

Bolesław ZAPOROWSKI*

Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki

STRESZCZENIE. W pracy przedstawiono analizę jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2012, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródeł rozproszonych). Do analizy wybrano 17 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, ciepłowniczy blok z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym 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 biomasy i ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, jednostkową emisję CO₂ (kg CO₂/kWh) oraz jednostkowe, zdyskontowane na rok 2012, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂.

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

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

Wprowadzenie

Jednym z warunków zapewnienia bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej do odbiorców jest utrzymywanie równowagi między zapotrzebowaniem na energię elektryczną i moc szczytową a dostępnością mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE). Porównanie obecnego stanu i struktury mocy źródeł wytwórczych w KSE oraz obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową, a także przewidywanego, w najbliższych latach, ich wzrostu wskazuje, że w polskiej elektroenergetyce pilnie są potrzebne nowe inwestycje źródeł wytwórczych. Zgodnie z polityką energetyczną Unii Europejskiej i Polski oraz tendencjami ogólnoswiatowymi (Chmielniak 2011; Polityka... 2009; Dyrektywa 2009/28/WE; Dyrektywa 2004/8/WE) powinny to być źródła charakteryzujące się wysoką efektywnością energetyczną i niską emisyjnością oraz wysoką efektywnością ekonomiczną.

Rozwój źródeł wytwórczych w polskiej elektroenergetyce powinien brać pod uwagę bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki, przede wszystkim przez dążenie do uzyskania odpowiedniego stopnia dywersyfikacji paliw i związanej z nią nowoczesnej struktury technologicznej źródeł wytwórczych. Polityka energetyczna państwa powinna przy tym wspierać, ale tylko przez pewien czas, na rynku, w procesie rozwoju źródeł wytwórczych w KSE, energię elektryczną wytwarzaną w źródłach wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz kogeneracyjnych, w tym szczególnie rozproszonych.

Instrumenty wspierania na rynku energii elektrycznej, wytwarzanej w blokach wykorzystujących odnawialne źródła energii, powinny być zróżnicowane w zależności od mocy źródła i rodzaju wykorzystywanego odnawialnego źródła energii i oparte na pogłębionej analizie efektywności energetycznej i ekonomicznej tych źródeł.

Wybór technologii dla nowych źródeł wytwórczych, w długim horyzoncie czasowym, musi być oparty jednak tylko na kryterium ekonomicznym, którego podstawą jest znajomość przewidywanych całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, łącznie z kosztami środowiskowymi. Niniejsza praca jest poświęcona analizie porównawczej przewidywanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych, dla polskiej elektroenergetyki.

1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na dzień 31.12.2011 r. wynosiła około 37 229 MW, a moc osiągalna około 37 200 MW (Maciejewski 2011; Zaporowski 2008).

Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 8 tys. MW, pracuje w KSE już od 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.

W roku 2011 produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 162,9 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym 88,95%, gazem ziemnym 3,39%, biomasą i biogazem 4,59% (w tym we współspalaniu z węglem 3,61%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,44% i w elektrowniach wiatrowych 1,63% (Informacja... 2011). Wartości produkcji energii elektrycznej oraz jej zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto w latach 2001–2011 przedstawiono w tabeli 1 (Statystyka... 2011). Na wielkość produkcji energii elektrycznej w tym czasie w Polsce znaczny wpływ miała nadwyżka jej eksportu nad importem, szczególnie w roku 2011. Średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce w czasie 2001–2011 wynosił 1,38%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce do roku 2030 wyniesie 1,35%. Przewidywane w związku z tym zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2015, 2020, 2025 i 2030 oraz wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przedstawiono w tabeli 2.

TABELA 1. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2001–2011

TABLE 1. Electricity production and total consumption in Poland, 2001–2011

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	145,6	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,5	155,3	151,7	157,4	162,9
Zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	138,9	137,1	141,5	144,9	145,7	150,7	154,1	154,6	149,5	156,1	157,7
Przyrost zużycia brutto [%]		-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26	0,35	-3,30	4,38	1,02

TABELA 2. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2015, 2020, 2025 i 2030

TABLE 2. Required new electricity sources capacity in electric power system in 2015, 2020, 2025 and 2030

Wielkość	Lata			
	2015	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	166,4	177,9	190,3	203,5
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	38 000	39 500	41 700	44 700
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2011 r. jednostkach wytwórczych [MW]	34 500	28 700	24 700	17 800
Wymagane nowe inwestycje [MW]	3 500	10 800	17 000	26 900

Wielkości wymaganych nowych inwestycji (oddanych do eksploatacji nowych mocy wytwórczych), po uwzględnieniu przewidywanego wycofywania z eksploatacji części pracujących w roku 2011 jednostek wytwórczych, jest zależna od rodzaju nowo budowanych jednostek wytwórczych (przewidywanego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych).

2. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla polskiej elektroenergetyki

2.1. Uwagi ogólne

Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE oraz założenia polityki energetycznej Polski do roku 2030 (Polityka... 2009), w niniejszej pracy założono, że rozwój źródeł wytwórczych w naszym kraju powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

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

Analizę możliwych do zastosowania w najbliższych dwudziestu latach technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przeprowadzono przy założeniu, że bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki w Polsce mogą zapewnić:

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

2.2. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla elektrowni systemowych

Do analizy jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2012, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych wybrano cztery perspektywiczne 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 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. 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 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

Lp.	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	58	0,341
4.	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	36	–

2.3. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy

Do analizy jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2012, kosztów wytwarzania energii elektrycznej 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 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

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

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu [%]	Sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	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	28,50	32,50	19,45	–
5.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	41,78	38,22	41,54	–

2.4. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla źródeł rozproszonych

Jako perspektywiczne technologie dla rozproszonych źródeł energii elektrycznej do analizy wybrano: elektrownie wiatrowe, elektrownie wodne małej mocy, ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą, ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy, ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

Dla wybranych do analizy technologii wytwórczych dla elektrociepłowni małej, mocy, jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarze-

niu 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 w skojarzeniu [%]	Sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1.	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	31,20	53,49	16,27
2.	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	36,00	48,50	18,78
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	27,45	54,00	31,49

3. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej

Jako wielkość charakteryzującą efektywność ekonomiczną analizowanych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych) przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na rok 2012, koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach były wyznaczane za pomocą zależności (Zaporowski 2008):

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} C_t (1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t (1+p)^{-1}} \quad (1)$$

Natomiast jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczane za pomocą następującej zależności (Zaporowski 2008):

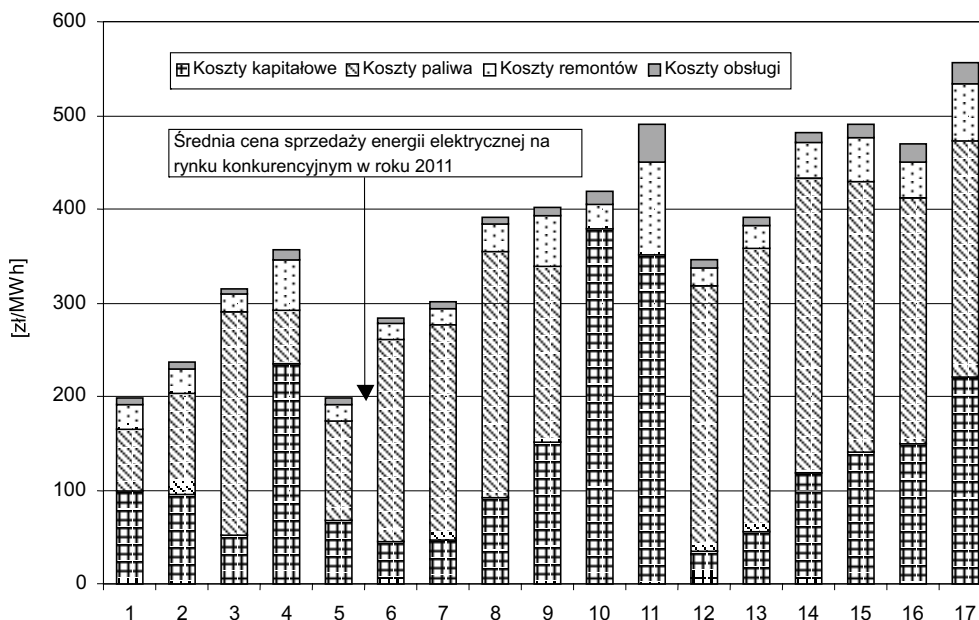
$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} (C_t - H)(1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t (1+p)^{-1}} \quad (2)$$

gdzie: C_t – roczne koszty elektrowni lub elektrociepłowni,
 H_t – roczne przychody elektrociepłowni ze sprzedaży ciepła,
 E_t – roczna produkcja energii elektrycznej elektrowni lub elektrociepłowni,
 m – liczba lat budowy elektrowni lub elektrociepłowni,
 n – liczba lat eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni,
 $s = m + n$ – liczba lat cyklu ekonomicznego elektrowni lub elektrociepłowni,
 p – stopa dyskontowa.

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną poszczególnych technologii (zawarte w tab. 4 i 5) oraz:

- ✧ czas budowy elektrowni i elektrociepłowni: jądrowych 6 lat, opalanych węglem i biomasą 4 lata, a opalanych gazem ziemnym 2 lata,
- ✧ okres eksploatacji elektrowni i elektrociepłowni: jądrowych 40 lat, opalanych węglem 30 lat, a opalanych gazem ziemnym i biomasą 25 lat,
- ✧ cenę sprzedaży ciepła 31,56 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%.

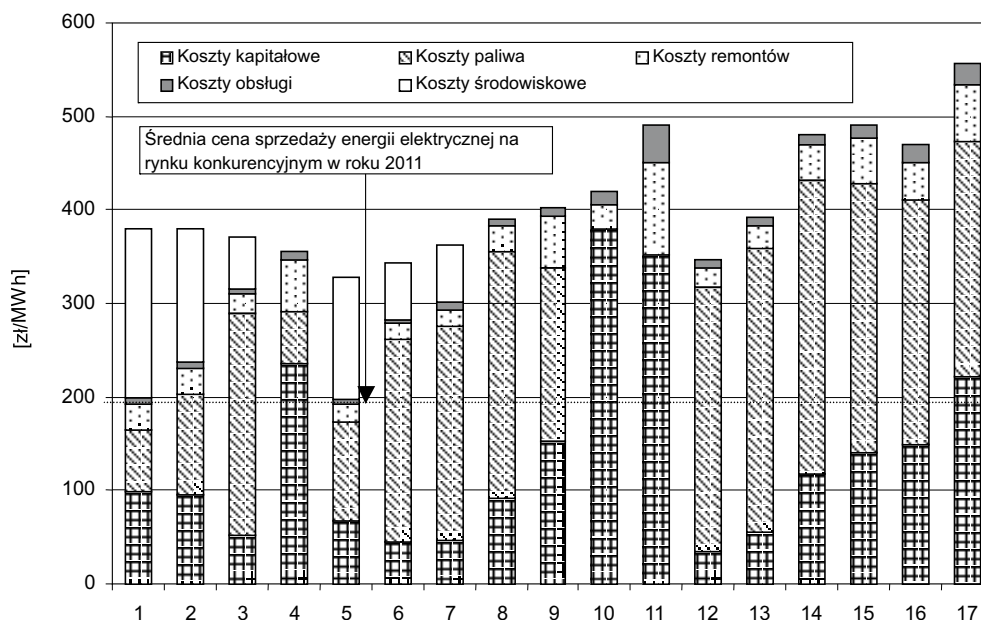
W rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiska (emisji CO₂). Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2012, kosztów wytwarzania energii elektrycznej wykonano w dwóch wariantach – bez uwzględnienia kosztów uprawnień do emisji CO₂ i z uwzględnieniem tych kosztów. Przyjęto założenie, że średni koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ w okresie najbliższych 28 lat, to jest do roku 2040, wyniesie 200 zł/tCO₂ (ok. 50 Euro/tCO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 1 i 2.



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i 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 – ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 13 – ciepłowniczego bloku silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 14 – ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 15 – ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 16 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 17 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, bez uwzględnienia opłaty za emisję CO₂

Fig. 1. Unitary, discounted electricity generation costs in the system power plants, in large and medium scale CHP plants, and in small scale power and CHP plants [PLN/MWh], for: 1 – supercritical steam block fired with brown coal, 2 – supercritical steam block fired with hard coal, 3 – gas-steam block fired with natural gas, 4 – nuclear power block with PWR reactor, 5 – supercritical steam CHP block fired with hard coal, 6 – gas-steam CHP block with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG), fired with natural gas, 7 – gas-steam CHP block with 2-pressure HRSG, fired with natural gas, 8 – medium scale steam CHP block fired with biomass, 9 – gas-steam CHP block integrated with biomass gasification, 10 – wind power plant, 11 – small scale water power plants, 12 – CHP block with gas turbine fired with natural gas, 13 – CHP block with gas engine fired with natural gas, 14 – ORC CHP block fired with biomass, 15 – small scale steam CHP block fired with biomass, 16 – CHP block integrated with biomass biological conversion, 17 – CHP block with gas engine integrated with biomass gasification, without CO₂ emission payment



Rys. 2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i 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 – ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 13 – ciepłowniczego bloku silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 14 – ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 15 – ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 16 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 17 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO₂ wysokości 200 zł/tCO₂

Fig. 2. Unitary, discounted electricity generation costs in the system power plants, in large and medium scale CHP plants and in small scale power and CHP plants [PLN/MWh], for: 1 – supercritical steam block fired with brown coal, 2 – supercritical steam block fired with hard coal, 3 – gas-steam block fired with natural gas, 4 – nuclear power block with PWR reactor, 5 – supercritical steam CHP block fired with hard coal, 6 – gas-steam CHP block with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG) fired with natural gas, 7 – gas-steam CHP block with 2-pressure HRSG fired with natural gas, 8 – medium scale steam CHP block fired with biomass, 9 – gas-steam CHP block integrated with biomass gasification, 10 – wind power plant, 11 – small scale water power plant, 12 – CHP block with gas turbine fired with natural gas, 13 – CHP block with gas engine fired with natural gas, 14 – ORC CHP block fired with biomass, 15 – small scale steam CHP block fired with biomass, 16 – CHP block integrated with biomass biological conversion, 17 – CHP block with gas engine integrated with biomass gasification, with CO₂ emission payment (200 PLN/tCO₂)

Wnioski

1. Przez najbliższe 10 lat strategicznym paliwem dla elektrowni systemowych w Polsce może być tylko węgiel kamienny i brunatny. W pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, w chwili obecnej jest jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne). Istnieje potrzeba wybudowania w Polsce, w okresie najbliższych 10 lat, około 10 bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy około 8 tys. MW.
2. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2012, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców wynoszącej około 38,1 zł/GJ, wyniosłyby około 315 zł/MWh, a po wprowadzeniu opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ około 371 zł/MWh. Dlatego decyzje dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych, związanych z budową tego typu elektrowni systemowych w Polsce, powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce i możliwości jego wydobywania.
3. Po roku 2022, czyli za około 10 lat, gdy będzie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, konieczny ze względów ekologicznych i uzasadniony ekonomicznie będzie w Polsce udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej, gdyż jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, wynoszące dla tej technologii około 350 zł/MWh, dzisiaj bardzo wysokie, za 10 lat będą prawdopodobnie już niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem (z opłatą za uprawnienia do emisji CO₂) i niższe od ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, co zapewni im opłacalność.
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, zdyskontowanymi na rok 2012, kosztami wytwarzania energii elektrycznej jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (ok. 200 zł/MWh). Koszty te dla tego typu bloku pozostaną również najniższe po wprowadzeniu opłaty za pozwolenia na emisję CO₂ (ok. 330 zł/MWh). Dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–300 MW) jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się najniższymi, zdyskontowanymi na rok 2012, kosztami wytwarzania energii elektrycznej są ciepłownicze bloki gazowo-parowe dużej i średniej mocy opalane gazem ziemnym. Przez najbliższe 5–10 lat energia elektryczna wytwarzana w elektrociepłowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym musi być jednak wspierana na rynku żółtymi certyfikatami. Przy istnieniu zielonych certyfikatów, o wartości około 280 zł/MWh w roku 2012, konkurencyjną jednostką koge-

neracyjną średniej mocy jest ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą. Za około 20 lat dojrzałość komercyjną może osiągnąć ciepłowniczy blok gazowo-parowy, zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, charakteryzujący się znacznie wyższą efektywnością energetyczną (tab. 4), a tylko nieznacznie wyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej.

5. Wśród technologii możliwych do zastosowania w źródłach małej mocy (rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, w tym szczególnie blok ciepłowniczy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym (ok. 345 zł/MWh).
6. W najbliższych latach bardzo ważnym zadaniem dla polityki energetycznej państwa będzie stymulowanie rozwoju źródeł energii elektrycznej, wykorzystujących odnawialne źródła energii, a szczególnie energię wiatru i energię biomasy. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2012, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są wysokie i wynoszą powyżej 400 zł/MWh. Istnienie zielonych certyfikatów, których wartość w roku 2012 wynosi około 280 zł/MWh, zapewnia jednak opłacalność tej dojrzałej technicznie technologii. W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Przede wszystkim brak jest jeszcze dojrzałych technicznie perspektywicznych technologii wytwórczych. Dojrzałość komercyjną uzyskały wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (*Organic Rankine Cycle*), charakteryzujące się jednak niską efektywnością energetyczną (tablica 5) i w związku z tym wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (480–490 zł/MWh). Podobną efektywnością ekonomiczną charakteryzują się elektrociepłownie zintegrowane z biologiczną konwersją 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 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.

Literatura

- CHMIELNIAK T., 2011 – Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2, s. 23–34.
- MACIEJEWSKI Z., 2011 – Stan krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2, s. 349–259.
- ZAPOROWSKI B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 531–542.
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A. Nr 12, 2011.
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2010. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2011.

- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10.11.2009 r. Ministerstwo Gospodarki, 2009.
- Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE Dziennik urzędowy Unii Europejskiej L.140/16, 2009.
- Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG Dziennik urzędowy Unii Europejskiej L.52/50, 2004.

Bolesław ZAPOROWSKI

Electricity Generation Costs for Polish Electric Power Engineering Generation Technologies

Abstract

This paper presents an analysis of unitary, discounted as of 2012, electricity generation costs in system power plants, large and medium scale combined heat and power (CHP) plants, and small scale power and CHP plants (distributed sources). For this analysis, the following 17 generation technologies were chosen: supercritical steam block fired with brown coal, supercritical steam block fired with hard coal, gas-steam block fired with natural gas, nuclear power block with PWR reactor, supercritical steam CHP block fired with hard coal, gas-steam CHP block with 3-pressure heat recovery generator (HRSG) fired with natural gas, gas-steam CHP block with 2-pressure HRSG fired with natural gas, medium scale steam CHP block fired with biomass, gas-steam CHP block integrated with biomass gasification, wind power plant, small scale water power plant, CHP block with gas turbine fired with natural gas, CHP block with gas engine fired with natural gas, ORC (Organic Rankine Cycle) CHP block fired with biomass, small scale steam CHP block fired with biomass, gas CHP block integrated with biological conversion (fermentation process), and CHP block with gas engine integrated with biomass gasification. The examination determined, for particular generation technologies, the quantities characterizing their energy effectiveness, unitary emissions of CO₂ (kg CO₂/kWh), and unitary discounted electricity generation costs as of 2012.

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