

Bolesław ZAPOROWSKI*

Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono analizę jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach. Analizowano koszty wytwarzania energii elektrycznej w następujących rodzajach elektrowni: a) elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne opalanych węglem brunatnym i kamiennym, b) elektrowniach gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla brunatnego i kamiennego (*Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC*), c) elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym (*Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*) oraz d) elektrowniach jądrowych, a także w następujących rodzajach elektrociepłowni: a) elektrociepłowniach parowych z turbinami przeciwpężnymi opalanych węglem kamiennym, b) elektrociepłowniach parowych z turbinami upustowo-kondensacyjnymi opalanych węglem kamiennym, c) elektrociepłowniach parowych na parametry nadkrytyczne opalanych węglem kamiennym oraz d) elektrociepłowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym.

SŁOWA KLUCZOWE: elektrownia, elektrociepłownia, jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej

Wprowadzenie

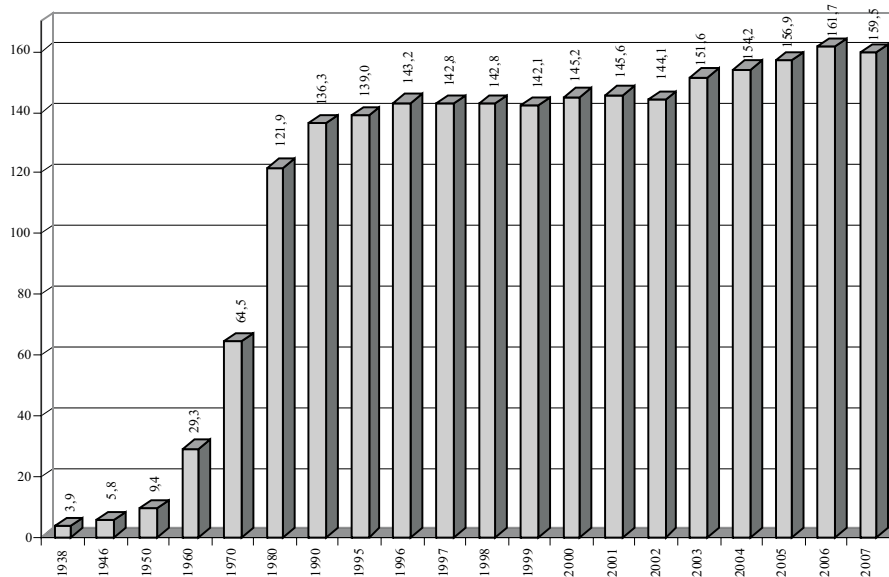
W najbliższych latach jednym z warunków zapewnienia bezpieczeństwa produkcji i dostawy energii elektrycznej do odbiorców w Polsce będą nowe inwestycje w podsektorze wytwarzania elektroenergetyki. Wynika to z analizy wzrastającego zapotrzebowania na moc

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

i energię elektryczną oraz aktualnej mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na dzień 31.12.2007 r. wynosiła 35 306 MW, a moc osiągalna 35 168 MW, w tym moc zainstalowana w elektrowniach 27 237 MW, a elektryczna moc zainstalowana w elektrociepłowniach 8069 MW [1]. Jednak znaczna część jednostek wytwórczych, o łącznej mocy powyżej 15 tys. MW, pracuje w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania z eksploatacji znacznej liczby jednostek wytwórczych, charakteryzujących się niską sprawnością, dużą awaryjnością oraz niespełnianiem limitów emisyjności (SO_2 , NO_x i popiołu).

Produkcja energii elektrycznej w naszym Kraju w roku 2007 wyniosła 159,453 TWh [1]. Wartość produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 1938–2007 przedstawiono na rysunku 1. W latach 2000–2007 pewien wpływ na wielkość produkcji energii elektrycznej w Polsce miała nadwyżka jej eksportu nad importem. Zilustrowano to danymi liczbowymi zamieszczonymi w tabeli 1.

W okresie 2000–2007 średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce wyniósł około 1,5%. Zakładając, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w najbliższych latach wyniesie około 2% oraz, że nastąpi zbilansowanie eksportu z importem, można przewidywać zużycie energii elektrycznej brutto w latach: 2015, 2020, 2025 i 2030 odpowiednio w wysokości: 180,6; 199,4; 220,1 i 243,0 TW·h oraz wymaganą moc osiągalną w KSE odpowiednio w wysokości: 36 700; 40 300; 44 500 i 49 000 MW. Wymagane w związku z tym nowe moce wytwórcze, po zbilansowaniu przewidywanych ubytków mocy w istniejących elektrowniach elektrociepłowniach, przedstawiono w tabeli 2.



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1938–2007 [TW·h]

Fig. 1. Generation of electricity in Poland in 1938–2007 [TW·h]

TABELA 1. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2000–2007

TABLE 1. Generation and gross use of electricity in Poland in 2000–2007

Rok	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produkcja energii elektrycznej [TW·h]	145,183	145,615	144,125	151,631	154,159	156,935	161,962	159,453
Zużycie energii elektrycznej brutto [TW·h]	128,810	138,885	137,057	141,470	144,866	145,749	150,706	154,105
Przyrost zużycia brutto [%]	–	0,05	-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26

TABELA 2. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2015–2030

TABLE 2. Required new generation resources in electric power system in 2015–2030

Wielkość	Lata			
	2015	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TW·h]	180,558	199,351	220,351	243
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	36 700	40 300	44500	49 000
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2008 r. jednostkach wytwórczych w Kraju [MW]	31 200	29 900	22300	17 100
Przewidywana moc w elektrowni jądrowej Ignalina [MW]		1 000	1 000	1 000
Wymagane nowe inwestycje w Kraju [MW]	5 500	9 400	21 200	30 900

1. Charakterystyka technologii wytwarzania energii elektrycznej

1.1. Wprowadzenie

Koncepcję rozwoju źródeł wytwórczych w KSE oparto na założeniu, że bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do źródeł wytwórczych, w warunkach polskich zapewniają:

- ✧ węgiel brunatny i kamienny,
- ✧ energia biomasy, po odpowiednim rozwoju w Polsce rynku tego paliwa,
- ✧ energia wiatru,
- ✧ energia wody,
- ✧ energia jądrowa, pod warunkiem rozwiązania problemu zapewnienia, niezakłóconych czynnikami politycznymi, dostaw tego paliwa do elektrowni przez cały okres cyklu ich eksploatacji oraz problemu przerobu i przechowywania paliwa wypalonego.

Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE oraz założenia polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej przyjęto, że rozwój źródeł wytwórczych w naszym Kraju powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

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

Problemowi efektywności ekonomicznej skojarzonych źródeł rozproszonych jest poświęcony oddzielny artykuł [2], dlatego w niniejszej pracy analizowano koszty wytwarzania energii elektrycznej tylko w elektrowniach systemowych i elektrociepłowniach średniej i dużej mocy.

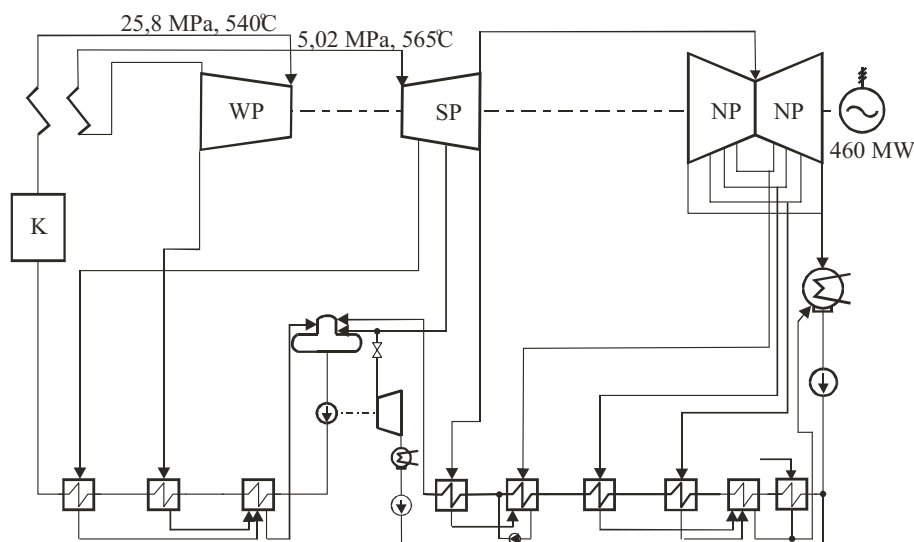
1.2. Charakterystyka technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych

1.2.1. Elektrownie parowe na parametry nadkrytyczne opalane węglem

Elektrownie opalane węglem produkują obecnie w skali ogólnoświatowej około 39,5% energii elektrycznej. W wielu krajach udział tego paliwa w produkcji energii elektrycznej jest znacznie większy, a mianowicie: w Polsce – 93,5%, w RPA – 93%, w Australii – 80%, w Chinach – 78%, w Izraelu – 71%, w Kazachstanie – 70%, w Indiach – 69%, w Maroku – 69%, w Czechach – 59%, w Grecji – 58%, w USA – 50%, w Niemczech – 47% [3]. Jedyną w pełni komercyjną technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką sprawnością, jest obecnie technologia stosowana w parowych blokach na parametry nadkrytyczne.

Budowane w Polsce bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym (Elektrownia Pątnów, Elektrownia Bełchatów) posiadają podobne wartości sprawności brutto (ok. 44%). Uruchomiony w 2008 r. w Elektrowni Pątnów blok o mocy 464 MW [4] ma nieco niższe parametry pary świeżej, ale dzięki wyższej próżni w kondensatorze, wynoszącej 0,0032 MPa (otwarty obieg chłodzenia), w porównaniu z budowanym blokiem w Elektrowni Bełchatów (0,0045 MPa) [5] uzyskuje podobną sprawność wewnętrzną obiegu (ok. 49%). Blok na parametry nadkrytyczne budowany w Elektrowni Łagisza o mocy 460 MW ma nieco wyższe parametry pary świeżej oraz wyraźnie wyższą sprawność kotła, co pozwala na uzyskanie przez ten blok sprawności brutto około 45,5% [6]. Na rysunku 2 przedstawiono schemat układu cieplnego bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy 464 MW zbudowanego w elektrowni Pątnów.

Wśród zbudowanych w ostatnich latach na świecie bloków na parametry nadkrytyczne, najwyższą sprawność uzyskuje blok K w elektrowni Niederaussem (BoA), o mocy 1012 MW, który posiada wewnętrzną sprawność obiegu parowego 51,26%, sprawność kotła 94,4%, sprawność bloku brutto 47,75%, a sprawność bloku netto 45,2% [7]. Wysoka sprawność kotła bloku BoA (94,4%) jest uzyskiwana przy temperaturze spalin wylotowych z kotła wynoszących 100°C [8]. Na uzyskanie tak niskiej temperatury spalin na wylocie



Rys. 2. Schemat układu cieplny bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy 464 MW

Fig. 2. Scheme of thermal system of supercritical power block of 464 MW

z kotła pozwala zintegrowanie go z układem do suszenia węgla brunatnego, którym opalana jest elektrownia.

W wyniku analizy, do obliczeń efektywności ekonomicznej dla warunków polskich w pracy przyjęto sprawność brutto bloku na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym w wysokości 45% i emisję CO₂ wynoszącą 0,745 kg CO₂/kWh, a dla bloku opalanego węglem brunatnym sprawność brutto w wysokości 44% i emisję CO₂ wynoszącą 0,805 kg CO₂/kW·h.

1.2.2. Bloki gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (IGCC)

Najwięcej zalet energetycznych i ekologicznych, wśród technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem, ma technologia stosowana w elektrowniach gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla (*Integrated Coal Gasification Combined Cycle – IGCC*). Charakteryzuje się ona wysoką sprawnością elektryczną (ok. 50%), uzyskiwaną dzięki kombinowanemu obiegowi gazowo-parowemu, prawie całkowitym wyeliminowaniem emisji pyłów i SO₂ oraz istotnym ograniczeniem emisji NO_x i CO₂ do środowiska przyrodniczego.

Do obliczeń efektywności ekonomicznej elektrowni IGCC, na podstawie wykonanych badań efektywności energetycznej, przyjęto następujące wartości:

- a) dla elektrowni IGCC opalanej węglem brunatnym sprawność brutto $\eta = 48\%$, emisja CO₂ – 0,7 kg CO₂/kW·h,
- b) dla elektrowni IGCC opalanej węglem kamiennym sprawność brutto $\eta = 49\%$, emisja CO₂ – 0,642 kg CO₂/kW·h.

1.2.3. Elektrownie gazowo-parowe opalane gazem ziemnym (CCGT)

Największą sprawność wytwarzania energii elektrycznej można uzyskać w elektrowniach gazowo-parowych (*Combined Cycle Gas Turbine* – CCGT) opalanych gazem ziemnym.

Rozwój elektrowni gazowo-parowych przeszedł przez kilka stadiów rozwoju turbin gazowych i struktur układów technologicznych. W chwili obecnej jesteśmy świadkami wprowadzania do układów gazowo-parowych turbin gazowych czwartej generacji firmy General Electric serii „H”, charakteryzujących się stosowaniem pary wodnej do chłodzenia dysz pierwszego stopnia turbiny. Turbiny te zastosowane w układach gazowo-parowych pozwalają na uzyskiwanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej około 60%. Do obliczeń efektywności ekonomicznej elektrowni CCGT, na podstawie wykonanych badań efektywności energetycznej, przyjęto następujące wartości: sprawność $\eta = 59\%$, emisja $\text{CO}_2 - 0,296 \text{ kgCO}_2/\text{kW}\cdot\text{h}$.

1.2.4. Bloki jądrowe z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi typu PWR (EPR)

Udział elektrowni jądrowych w światowej produkcji energii elektrycznej od ponad 10 lat utrzymuje się na stałym poziomie około 15%. Według stanu na 1.01.2008 r. na świecie pracowało 439 bloków jądrowych o łącznej mocy około 372,2 GW. Natomiast w budowie było 31 bloków jądrowych o łącznej mocy 27,2 GW w następujących krajach: Indie (6), Rosja (6), Chiny (5), Korea Płd. (3), Bułgaria (2), Ukraina (2), Argentyna (1), Finlandia (1), Francja (1), Iran (1), Japonia (1), Pakistan (1) i USA (1). Wśród pracujących i będących w budowie elektrowni jądrowych przeważają bloki z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi (*Pressured Water Reactor* – PWR, *Wodno Wodziany Energeticzeskij Reaktor* – WWER). Wewnętrzna sprawność jądrowych bloków energetycznych typu PWR (*European Pressured Reactor* – EPR) jest rzędu 35%, a sprawność netto elektrowni rzędu 34%.

1.3. Charakterystyka technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach średniej i dużej mocy

1.3.1. Parowe bloki ciepłownicze średniej i dużej mocy

Istotnym problemem w Polsce, obok odtwarzania mocy wytwórczych w elektrowniach systemowych, jest również odbudowa mocy elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych, w których wiele jednostek wytwórczych pracuje już ponad 40 lat i znacznie przekroczyło czas pracy 200 tys. godzin. Dotyczy to zarówno bloków ciepłowniczych z turbinami upustowo-przeciwprężnymi jak i upustowo-kondensacyjnymi. Nowe ciepłownicze jednostki wytwórcze powinny spełniać wymagania dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11.02.2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji, na podstawie zapotrzebowania na ciepło użytkowe, na wewnętrznym rynku energii. Istota rzeczy polega na tym, aby ich produkcja energii elektrycznej w możliwie dużym stopniu mogła być

zaliczana do energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu o wysokiej sprawności. W związku z tym są preferowane bloki ciepłownicze o wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu i wysokiej sprawności ogólnej.

1.3.2. Elektrociepłownie gazowo-parowe opalane gazem ziemnym

Wiele zalet energetycznych i ekologicznych mają elektrociepłownie gazowo-parowe opalane gazem ziemnym. Elektrociepłownie te charakteryzują się niskimi nakładami inwestycyjnymi, wysoką sprawnością wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu oraz wysoką sprawnością ogólną, krótkim czasem budowy i dużą elastycznością na zmiany obciążenia cieplnego i elektrycznego. Charakteryzują się również znacznie wyższą, w porównaniu z elektrociepłowniami parowymi, wartością wskaźnika skojarzenia.

1.3.3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni

Dla elektrociepłowni parowych oraz gazowo-parowych wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, takie jak: średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu, średnioroczna sprawność ogólna oraz oszczędność energii pierwotnej (*Primary Energy Savings* – PES), uzyskiwana dzięki skojarzonemu wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym [10]. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 3.

TABELA 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną analizowanych elektrociepłowni

TABLE 3. Quantities characterizing the energy effectiveness of analyzed CHP plants

Wielkość	Elektrociepłownia parowa			Elektrociepłownia gazowo-parowa
	z turbiną przeciwną	z turbiną upustowo-kondensacyjną	na parametry nadkrytyczne	
Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu [%]	28,00	29,77	37,64	47,53
Średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	59,54	50,23	42,36	32,47
Średnioroczna sprawność ogólna [%]	87,54	64,47	76,58	72,30
Oszczędność energii pierwotnej, PES [%]	27,23	23,53	29,23	23,90

2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej

Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych były wyznaczane za pomocą zależności:

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

Natomiast jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczane za pomocą następującej zależności.

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

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 poszczególnych technologii omówionych wcześniej oraz:

- ✧ jednostkowe nakłady inwestycyjne podane w tabeli 4 i 5,
- ✧ okres eksploatacji elektrowni opalanych węglem i jądrowych 30 lat, a opalanych gazem ziemnym 25 lat,
- ✧ czas budowy elektrowni opalanych węglem 4 lata, jądrowych 6 lat, a opalanych gazem ziemnym 2 lata,
- ✧ cenę sprzedaży ciepła 26,4 zł/GJ,
- ✧ stopę dyskontową dla elektrowni 8%, a dla elektrociepłowni i elektrowni wiatrowych 7%,
- ✧ udział kapitału własnego w nakładach inwestycyjnych 20%.

TABELA 4. Wyniki obliczeń jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych

TABLE 4. Calculation results of unitary discount electricity generation cost in system power plant

Technologia	Jednostkowe nakłady inwestycyjne	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [zł/MW·h] przy opłacie za emisję CO ₂	
	mln zł/MW	godz./rok	0 zł/MgCO ₂ 0 Euro/MgCO ₂	74 zł/MgCO ₂ 20 Euro/MgCO ₂
Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	4,4	6 400	171	233
Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	4,3	6 400	196	258
Blok IGCC opalany węglem brunatnym	5,2	6 400	185	240
Blok IGCC opalany węglem kamiennym	5,1	6 400	208	258
Blok CCGT opalany gazem ziemnym	1,9	6 400	231	247
Blok jądrowy z reaktorem EPR	7,8	6 400	234	234
Elektrownia wiatrowa	4,8	1 520	368	368

TABELA 5. Wyniki obliczeń jednostkowych, zdyskontowanych, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach

TABLE 5. Calculation results of unitary discount electricity generation cost in CHP plants

Technologia	Jednostkowe nakłady inwestycyjne	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [zł/MW·h] przy opłacie z emisję CO ₂	
	mln zł/MW	godz./rok	0 zł/MgCO ₂ 0 Euro/MgCO ₂	74 zł/MgCO ₂ 20 Euro/MgCO ₂
Ciepłowniczy blok z turbiną upustowo-przeciwprężną	7,0	4 400	223	283
Ciepłowniczy blok z turbiną upustowo-kondensacyjną	7,1	6 400(e) 4 800(c)	246	307
Ciepłowniczy blok z turbiną upustowo-kondensacyjną na parametry nadkrytyczne	4,5	6 400(e) 4 800(c)	193	240
Ciepłowniczy blok gazowo-parowy	3,2	6 400(e) 4 800(c)	232	255

W rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi, koszty akcyzy, koszty finansowe oraz koszty środowiska. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 4 i 5.

Wnioski

Wykonane wielowariantowe obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

1. Biorąc pod uwagę koszty wytwarzania energii elektrycznej oraz bezpieczeństwo elektroenergetyczne Kraju można stwierdzić, że strategicznymi paliwami dla elektrowni systemowych w Polsce, co najmniej do 2020 roku, mogą być tylko węgiel brunatny i kamienny. Źródłem najtańszej energii elektrycznej z elektrowni systemowych są parowe bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym. Polska ma duże zasoby tego paliwa. Jednak w obecnie czynnych kopalniach węgla brunatnego nie jest możliwe znaczne zwiększenie wydobycia węgla brunatnego do ponad 70 mln ton rocznie [9]. Dlatego pilnie są potrzebne inwestycje nowych kopalń węgla brunatnego wykorzystujące bogate złoża w okolicy Legnicy i Gubina. W najbliższym okresie muszą równocześnie być budowane bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem kamiennym, szczególnie w elektrowniach, w których będą wycofywane, wyeksploatowane, o niskiej sprawności, bloki energetyczne o mocy jednostkowej 50–120 MW. Zbudowane w ich miejsce wysokosprawne bloki na parametry nadkrytyczne, przy tym samym zużyciu węgla, będą wytwarzać znacznie większe ilości energii elektrycznej. Po roku 2020 powinien rozpocząć się proces wprowadzania do eksploatacji bloków typu IGCC opalanych zarówno węglem brunatnym jak i kamiennym, przy równoczesnej produkcji w nich wodoru i innych paliw. Od roku 2025 powinien rozpocząć się proces udziału w produkcji energii elektrycznej w Polsce bloków jądrowych.
2. Dla elektrociepłowni średniej i dużej mocy pracujących w systemach ciepłowniczych dużych aglomeracji miejskich najlepszym (po najniższych kosztach wytwarzania energii elektrycznej) źródłem skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest blok na parametry nadkrytyczne, który przy wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, niezależnie od obciążenia cieplnego, a więc również poza sezonem grzewczym, może być konkurencyjnym źródłem energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Dla aglomeracji miejskiej średniej wielkości o obciążeniu cieplnym do 100 MW dobrym konkurencyjnym źródłem skojarzonym może być blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym zaazotowanym, ze złóż krajowych. Istnienie w KSE pewnej liczby tego typu źródeł wytwórczych jest korzystne z punktu widzenia możliwości przeciwdziałania awariom systemu elektroenergetycznego typu *blackout*. Budowa nowych parowych bloków ciepłowniczych o średniej zainstalowanej mocy elektrycznej (do 70 MW) jest ekonomicznie dyskusyjna, ze względu na wysokie jed-

nostkowe nakłady inwestycyjne i w związku z tym wysokie jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej. Inwestycje takie mogłyby mieć ekonomiczne uzasadnienie, gdyby węgiel jako paliwo podstawowe był w części uzupełniony biomasą, spalaną np. w oddzielnym urządzeniu kotłowym.

Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w latach 2007–2010 jako project badawczy zamawiany.

Literatura

- [1] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2007.2008 – Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa.
- [2] ZAPOROWSKI B., SZCZERBOWSKI R., WRÓBLEWSKI R., 2008 – Analiza efektywności ekonomicznej rozproszonych źródeł skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła opalanych gazem ziemnym oraz biomasą. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. spec.
- [3] World Coal Institute. 2007 – Coal Meeting the Climate Challenge. Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions, London.
- [4] KRUGIOŁKA Cz., OLBRYCH M., 2007 – Wysokosprawne wytwarzanie energii elektrycznej w bloku energetycznym na parametry nadkrytyczne o mocy 464 MW. *Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XV*, s. 5–7.
- [5] TWARDOWSKI A., 2007 – 858 MWe supercritical extension for Belchatow. *Modern Power Systems* No 10, p. 12–17.
- [6] KURP J., 2008 – Pierwszy na świecie blok energetyczny z kotłem przepływowym CFB na parametry nadkrytyczne. Południowy Koncern Energetyczny, Katowice.
- [7] HEITMULLER R., FISCHER H., SIGG J., BELL R., HARTLIEB N., 1999 – Lignite – Fired Niederaussem K Aims for Efficiency of 45 per cent and More. *Modern Power Systems* No 8.
- [8] HALAWA T., 2007 – Postęp w budowie bloków energetycznych dużej mocy opalanych węglem brunatnym. *Energetyka* nr 12.
- [9] KASZTALEWICZ Z., KOZIOŁ K., 2007 – Możliwości wydobywcze branży węgla brunatnego w Polsce po 2025 roku. *Polityka Energetyczna* t. 10, z. spec. 2, s. 141–158.
- [10] ZAPOROWSKI B., 2007 – Podstawy wyznaczania ilości energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu o wysokiej sprawności. *Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XV*, s. 37–41.

Bolesław ZAPOROWSKI

Electricity generation cost analysis

Abstract

The paper presents the analysis of unitary discount electricity generation cost in power plants and combined and heat power (CHP) plants. There are analysed the electricity generation costs in the following types of power plants: a) supercritical steam power plants fired with brown and hard coal, b) IGCC power plants fired with brown and hard coal, c) CCGT power plant fired with natural gas, and d) nuclear power plants and also in the following CHP plants: a) CHP plants with backpressure steam turbine fired with hard coal, b) CHP plants with extraction-condensing steam turbine fired with hard coal, c) supercritical CHP plants fired with hard coal and d) gas-steam CHP plants fired with natural gas.

KEY WORDS: power plant, CHP plant, unitary discount electricity generation cost