Europie blokiem parowym na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym jest blok K w Elektrowni Niederaussem (Niemcy) o mocy elektrycznej brutto 1028 MW, który posiada parametry pary 27,5 MPa/580°C/600°C i sprawność brutto ok. 47% (netto 45,2 %) [9]. Natomiast bloki gazowo-parowe zin-tegrowane ze zgazowaniem węgla (Integrated Coal Gasification Combined Cycle, IGCC) nie uzyskały jeszcze pełnej dojrzałości komercyjnej. Budowie kolejnych demonstracyjnych bloków IGCC nadal towarzyszy poszukiwanie optymalnych rozwiązań procesowych.

Bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym z turbinami gazowymi IV generacji (9FB i 9H firmy General Electric, 8000H firmy Siemens Power Generation oraz M701G i M701J firmy Mitsubishi Hitachi Power System Ltd.) z 3-ciśnieniowymi kotłami odzysknicowymi i między-stopniowym przegrzewaniem pary pozwalają na uzyskiwanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto powyżej 60%.

Bloki jądrowe z reaktorami ciśnieniowymi III generacji (EPR 1600 firmy Areva, AP 1000 firmy Westinghouse, WWER 1200 firmy Rosatom oraz APR 1400 firmy Korea Nuclear Industry) pozwalają na uzyskiwanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto ok. 37 %.

Tabela 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

L.p.	Technologia	Sprawność brutto [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]
1	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	47	0,868
2	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	48	0,685
3	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	60	0,329
4	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	37	

Efektywność energetyczna elektrociepłownie dużej i średniej mocy

Do analizy technologii stosowanych w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy wybrano pięć technologii: ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i między-stopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem

ziemnym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą oraz ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla wybranych do analizy technologii wytwórczych dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy, jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu, oszczędność energii pierwotnej oraz jednostkową emisję CO₂ (kg CO₂/kWh). Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]
1	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	38,62	40,8	25,2	0,616
2	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym	53,80	26,99	24,54	0,287
3	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	49,46	31,36	22,44	0,297
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	30,28	40,50	27,98	-
5	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	38,27	41,73	38,89	-

Efektywność energetyczna elektrociepłowni małej mocy

Jako przyszłościowe technologie dla rozproszonych źródeł energii elektrycznej, do analizy, wybrano dziewięć technologii: elektrownię wiatrową, elektrownię wodną małej mocy, elektrownię fotowoltaiczną, ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok ORC (Organic Rankine Cycle) opalany biomasą, ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy i ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla wybranych do analizy technologii wytwórczych stosowanych w elektrociepłowniach małej mocy, jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu

oraz oszczędność energii pierwotnej. Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

L.p.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	45,00	39,06	21,09
2	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	31,17	53,49	16,27
3	Ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą	14,14	68,36	18,25
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	18,45	64,00	23,27
5	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

Efektywność ekonomiczna technologii wytwarzania energii elektrycznej

Celem analizy efektywności ekonomicznej różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykonanej w ramach niniejszej pracy, jest wskazanie efektywnych kierunków inwestowania w źródła wytwórcze polskiej elektroenergetyki w okresie najbliższych kilkunastu lat. Przyszłość poszczególnych technologii wytwórczych zależy bowiem przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Przyjęto założenie, że wykonana analiza powinna być analizą porównawczą, to znaczy pozwalającą na wykonanie porównania efektywności ekonomicznej wszystkich 18-stu wybranych do analizy i scharakteryzowanych w rozdziale 3 technologii wytwórczych. Dla możliwości wykonania takiej analizy wybrano kryterium efektywności ekonomicznej w postaci jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2014, kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Pozwala ono porównać efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, stosowanych zarówno w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych). W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty pozwoleń na emisję CO₂).

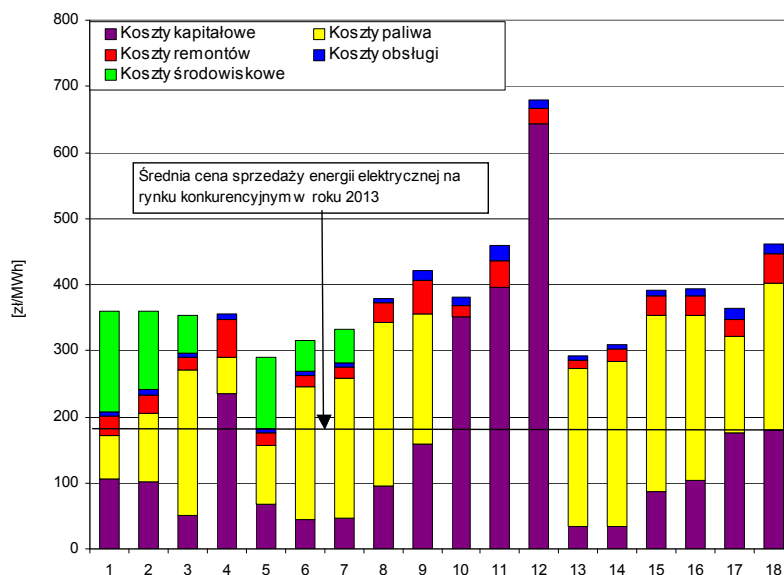
Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2014, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano za pomocą zależności zawartych w pracy [10], przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną oraz jednostkowe emisje CO₂ poszczególnych technologii wyznaczone w rozdziale 3 (tab.3-5) oraz:

- czas budowy elektrowni systemowych: jądrowych 6 lat, parowych opalanych węglem 4 lata a gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym 2 lata,
- czas budowy elektrociepłowni dużej i średniej mocy opalanych węglem i biomasą 4 lata, a gazowych i

gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym oraz małej mocy opalanych biomasą 2 lata,

- cenę sprzedaży ciepła 34,36 zł/GJ,
- stopę dyskontową: dla elektrowni jądrowych 8,5 %, elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem 8%, elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym 7,5% a źródeł rozproszonych 7%,
- udział kapitału własnego w nakładach inwestycyjnych 20%.

W kosztach wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty pozwoleń na emisję CO₂). Obliczenia wykonano z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂, które na rok 2030 są przewidywane w wysokości ok. 40 Euro/tCO₂ (ok. 168 zł/tCO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2014, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach oraz elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym 4) bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 8) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 9) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 10) elektrowni wiatrowej, 11) elektrowni wodnej małej mocy, 12) elektrowni fotowoltaicznej 13) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 14) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym), 15) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 16) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 17) ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy i 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO₂ w wysokości 168 zł/tCO₂)

Pożądane kierunki inwestowania w źródła wytwórcze

Przyszłościowe kierunki rozwoju źródeł wytwórczych dla polskiej elektroenergetyki powinny być oparte na technologiach charakteryzujących się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisją CO₂. Biorąc pod uwagę wyniki wykonanych obliczeń i analiz, przedstawione w rozdziałach 3 i 4, mapę drogową rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Polsce, w okresie najbliższych kilkunastu lat, można przedstawić w sposób następujący:

1) Przez najbliższe kilkanaście lat strategicznym paliwem dla nowych elektrowni systemowych w Polsce powinien być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. W chwili obecnej w pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultra-nadkrytyczne). Istnieje potrzeba zbudowania w Polsce, w okresie najbliższych kilkunastu lat, ok. 10 bloków parowych na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy ok. 9 000 MW, przede wszystkim w miejsce

wycofywanych z ruchu wyeksploatowanych bloków parowych na parametry podkrytyczne, o niskiej sprawności i wysokiej emisyjności.

2) Po roku 2030, gdy będzie obowiązywał zakup już pełnego wolumenu uprawnień do emisji CO₂ (nie będzie już przydziału bezpłatnych uprawnień), w Polsce będzie konieczny, ze względów ekologicznych oraz uzasadniony ekonomicznie i potrzebą dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych, udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. W tym czasie cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym prawdopodobnie przekroczy wartość 350 zł/MWh, co zapewni inwestycjom związanym z elektrowniami jądrowymi w Polsce opłacalność, a koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem, z kosztami uprawnień do emisji CO₂, będą wyższe od kosztów wytwarzania w elektrowniach jądrowych (rys.1). Program polskiej energetyki jądrowej, przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 28.01.2014 r., przewiduje zbudowanie i włączenie do systemu elektroenergetycznego do roku 2030 jądrowych bloków energetycznych o łącznej mocy elektrycznej ok. 3000 MW.

3) Przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej ok. 35,7 zł/GJ, jednostkowe, zdyskontowane na rok 2014, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych, kondensacyjnych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym wyniosłyby ok. 300 zł/MWh, a z uwzględnieniem opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ powyżej 350 zł/MWh (rys.1). Dlatego decyzje dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych, związanych z budową w Polsce kondensacyjnych elektrowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce i możliwości jego wydobywania. Obecnie gaz ziemny w Polsce powinien być wykorzystywany w elektroenergetyce przede wszystkim w elektrociepłowniach do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, które pozwala na wykorzystanie energii chemicznej gazu ze sprawnością ogólną na poziomie 85%.

4) W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej i obniżenie emisji CO₂ oraz obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Dla elektrociepłowni bardzo dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 300-500 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (ok. 180 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ ok. 290 zł/MWh), jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, a dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50-300 MW) ciepłownicze bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym, dla których jednostkowe, zdyskontowane na rok 2014, koszty wytwarzania energii dla bloków dużej i średniej mocy wynoszą odpowiednio ok. 270 zł/MWh i ok. 280 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ odpowiednio ok. 315 zł/MWh i ok. 335 zł/MWh). Przy istnieniu zielonych certyfikatów konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą (ok. 380 zł/MWh). Za ok. 20 lat dojrzałość komercyjną może osiągnąć ciepłowniczy blok gazowo-parowy, zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem użytkowym powinien wzrosnąć w Polsce, z ok. 16,3% w chwili obecnej do powyżej 20% w roku 2030, przede wszystkim przez budowę źródeł kogeneracyjnych w systemach ciepłowniczych średnich i małych miast, w których obecnie pracują tylko ciepłownie. Przy modernizacji istniejących elektrociepłowni opalanych węglem oraz budowie nowych jednostek kogeneracyjnych jako paliwo powinny być brane pod uwagę przede wszystkim gaz ziemny oraz biomasa.

5) Wśród technologii możliwych do zastosowania w skojarzonych źródłach małej mocy (rozproszonych)

najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, w tym szczególnie blok ciepłowniczy z silnikiem gazowym (ok. 290 zł/MWh).

6) Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, są wysokie i wynoszą powyżej 380 zł/MWh. Istnienie zielonych certyfikatów zapewnia jednak niektórym z nich opłacalność. Komercyjną dojrzałość uzyskały dotychczas technologie wykorzystujące energię wiatru, wody i słońca. Najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się elektrownie wiatrowe (ok. 380 zł/MWh). Do roku 2030 moc zainstalowana elektrowni wiatrowych w Polsce może wrosnąć do ok. 12 GW.

7) W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Dojrzałość komercyjną uzyskały wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (Organic Rankine Cycle). Charakteryzują się one jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (390-400 zł/MWh) oraz częściowo technologia wykorzystująca biologiczną konwersję energii chemicznej biomasy. Natomiast technologia, stosowana w elektrociepłowniach małej mocy zintegrowanych ze zgazowaniem biomasy, jest dopiero na etapie badań pilotowych i charakteryzuje się obecnie najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (powyżej 460 zł/MWh). Zarówno elektrociepłownie małej mocy zintegrowane z biologiczną konwersją jak i ze zgazowaniem biomasy mogą uzyskiwać znacznie wyższą efektywność ekonomiczną (niższe jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej) jeżeli będą zasilane biomasą odpadową, z produkcji rolniczej lub oczyszczalni ścieków. Ich udział w krajowej produkcji energii elektrycznej jest jednak ograniczony.

8) Wśród technologii wykorzystujących odnawialne źródła najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się obecnie elektrownie fotowoltaiczne (ok. 670 zł/MWh). Opłacalność przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z budową tego typu źródeł wytwórczych można obecnie uzasadnić, stosując rachunek kosztów unikniętych, w przypadku gdy wytwarzana w nich energia elektryczna będzie zużywana przez producenta (prosumenta) lub przy istnieniu silnego wsparcia tej technologii dotacją do nakładów inwestycyjnych i gwarantowanymi cenami zakupu energii elektrycznej (Feed-in-Tariff). Po przewidywanym w przyszłości spadku nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni fotowoltaicznych ich moc zainstalowana do roku 2030 może osiągnąć ponad 3 GW.

Tabela 6. Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz struktura wykorzystywanych źródeł energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej w roku 2013 i przewidywana w 2020 r. i 2030 r.

Rodzaj paliwa (energii odnawialnej)	Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcja energii elektrycznej i jej struktura paliwowa w roku								
	2013			2020			2030		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	31,13	144,4	87,85	29,3	140,0	80,1	23,0	111,9	56,3
Paliwo jądrowe							3,0	22,5	11,3
Gaz ziemny	1,05	4,2	2,58	2,7	11,6	6,6	4,7	21,0	10,6
Biomasa	0,71	7,4	4,49	1,8	9,7	5,7	4,0	18,0	9,0
Wiatr	3,40	5,9	3,60	6,2	10,2	5,1	12,0	20,0	10,0
Woda	2,29	2,4	1,48	2,3	2,5	1,4	2,4	2,6	1,3
Słońce				0,9	0,9	0,5	3,3	3,0	1,5
Razem	38,58	164,3	100	43,2	174,9	100	52,4	199,0	100

Podsumowanie

Możliwość zrealizowania przedstawionej wyżej mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Polsce będzie zależna od przejrzystej i konsekwentnej polityki energetycznej Państwa, w zakresie instrumentów racjonalnego wspierania na rynku, przez okres najbliższych ok. 15 lat, energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz w źródłach kogeneracyjnych. Zrealizowanie, z pewnym przybliżeniem, w okresie najbliższych kilkunastu lat, przedstawionej mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w KSE pozwoliłoby na istotną poprawę dywersyfikacji struktury źródeł energii pierwotnej, wykorzystywanych w naszym Kraju do produkcji energii elektrycznej, oraz unowocześnienie technologiczne sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki. Wyniki wykonanej analizy, przedstawione w tabeli 6, wskazują, że w wyniku realizacji takiego programu inwestycyjnego, udział energii elektrycznej wytwarzanej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii wzrósłby w Polsce z ok. 9,6% w roku 2013 (ok. 12,5% w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym) do ok. 13,3% w roku 2020 (ok. 17,2% w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym) oraz do ok. 21,9% w roku 2030 (ok. 28,2% w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym), a udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach opalanych węglem (kamiennym i brunatnym) zmniejszyłby się z ok. 87,9% w roku 2013 do ok. 80,1% w roku 2020 i 56,3% w roku 2030. Pozwoliłoby to na zmniejszenie emisji CO₂ przez polską elektroenergetykę z ok. 132 mln ton CO₂ w roku 2013 do ok. 118 mln ton CO₂ w roku 2020 i ok. 85 mln ton CO₂ w roku 2030, co byłoby w przybliżeniu zgodne z programem dekarbonizacji elektroenergetyki Unii Europejskiej do roku 2030, przyjętym, przez Radę Unii Europejskiej w październiku 2014 r., który zakłada

zmniejszenie emisji CO₂ o 40%, w odniesieniu do roku 1990.

LITERATURA

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z dnia 5.06.2009, L.140/16-L.140/62.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z dnia 5.06.2009, L.140/63-L.140/87.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z dnia 5.06.2009, L.140/114-L.140/135.
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25.10.2012 r. w sprawie efektywności energetycznej. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z dnia 14.11.2012, L.315/1-L.315/56.
- [5] Sowiński J., Green Paper – challenges to RES development in Poland, *Przegląd Elektrotechniczny*, 90 (2014), n.4, 145-148.
- [6] Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A. Nr 12,(2013).
- [7] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, (2014).
- [8] 1075 MW Power Unit. Enea Wytwarzanie S.A., Świerże Górne, (2014).
- [9] Heitmuller R.J., Fischer H., Sigg J., Bell R.M., Hartieb N.: Lignite-Fired Niederaubetaem K Aims for Efficiency of 45 per cent and More. *Modern Power Systems*, Vol. 19, Nr 5,(1999), 53-60.
- [10] Zaporowski B., Efektywność ekonomiczna technologii wytwarzania energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna*, tom 16, zeszyt 4, (2013), 65-76.

Autor: dr hab. inż.Bolesław Zaporowski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3A, 60-965 Poznań.
E-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl