

Bolesław ZAPOROWSKI*

Kierunki rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej

STRESZCZENIE. W pracy jest przedstawiona analiza perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla polskiej elektroenergetyki. Analizę wykonano dla trzech grup źródeł wytwórczych: elektrowni systemowych, elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz elektrowni i elektrociepłowni małej mocy. Do analizy wybrano 18 technologii wytwórczych: blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym, blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym, blok jądrowy z reaktorem PWR, ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, elektrownię wiatrową, elektrownię wodną małej mocy, elektrownię fotowoltaiczną, ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok z turbiną gazową małej mocy pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok ORC (*Organic Rankine Cycle*) opalany biomasą, ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany z biologiczną konwersją biomasy oraz ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną oraz, zdyskontowane na 2014 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂.

SŁOWA KLUCZOWE: elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

* Dr hab. inż. – Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki

Wprowadzenie

W niniejszej pracy 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. Konieczność przyjęcia nowego porozumienia przez Stronę Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, które stanowi 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 dyrektywy z tym związane (Dyrektywa 2009/28/WE...2009, Dyrektywa 2009/29/WE... 2009, Dyrektywa 2009/31/WE... 2009, Dyrektywa 2012/27/UE... 2012) stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w I połowie naszego wieku udoskonalonych technologii energetycznych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Redukcja emisji CO₂ w najbliższych latach w Polsce 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.

Do ważnych czynników bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski należy zaliczyć dążenie do uzyskania odpowiedniego stopnia dywersyfikacji dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki oraz nowoczesną strukturę technologiczną źródeł wytwórczych. Polityka energetyczna państwa powinna między innymi wspierać na rynku, ale tylko przez okres przejściowy, energię elektryczną wytwarzaną w źródłach wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz kogeneracyjnych, w tym szczególnie rozproszonych. Instrumenty wspierania na rynku energii elektrycznej, wytwarzanej w źródłach wykorzystujących odnawialne źródła

energii, powinny być zróżnicowane, w zależności od mocy źródła i rodzaju wykorzystanego odnawialnego źródła energii, i oparte na analizie ich efektywności energetycznej i ekonomicznej. Wybór technologii dla nowych źródeł wytwórczych, w długim horyzoncie czasowym, musi jednak być oparty przede wszystkim na kryterium ekonomicznym, którego podstawą jest znajomość przewidywanych całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, łącznie z kosztami środowiskowymi. Niniejsza praca jest poświęcona analizie efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych technologii dla polskiej elektroenergetyki.

1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na 31.12.2013 r. wynosiła 38 591,7 MW. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak 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 współspalaniu z węglem 2,35%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,48% i w elektrowniach wiatrowych 3,60% (Informacja... 2013). Wartości produkcji, zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto energii elektrycznej w latach 2004–2013 przedstawiono w tabeli 1 (Statystyka... 2013). 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 latach 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.

2. Analiza efektywności energetycznej i ekonomicznej źródeł wytwórczych

2.1. Efektywność energetyczna elektrowni systemowych

Do analizy efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych wybrano cztery technologie: blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem brunatnym,

TABELA 1. Produkcja i zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2004–2013

TABLE 1. Electricity generation and gross consumption in Poland in 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	151,7	157,4	163,5	162,0	164,3
Zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	144,866	145,749	150,706	154,105	154,271	149,5	156,1	158,3	159,1	159,8
Przyrost zużycia brutto [%]	2,40	0,61	3,40	2,26	0,11	-3,3	4,38	1,38	0,51	0,44

TABELA 2. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2020–2030

TABLE 2. Required new generation resources in electric power system in 2020–2030

Wielkość	Lata	
	2020	2030
Przewidywane zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	174,9	199,0
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	42 200	52 400
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2014 r. jednostkach wytwórczych [MW]	32 400	20 000
Wymagane nowe moce wytwórcze [MW]	9 800	32 400

blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym, blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym oraz blok jądrowy z reaktorem PWR III-generacji. Przyjęto założenie, że technologia stosowana w parowych blokach na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) jest obecnie jedyną w pełni dojrzałą w skali komercyjnej 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 1075 MW opalany węglem kamiennym będzie posiadał parametry pary 24,25MPa/600°C/620°C i sprawność brutto około 48% (netto 45,59%), które stanowią jedne z najwyższych na świecie (1075 MW Power Unit... 2014). Bloki gazowo-parowe zintegrowane 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. 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.

TABELA 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

TABLE 3. Quantities characterizing the energy effectiveness of system power plants

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	59	0,335
4.	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	36	

2.2. 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 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 elektro-

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

TABLE 4. Quantities characterizing the energy effectiveness of large and medium scale CHP plants

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	39,20	40,80	25,20	0,616
2.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	53,01	26,99	24,54	0,287
3.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	48,64	31,36	22,44	0,302
4.	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	30,28	40,50	27,98	–
5.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	37,38	42,05	38,36	–

ciepłowni 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.

2.3. Efektywność energetyczna elektrociepłowni małej mocy

Jako perspektywiczne 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

TABLE 5. Quantities characterizing the energy effectiveness of small scale CHP plants

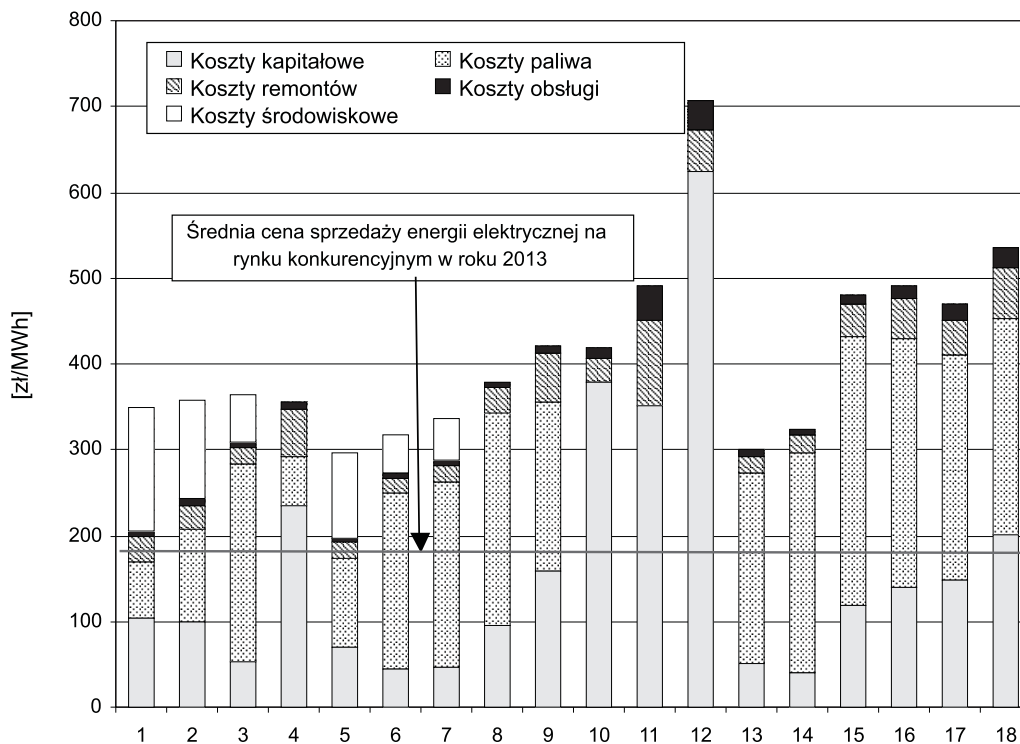
L.p.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1.	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	42,50	40,50	21,09
2.	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	31,20	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 z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6.	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

2.4. Analiza efektywności ekonomicznej

Jako wielkość charakteryzującą efektywność ekonomiczną analizowanych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na rok 2014, koszty wytwarzania energii elektrycznej. Wyznaczone ich wartości dla osiemnastu wybranych do analizy technologii, dla danych wejściowych zawartych w tabelach 3, 4 i 5 oraz w pracy (Zaporowski 2013), są przedstawione na rysunku 1.

3. Pożądane kierunki inwestowania w źródła wytwórcze

Perspektywiczne dla polskiej elektroenergetyki kierunki rozwoju źródeł wytwórczych powinny być oparte na technologiach, charakteryzujących się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisją CO₂. Efektywność energetyczna i ekonomiczna oraz emisyjność (kgCO₂/kWh) takich technologii została wyznaczona w rozdz. 3. Na rysunku 1 technologie te zostały scharakteryzowane za pomocą jednostkowych, zdyskontowanych na



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]

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, 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO₂ w wysokości 160 zł/tCO₂)

Fig. 1. Unit electricity generation costs, discounted of 2014 year, in the system power plants, in large and medium scale CHP plants and in small scale power plant and CHP plants [PLN/MWh]

1) supercritical steam unit fired with brown coal, 2) supercritical steam unit fired with hard coal, 3) gas-steam unit fired with natural gas, 4) nuclear power unit with PWR reactor, 5) supercritical steam CHP unit fired with hard coal, 6) gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG) fired with natural gas, 7) gas-steam CHP unit with 2-pressure HRSG fired with natural gas, 8) medium scale steam CHP unit fired with biomass, 9) gas-steam CHP unit integrated with biomass gasification, 10) wind power plant, 11) small scale water power plant, 12) photovoltaic power plant, 13) CHP unit with gas engine fired with natural gas, 14) CHP unit with gas turbine fired with natural gas, 15) ORC CHP unit fired with biomass, 16) small scale steam CHP unit fired with biomass, 17) CHP unit integrated with biomass biological conversion, 18) CHP unit with gas engine integrated with biomass gasification, with CO₂ emission payment (160 PLN/MgCO₂)

rok 2014, kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Przyszłość poszczególnych technologii wytwórczych zależy bowiem przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione takie ważne parametry poszczególnych technologii, jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty emisji CO₂). Biorąc to pod uwagę mapę drogową rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Polsce na najbliższe kilkanaście lat można przedstawić w sposób następujący.

Przez najbliższe 12 lat strategicznym paliwem dla nowych elektrowni systemowych w Polsce powinien być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. Obecnie 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, około 10 bloków parowych na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy około 9000 MW, na miejsce wycofywanych z ruchu wyeksploatowanych bloków parowych, o niskiej sprawności i wysokiej emisyjności.

Po roku 2025, czyli za około 12 lat, gdy będzie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, 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 zbliży się do wartości około 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. Zgodnie z programem polskiej energetyki jądrowej, przyjętym przez Radę Ministrów RP w dniu 28.01.2014 r., do roku 2030 powinny zostać zbudowane i włączone do systemu elektroenergetycznego energetyczne bloki jądrowe o łącznej mocy elektrycznej około 3000 MW.

Przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej około 37 zł/GJ, jednostkowe, zdyskontowane na rok 2014, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych, kondensacyjnych elektrowniach gazowo-parowych, opalanych gazem ziemnym, wyniosłyby powyżej 300 zł/MWh, a po wprowadzeniu opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ około 360 zł/MWh. Dlatego decyzje dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych, związanych z budową w Polsce elektrowni kondensacyjnych opalanych gazem, powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce i możliwości jego wydobycia. 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 co najmniej na poziomie 85%.

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, 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. Przy istnieniu zielonych certyfikatów konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą. Za około 20 lat dojrzałość komercyjną może osiągnąć ciepłowniczy blok gazowo-parowy, zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem użytkowym powinien w Polsce wzrosnąć, z około 15,5% w chwili obecnej do powyżej 20% w roku 2030, 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 biomasę.

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 lub z turbiną gazową małej mocy pracującą w obiegu prostym. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, są wysokie i wynoszą powyżej 400 zł/MWh (rys. 1). Istnienie zielonych certyfikatów zapewnia jednak niektórym z nich opłacalność. Komercyjną dojrzałość uzyskały dotychczas technologie wykorzystujące energię wiatru, wody i słońca. 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*), charakteryzujące się jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (430–470 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 najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (powyżej 500 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.

Duży wpływ na efektywność ekonomiczną elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy ma czas wykorzystania elektrycznej i cieplnej w skojarzeniu mocy zainstalowanej bloków. Wśród elektrowni systemowych szczególnie wrażliwe na czas wykorzystania mocy zainstalowanej są elektrownie jądrowe, a wśród elektrociepłowni małej mocy elektrociepłownie opalane biomasą.

Zrealizowanie w czasie najbliższych kilkunastu lat przedstawionej mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym pozwoliłoby na istotną poprawę dywersyfikacji struktury źródeł energii pierwotnej, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej, oraz unowocześnienie technologiczne sektora wytwórczego polskiej elektro-

energetyki. 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 około 9,6% w roku 2013 (ok. 12,5% w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym) do około 12,8,0% w roku 2020 (ok. 16,5% w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym) oraz do około 21,8% w roku 2030 (ok. 28,0% w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym), a udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach opalanych węglem (kamiennym i brunatnym) zmniejszyłby się z około 87,9% w roku 2013 do około 80,3% w roku 2020 i 56,3% w roku 2030. Pozwoliłoby to na zmniejszenie emisji CO₂ przez polską elektroenergetykę z około 132 mln ton CO₂ w roku 2013 do około 116 mln ton CO₂ w roku 2020 i około 85,5 mln ton CO₂ w roku 2030, co byłoby w przybliżeniu zgodne z zakładanym programem dekarbonizacji elektroenergetyki przez Unię Europejską. Przedstawiona mapa drogowa została opracowana przy założeniu, że do roku 2030 w Polsce nie byłaby wdrażana technologia wychwytywania i składowania CO₂ (*Carbone Capture and Storage, CCS*).

TABELA 6. Struktura wykorzystywanych źródeł energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej w roku 2013 oraz przewidywana w latach 2020 i 2030 r.

TABLE 6. Structure of primary energy sources used for electricity generation in 2013, as well as the one predicted for 2020 and 2030 .

Rodzaj paliwa (energii odnawialnych)	Struktura produkcji energii elektrycznej w roku					
	2013		2020		2030	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	144,4	87,9	140,4	80,3	111,9	56,3
Paliwo jądrowe					22,5	11,3
Gaz ziemny	4,2	2,6	12,0	6,9	21,0	10,6
Biomasa	7,4	4,5	10,0	5,7	18,0	9,0
Wiatr	5,9	3,6	9,0	5,1	20,0	10,0
Woda	2,4	1,5	2,5	1,4	2,6	1,3
Słońce			1,0	0,6	3,0	1,5
Razem	164,3	100,0	174,9	100,0	199,0	100,0

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] Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A. Nr 12,2013.
- [6] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2012. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2013.
- [7] 1075 MW Power Unit. Enea Wytwarzanie S.A., Świerże Górne, 2014.
- [8] ZAPOROWSKI, B. 2013. Efektywność ekonomiczna technologii wytwarzania energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, 65–76.

Bolesław ZAPOROWSKI

Development of electricity generation sources

Abstract

The paper presents the analysis of perspective technologies of electricity generation and electricity and heat cogeneration for Polish electric industry. The analysis was made for 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 analysis were chosen 18 following generation technologies: supercritical steam unit fired with brown coal, supercritical steam unit fired with hard coal, gas-steam unit fired with natural gas, nuclear power unit with PWR reactor, supercritical steam CHP unit fired with hard coal, gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery generator (HRSG) fired with natural gas, gas-steam CHP unit with 2-pressure HRSG fired with natural gas, medium scale steam CHP unit fired with biomass, gas-steam CHP unit integrated with biomass gasification, wind power plant, small scale water power plant, photovoltaic plant, CHP unit with gas engine fired with natural gas, CHP unit with gas turbine, operating in simple cycle, fired with natural gas, ORC (Organic Rankine Cycle) CHP unit fired with biomass, small scale steam CHP unit fired with biomass, gas CHP unit integrated with biological conversion (fermentation process) and CHP unit with gas engine integrated with biomass gasification. For every particular generation technologies the quantities characterizing their energy effectiveness and unit electricity generation costs, with CO₂emission payment, discounted of 2014 year, were determined.

KEY WORDS: power plant, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness