

Bolesław ZAPOROWSKI*

Efektywność ekonomiczna technologii wytwarzania energii elektrycznej

STRESZCZENIE. W pracy jest przedstawiona analiza efektywności ekonomicznej technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych). 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 gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją biomasy i ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono jednostkowe, zdyskontowane na rok 2013, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂, jako wielkość charakteryzującą ich efektywność ekonomiczną.

SŁOWA KLUCZOWE: elektrownia, elektrociepłownia, efektywność ekonomiczna

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

Wprowadzenie

Obecny stan i struktura mocy źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc szczytową, a także przewidywany w najbliższych latach ich wzrost wskazują, że w polskiej elektroenergetyce są potrzebne nowe inwestycje źródeł wytwórczych (Janik i in. 2013). Rozwój źródeł wytwórczych w polskiej elektroenergetyce powinien brać pod uwagę bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania, 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 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 wykorzystywanego odnawialnego źródła energii i oparte na pogłębionej analizie ich efektywności energetycznej i ekonomicznej. Wybór technologii dla nowych źródeł wytwórczych, w długim horyzoncie czasowym, musi być oparty na kryterium ekonomicznym, którego podstawą jest znajomość przewidywanych całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, łącznie z kosztami środowiskowymi. Niniejsza praca jest poświęcona analizie porównawczej efektywności ekonomicznej perspektywicznych technologii wytwórczych dla polskiej elektroenergetyki.

1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na dzień 31.12.2012 r. wynosiła 38 292 MW, a moc osiągalna 38 117 MW (Informacja... 2012). Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 7 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 2012 produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 161,9 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych: węglem kamiennym i brunatnym 87,47%, gazem ziemnym 3,48%, biomasą i biogazem 4,89% (w tym we współspalaniu z węglem 4,55%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,26% i w elektrowniach wiatrowych 2,90% (Informacja... 2012). Wartości produkcji energii elektrycznej w Polsce oraz zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto w latach 2002–2012 przedstawiono w tablicy 1 (Statystyka... 2012). Na wielkość produkcji energii elektrycznej w tym okresie w Polsce znaczny wpływ miała nadwyżka jej eksportu nad importem, szczególnie w roku 2011 i 2012. Średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2001–2012 wynosił 1,37%. Do dalszych analiz przyjęto

założenie, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto do roku 2030 wyniesie 1,33%.

TABLICA 1. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2001–2012

TABLE 1. Electricity Production and Total Consumption in Poland in 2001–2012

Rok	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,5	155,3	151,7	157,4	163,5	161,9
Zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	137,1	141,5	144,9	145,7	150,7	154,1	154,6	149,5	156,1	158,3	159,1
Przyrost zużycia brutto [%]	-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26	0,35	-3,30	4,38	1,38	0,51

2. Technologie wytwarzania energii elektrycznej wybrane do analizy

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

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

Do analizy efektywności ekonomicznej technologii wytwarzania energii elektrycznej stosowanych w elektrowniach systemowych 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 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.

Do analizy efektywności ekonomicznej technologii, które mogą być stosowane 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.

Jako preferowane technologie dla elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych) do analizy wybrano: elektrownię wiatrową, elektrownię wodną małej mocy, elektrownię fotowoltaiczną, 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 biomasy oraz ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy, a także jednostkowe emisje CO₂ (kg CO₂/kWh) dla technologii wykorzystujących paliwa kopalne, zostały wyznaczone w pracy (Zaporski 2012).

3. Analiza efektywności ekonomicznej technologii wytwarzania energii elektrycznej

Celem analizy efektywności ekonomicznej różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykonanej w ramach niniejszej pracy, jest wskazanie efektywnych kierunków inwestowania w dziedzinie źródeł wytwórczych polskiej elektroenergetyki. Do oceny opłacalności przedsięwzięć inwestycyjnych elektrowni i elektrociepłowni mogą być stosowane różne kryteria. Należą do nich między innymi: wartość bieżąca netto (*Net Present Value*, NPV), wskaźnik wartości bieżącej netto (*Net Present Value Ratio*, NPVR), wewnętrzna stopa zwrotu (*Internal Rate of Return*, IRR), zdyskontowany okres zwrotu (*Discount Payback Period*, DPP), wskaźnik rentowności (*Profitability Index*, PI) i jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej (*Levelized Electricity Generation Cost*, LEGC). Przyjęto założenie, że wykonana analiza powinna być analizą porównawczą, to znaczy pozwalającą na wykonanie porównania efektywności ekonomicznej wybranych do analizy i wymienionych w rozdziale 2 technologii wytwórczych. Dla możliwości wykonania takiej analizy wybrano kryterium efektywności ekonomicznej w postaci jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2013, 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).

Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2013, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach były wyznaczane za pomocą zależności:

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

Natomiast jednostkowe, zdyskontowane na rok 2013, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczane za pomocą następującej zależności:

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

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 oraz jednostkowe emisje CO₂ poszczególnych technologii (Zaporowski 2012) 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 rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (emisji CO₂). Wśród danych wejściowych przyjmowanych do obliczeń największą niepewnością jest obciążona średnia wartość kosztów uprawnień do emisji CO₂ do roku 2050. Dlatego obliczenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej wykonano w trzech wariantach: (1) bez uwzględnienia kosztów uprawnień do emisji CO₂, (2) z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 80 zł/tCO₂ (ok. 20 Euro/tCO₂) i (3) z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 160 zł/tCO₂ (ok. 40 Euro/tCO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 1, 2 i 3. Wykonano również obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2013, kosztów wytwarzania energii elektrycznej funkcji czasu wykorzystania mocy zainstalowanej dla bloków elektrowni systemowych i ciepłowniczych bloków małej mocy. Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 4 i 5.

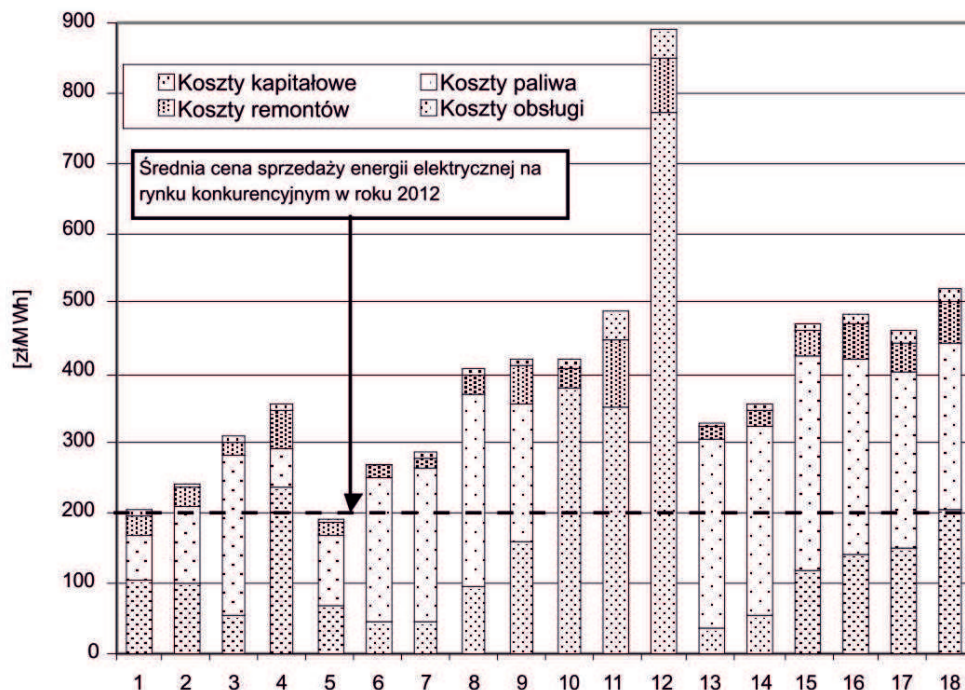
Wnioski

1. Biorąc pod uwagę zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju oraz koszty wytwarzania energii elektrycznej można stwierdzić, że przez najbliższe około 12 lat strategicznym paliwem dla elektrowni systemowych w Polsce powinien być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny.

2. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2013, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych elektrowniach gazowo-parowych, opalanych gazem ziemnym, przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej około 36,3 zł/GJ, wyniosłyby około 308 zł/MWh, a po wprowadzeniu opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ około 363 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 wydobycia.

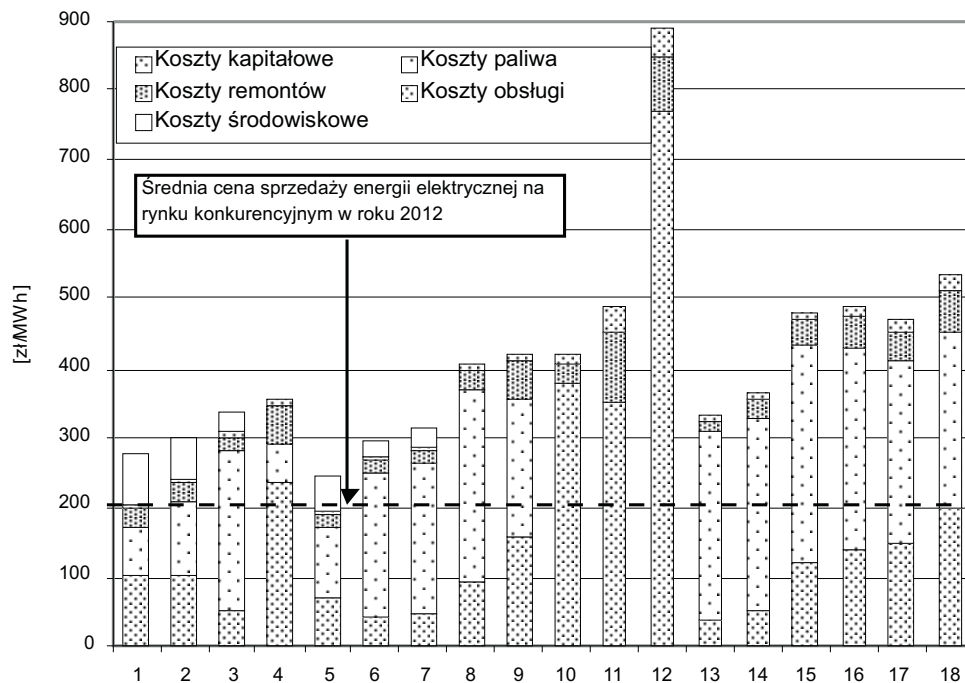
3. Po roku 2025, czyli za około 12 lat, gdy będzie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, w Polsce będzie konieczny – ze względów ekologicznych oraz uzasadniony ekonomicznie i potrzebą dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych – udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej.

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, 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 (Zaporowski 2012). Przy istnieniu zielonych certyfikatów konkurencyjną



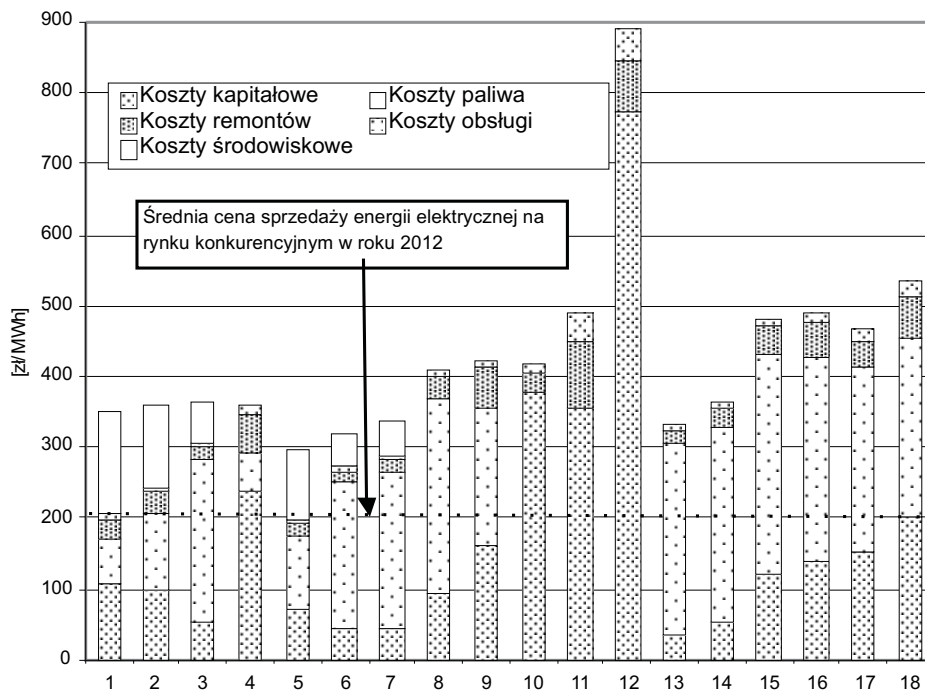
Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego 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) elektrowni fotowoltaicznej 13) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 14) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym 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, bez uwzględnienia opłaty za emisję CO₂

Fig. 1. Unitary, discounted electricity generation costs in system power plants, in large and medium scale CHP plants, and in small scale power plants 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) photovoltaic power plant, 13) CHP block with gas turbine fired with natural gas, 14) CHP block with gas engine fired with natural gas, 15) ORC CHP block fired with biomass, 16) small scale steam CHP block fired with biomass, 17) CHP block integrated with biomass biological conversion, 18) CHP block with gas engine integrated with biomass gasification, without CO₂ emission payment



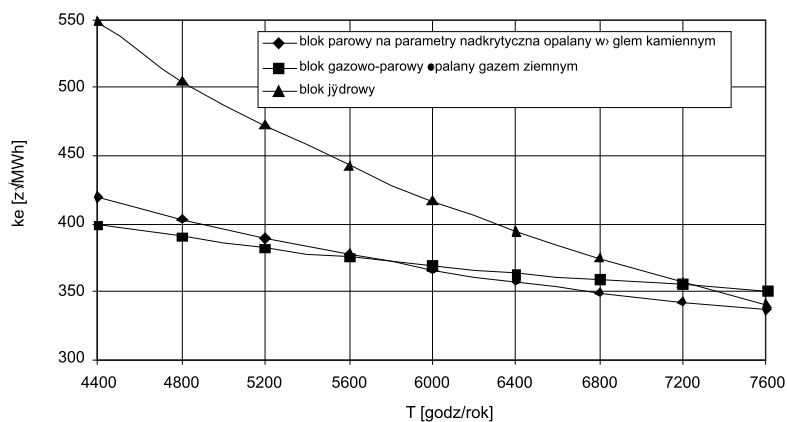
Rys. 2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego 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) elektrowni fotowoltaicznej 13) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 14) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym 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 80 zł/tCO₂

Fig. 2. Unitary, discounted electricity generation costs in system power plants, in large and medium scale CHP plants, and in small scale power plants 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) photovoltaic power plant, 13) CHP block with gas turbine fired with natural gas, 14) CHP block with gas engine fired with natural gas, 15) ORC CHP block fired with biomass, 16) small scale steam CHP block fired with biomass, 17) CHP block integrated with biomass biological conversion, 18) CHP block with gas engine integrated with biomass gasification, with CO₂ emission payment (80 PLN/tCO₂)



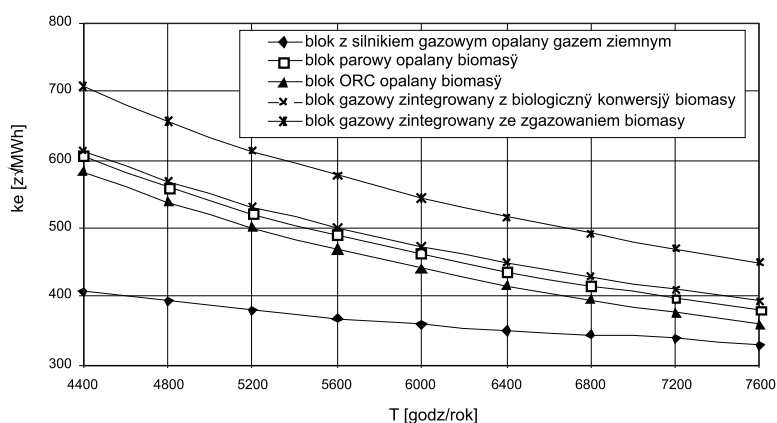
Rys. 3. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego 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 biomasa, 9) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 10) elektrowni wiatrowej, 11) elektrowni wodnej małej mocy, 12) elektrowni fotowoltaicznej 13) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 14) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 15) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasa, 16) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasa, 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. 3. Unitary, discounted electricity generation costs in system power plants, in large and medium scale CHP plants, and in small scale power plant 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) photovoltaic power plant, 13) CHP block with gas turbine fired with natural gas, 14) CHP block with gas engine fired with natural gas, 15) ORC CHP block fired with biomass, 16) small scale steam CHP block fired with biomass, 17) CHP block integrated with biomass biological conversion, and 18) CHP block with gas engine integrated with biomass gasification, with CO₂ emission payment (160 PLN/tCO₂)



Rys.4. Zależność jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (k_e) od czasu wykorzystania mocy zainstalowanej (T) dla bloków energetycznych elektrowni systemowych, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO_2 w wysokości 160 zł/t CO_2

Fig. 4. Dependence of the unitary electricity generation cost, discounted, on the time of utilization of nominal power of system power plants blocks, with CO_2 emission payment (160 PLN/t CO_2)



Rys. 5. Zależność jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (k_e) od czasu wykorzystania mocy zainstalowanej (T) dla ciepłowniczych bloków elektrociepłowni małej mocy

Fig. 5. Dependence of the unitary electricity generation cost, discounted on 2013, on the time of utilization of nominal power of small scale blocks of CHP plants

jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasa. Za około 20 lat dojrzałość komercyjną może osiągnąć ciepłowniczy blok gazowo-parowy, zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

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 lub z turbiną gazową małej mocy pracującą w obiegu prostym.

6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych są wysokie i wynoszą powyżej 400 zł/MWh (rys. 1, 2, 3 i 5). Istnienie zielonych certyfikatów zapewnia im jednak 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 (440–470 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.

7. Duży wpływ na efektywność ekonomiczną elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy ma czas wykorzystania elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu mocy zainstalowanej bloków. Pokazują to wyniki obliczeń przedstawione na rysunkach 4 i 5. Wśród elektrowni systemowych szczególnie wrażliwe na czas wykorzystania mocy zainstalowanej są elektrownie jądrowe, a wśród elektrociepłowni małej mocy elektrociepłownie opalane biomasą.

Literatura

- JANIK W., KAPROŃ H., PAŹDZIÓR A., POŁECKI Z., 2013 – Potrzeby inwestycyjne sektora elektroenergetycznego i możliwości ich sfinansowania przez koncerny energetyczne. Rynek Energii nr 2(105), 23–28.
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej, 2012, Agencja Rynku Energii S.A. Nr 12.
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2011. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2012.
- ZAPOROWSKI B., 2012 – Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki. Polityka Energetyczna t. 15, z. 4, 43–55.
- ZAPOROWSKI B., 2012 – Energy and economic effectiveness of gas-steam combined heat and power plants fired with natural gas. Archiwum Energetyki, tom XLII, nr 1, 123–137.

Bolesław ZAPOROWSKI

Economic Effectiveness of Electricity Generation Technologies

Abstract

This paper presents an analysis of the economic effectiveness of electricity generation technologies in system power plants, both large and medium scale, combined heat and power (CHP) plants, and small scale power plants and CHP plants (distributed sources). For analysis, the following 18 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, photovoltaic 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. For particular generation technologies, unitary (discounted as of 2013) electricity generation costs were determined with CO₂ emissions payment as the quantity characterizing their economic effectiveness.

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