

Energy and Economic Effectiveness of Electricity Generation Technologies of the Future

Author

Bolesław Zaporowski

Keywords

power plant, combined heat and power plant, energy effectiveness, economic effectiveness

Abstract

The paper presents the analysis of energy and economic effectiveness of electricity generation technologies of the future in: system power plants, large and medium scale combined heat and power (CHP) plants, and small scale power plants and CHP plants (distributed sources). For particular generation technologies were determined the quantities characterizing their energy effectiveness, unitary emission of CO₂ (kg CO₂/kWh) and unitary discounted electricity generation costs of 2013.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014214

1. Introduction

One of the prerequisites for maintaining security of electricity supplies to the consumers is maintaining balance between the demand for electricity and peak load on one side, and availability of generating capacity in the National Power System (NPS) on the other [1]. Comparison between the current condition and structure of generating sources in the NPS, demand for electricity and peak power load, and finally demand and load increases forecasted for the upcoming years, indicate that the Polish electric power industry urgently needs investment in new generating capacities. According to the European Union's energy policy [2, 3, 4] and more general global tendencies [5], those new generating sources should be characterised by high energy effectiveness, low emissions and high economic effectiveness. Development of generating sources in the Polish electric power industry should take into account security of supplies of primary energy to the generation sector, primarily by aiming to reach appropriate level of fuel diversification and related modern technology structure of generating units. Energy policy of the state should also provide support to the electricity generated at plants based on renewable energy sources and at combined heat and power plants, especially distributed ones, although this support should be implemented only for a limited period. Instruments for supporting electricity generated at renewable sources should vary according to the output of a source in question and type of renewable energy source used. Generally those instruments should be based on thorough analysis of their energy and economic effectiveness. Yet selection of technologies for new

generating sources in a longer time perspective must be solely based on economic criterion taking into account total power generation costs, including environmental costs. This paper focuses on comparative analysis of energy and economic effectiveness of technologies which might be implemented in the Polish electric power industry in the future.

2. Electricity generation in Poland

On 31 December 2012 total installed capacity of generating sources within the NPS was 38,292 MW, while maximum possible output was 38,117 MW [6]. Yet a considerable share of generating capacity, installed at power plants and CHP plants with a total output exceeding 9000 MW, had been in operation for more than 30 years, and their total operating time had exceeded 200 thousand hours. For that reason it may be expected that many of such sources will be phased out or shut down for upgrades during upcoming years.

In 2012 electricity generation in Poland amounted to 161.9 TWh, including 87.47% at power plants and CHP plants fired with hard coal and lignite, 3.48% at sources using natural gas, 4.89% at biogas- and biomass-fired sources (including 4.55% as co-firing with coal), 1.26% at run-of-the-river hydroelectric plants and 2.90% at wind power plants [6]. Volumes of electricity generated in Poland in 1938–2012 are presented in Fig. 1; electricity generation and gross consumption, as well as gross consumption growth figures in 2001–2012 are shown in Tab. 1 [7].

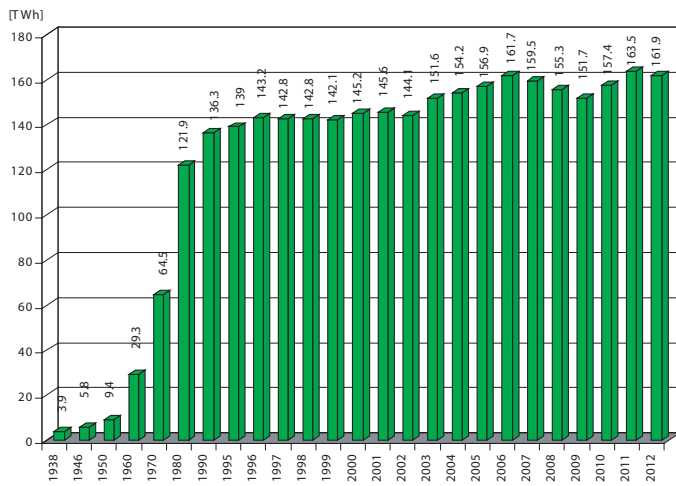


Fig. 1. Electricity generation in Poland 1938–2012

Electricity generation in Poland during that period was greatly influenced by excess of export over import, especially in 2011 and 2012. Average annual growth of electricity consumption in Poland in 2001–2012 was 1.37%. Further analyses were based on the assumption that annual average growth of gross electricity consumption until 2030 would be 1.35%. Gross electricity consumption in Poland estimated for 2015, 2020, 2025 and 2030, together with required new generation capacities in the power system are presented in Tab. 2. Capacity of new required investment projects (newly commissioned generation sources), taking into account the expected phase out of some units operating in 2012, depends on the type of new plants being built (expected utilisation time of nominal capacity at a specific plant type).

Parameter	Year			
	2015	2020	2025	2030
Forecasted gross electricity consumption [TWh]	166.4	177.9	190.3	203.5
Required maximum output (installed capacity) [MW]	38,000	39,500	41,700	44,700
Forecasted available capacity of sources operating in 2012 [MW]	35,500	29,700	25,700	25,900
Required new investments [MW]	2,500	9,800	16,000	25,900

Tab. 2. New capacity required by the national power system in 2015, 2020, 2025 and 2030

Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Electricity generation [TWh]	145.6	144.1	151.6	154.2	156.9	161.7	159.5	155.3	151.7	157.4	163.5	161.9
Gross electricity consumption [TWh]	138.9	137.1	141.5	144.9	145.7	150.7	154.1	154.6	149.5	156.1	158.3	159.1
Gross consumption growth [%]		-1.32	3.22	2.40	0.61	3.40	2.26	0.35	-3.30	4.38	1.38	0.51

Tab. 1. Electricity generation and gross consumption in Poland 2001–2012

3. Small power plants and CHP plants

3.1. System power plants

Four technologies were selected for the analysis of energy and economic effectiveness of future generation technologies at system (baseload) power plants: supercritical (ultra-supercritical) steam unit fired with lignite, supercritical (ultra-supercritical) steam unit fired with hard coal, high-output gas-steam unit (combined cycle gas turbine unit, CCGT) with a triple-pressure heat recovery steam generator (HRSG) fired with natural gas and a generation III nuclear power unit with a pressurised water reactor (PWR). It was assumed that the technology utilised in supercritical (ultra-supercritical) steam power units is the only one available for electricity generation from coal, which is both fully mature in commercial scale, and characterised by high energy effectiveness. Gas-steam units integrated with coal gasification (Integrated Coal Gasification Combined Cycle, IGCC) have not reached commercial maturity yet. Construction of new demonstration IGCC plants still involves a search for optimum process solutions. The parameter which characterises energy performance of a power plant is its efficiency. An important parameter which describes its environmental footprint is specific CO₂ emission (kg CO₂/kWh). Values of those parameters for selected generation technologies in system power plants are presented in Tab. 3.

No.	Technology	Efficiency (gross) [%]	Specific CO ₂ emission [kg CO ₂ /kWh]
1	Supercritical steam unit fired with lignite	47	0.868
2	Supercritical steam unit fired with hard coal	48	0.685
3	CCGT fired with natural gas	58	0.341
4	Nuclear power unit of generation III (PWR)	36	–

Tab. 3. Energy performance indicators for system power plants

3.2. Large and medium CHP plants

Five technologies were selected for the analysis of energy and economic effectiveness of future technologies for large and medium (high- and medium-output) CHP plants: supercritical (ultra-supercritical) steam CHP unit fired with hard coal, large gas-steam CHP unit with a triple-pressure HRSG fired with natural gas, medium CHP unit with a dual-pressure HRSG fired with

natural gas, medium- steam CHP unit fired with biomass and an IGCC CHP unit fired with biomass. Values of the following parameters were calculated for large and medium CHP units technologies, to characterise their energy performance: efficiency of electricity generation in cogeneration mode, efficiency of heat generation in cogeneration mode, primary energy savings and specific CO₂ emission (kg CO₂/kWh). Calculation results are presented in Tab. 4.

3.3. Small CHP plants and power plants

Nine technologies were selected for the analysis of energy and economic effectiveness of future distributed power generation sources (low-output plants): wind power plant, small hydroelectric plant, photovoltaic (PV) power plant, open cycle gas turbine (OCGT) CHP plant fired with natural gas, gas engine CHP plant fired with natural gas, Organic Rankine Cycle (ORC) CHP plant fired with biomass, CHP plant with integrated biological biomass conversion and a CHP unit with integrated biomass gasification. Values of the following parameters were calculated for low-output CHP technologies to characterise their energy performance: efficiency of electricity generation in cogeneration mode, efficiency of heat generation in cogeneration mode and primary energy savings. Calculation results are presented in Tab. 5.

4. Economic effectiveness analysis

It was assumed that economic effectiveness of analysed power generation technologies for system power plants, large and medium CHP plants, and small power and CHP plants (distributed sources) is characterised by electricity generation unit cost discounted for 2013. Electricity generation discounted unit costs at power plants were calculated with the following formula [8]:

No.	Technology	Efficiency of electricity generation in cogeneration mode [%]	Efficiency of heat generation in cogeneration mode [%]	Primary energy savings [%]	Specific CO ₂ emission [kg CO ₂ /kWh]
1	Supercritical steam CHP unit fired with hard coal	39.2	40.8	25.2	0.616
2	Gas-steam CHP unit with triple-pressure HRSG fired with natural gas	53.01	26.99	24.54	0.287
3	Gas-steam CHP unit with dual-pressure HRSG fired with natural gas	48.64	31.36	22.44	0.302
4	Steam CHP unit fired with biomass	28.50	32.50	19.45	–
5	Gas-steam CHP unit integrated with biomass gasification	41.78	38.22	41.54	–

Tab. 4. Energy performance indicators of CHP plants

No.	Technology	Efficiency of electricity generation in cogeneration mode [%]	Efficiency of heat generation in cogeneration mode [%]	Primary energy savings [%]
1	CHP OCGT plant fired with natural gas	31.20	53.49	16.27
2	Gas engine CHP plant fired with natural gas	36.00	48.50	18.78
3	Biomass ORC CHP plant	14.14	68.36	18.25
4	Biomass steam CHP plant	18.45	64.00	23.27
5	Biomass CHP plant with integrated biological conversion	26.00	31.00	12.92
6	Biomass CHP plant with integrated biomass gasification	27.45	54.00	31.49

Tab. 5. Energy performance indicators of small CHP plants

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

Unit discounted costs of electricity generation at CHP plants were calculated with a following formula [8]:

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

where:

C_t – annual cost of a power or CHP plant

H_t – annual heat sales revenues

E_t – annual electricity production

m – plant construction time in years

n – operation time in years

$s = m + n$ – total economic cycle in years, p – discount rate.

Calculation of unit discounted costs of electricity generation at power plants and CHP plants was based on input values of energy performance indicators of individual technologies (Tab. 3–5) and:

- construction time of system power plants: nuclear – 6 years, coal fired – 4 years, CCGT fired with natural gas – 2 years
- construction time of a large and medium CHP plant fired with coal: 4 years, CHP CCGT fired with natural gas: 2 years
- construction time of a biomass-fired small CHP plant: 2 years
- utilisation time of nominal capacity for nuclear power plants – 7000 h/yr, for coal-fired steam power plants – 6400 h/yr, wind power plants – 1550 h/yr, hydroelectric plants – 2770 h/yr and photovoltaic plants – 900 h/yr
- utilisation time of nominal electrical capacity for large and medium CHP plants: 6400 h/yr, utilisation time of nominal heat capacity in cogeneration: 4400 h/yr
- utilisation time of nominal electrical and heat capacity for small CHP plants: 6400 h/yr
- heat sales price: 31.56 PLN/GJ

- rate of discount: for nuclear power plants – 8.5%, for coal-fired power and CHP plants – 8%, for CCGT power and CHP plants fired with natural gas – 7.5%, for distributed sources – 7%
- equity share in investment cost: 20%.

Annual costs for power and CHP plants included: capital cost, fuel cost, maintenance cost, operation cost and environmental costs (CO₂ emissions). Calculation of unit electricity generation cost discounted for 2013 was performed in two variants: excluding and including cost of CO₂ emission allowances. It was assumed that the average purchase cost of CO₂ emission allowances throughout the next 28 years, i.e. until 2040, would be 160 PLN/Mg CO₂ (ca. 40 EUR/Mg CO₂). Calculation results are shown in Fig. 2 and 3.

5. Conclusions

1. Throughout the next 10 years hard coal and lignite must remain the strategic fuel for system power plants in Poland. The only commercially mature solution for coal-based electricity generation, which is characterised by high energy efficiency and the lowest generation cost is the technology of supercritical (ultra-supercritical) steam units. During the next 10 years it will be necessary to build around eight power units fired with

- hard coal or lignite in Poland; their total capacity will be ca. 7000 MW.
2. Unit cost of electricity generation at system CCGT plants fired with natural gas, discounted for 2013 – at current natural gas prices for large consumers, which is around 36.3 PLN/GJ – would be around 308 PLN/MWh, and after adding the fee for CO₂ emission allowances – ca. 363 PLN/MWh. For that reason investment decisions concerning construction of such system power plants in Poland should be postponed until the issues of potential deposits of shale gas in Poland and possibilities of exploiting them are fully clarified.
 3. After 2023, when the obligation of purchasing CO₂ emission allowances will be fully implemented in Poland, it will be necessary for environmental reasons, and justified by economic reasons and diversification considerations to introduce nuclear power for system electricity generation. Electricity sales price on the competitive market around 2025 will probably approach the value of 350 PLN/MWh, thus ensuring feasibility and technical competitiveness to nuclear power plant projects.
 4. Combined heat and power technologies should be widely developed in Poland, as they provide an effective method for saving primary energy, lowering CO₂ emissions and reducing

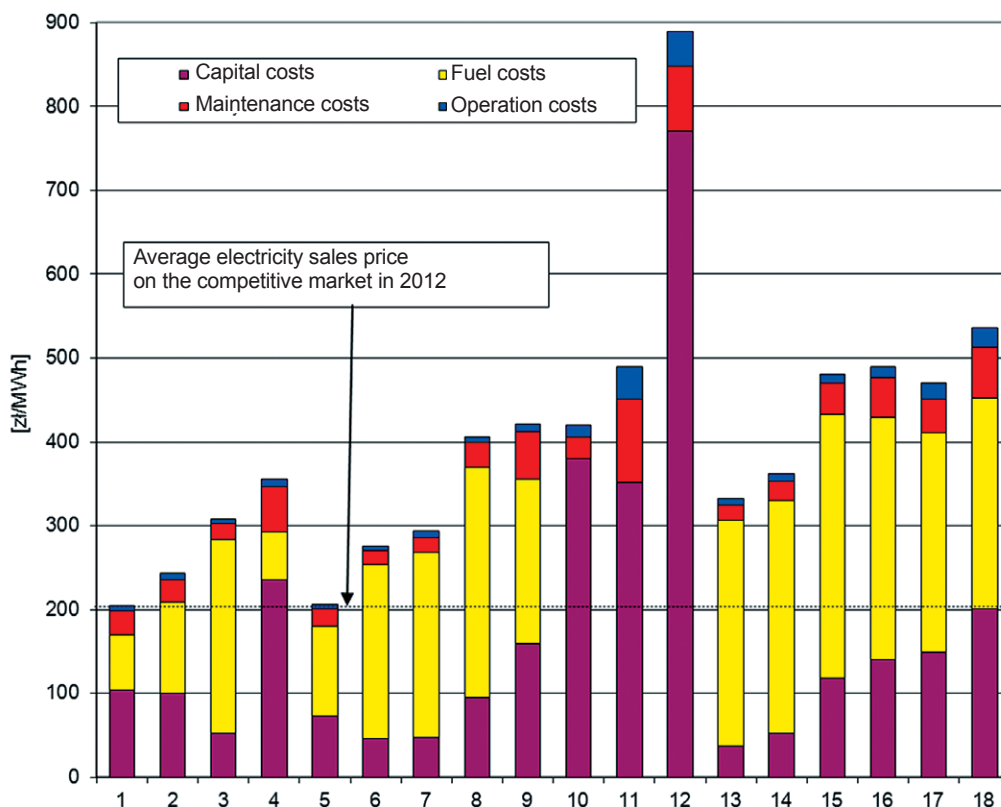


Fig. 2. Electricity generation discounted unit costs at system power plants, large and medium CHP plants, and small power and CHP plants [PLN/MWh] for: 1) lignite-fired supercritical steam power plant, 2) hard coal-fired supercritical steam power plant, 3) natural gas-fired CCGT power plant, 4) PWR nuclear power plant, 5) hard coal-fired supercritical steam CHP plant, 6) natural gas-fired CCGT CHP plant with a triple-pressure HRSG, 7) natural gas-fired CCGT CHP plant with a dual-pressure HRSG, 8) biomass-fired medium steam CHP plant, 9) biomass-fired IGCC CHP plant, 10) wind power plant, 11) small hydroelectric plant, 12) PV power plant, 13) natural gas-fired OCGT CHP plant, 14) natural gas-fired gas engine CHP plant, 15) biomass-fired ORC CHP plant, 16) small biomass-fired steam CHP plant, 17) CHP plant with integrated biological biomass conversion, and 18) CHP unit with integrated biomass gasification, excluding CO₂ emission cost

electricity generation costs. For very large CHP plants (with a thermal output in cogeneration of 300–500 MW) a technology characterised by the lowest electricity generation cost discounted for 2013 is a supercritical steam unit fired with hard coal (ca. 206 PLN/MWh). The cost for this type of plant will also remain the lowest after the introduction of CO₂ emission charges (ca. 309 PLN/MWh). For large and medium CHP plants (with thermal output in cogeneration of 50–300 MW) the cogeneration units characterised by the lowest electricity generation cost discounted for 2013 are large and medium gas-steam CHP plants fired with natural gas [9]. However, throughout the next 5–10 years electricity generated at natural gas-fired CHP plants must be supported by yellow certificates. If the green certificates are maintained, a competitive technology for medium CHP plants is also biomass-fired steam units. Approximately 20 years from now, CHP IGCC units fired with biomass could reach commercial maturity. This technology is characterised by considerably higher energy efficiency (Tab. 4), but only slightly higher electricity generation costs than a steam unit fired with biomass.

5. Among technologies for small (distributed) sources, electricity generation costs are lowest for small gas-fired CHP units, especially open cycle gas turbine units (ca. 322 PLN/MWh). A very important task for the state's energy policy during the upcoming years will be stimulating development of electricity sources based on renewable energy sources, especially wind power, biomass and solar power generation. Specific electricity generation cost discounted for 2013 for wind power plants is high, exceeding 400 PLN/MWh. Yet green certificates ensure profitability of this technically mature technology. As for the biomass utilisation at distributed plants, the situation is complex. First of all, there are no prospective generation technologies available yet. Commercial maturity has only been reached by technologies utilising biomass combustion in small CHP plants and Organic Rankine Cycle (ORC), which are both characterised by poor energy efficiency (Tab. 5) and resulting high electricity generation costs (480–490 PLN/MWh). Economic effectiveness of CHP plants with integrated biological conversion of chemical energy of biomass is similar. Technology utilised at low-output CHP plants integrated with biomass gasification however, has only reached the stage of

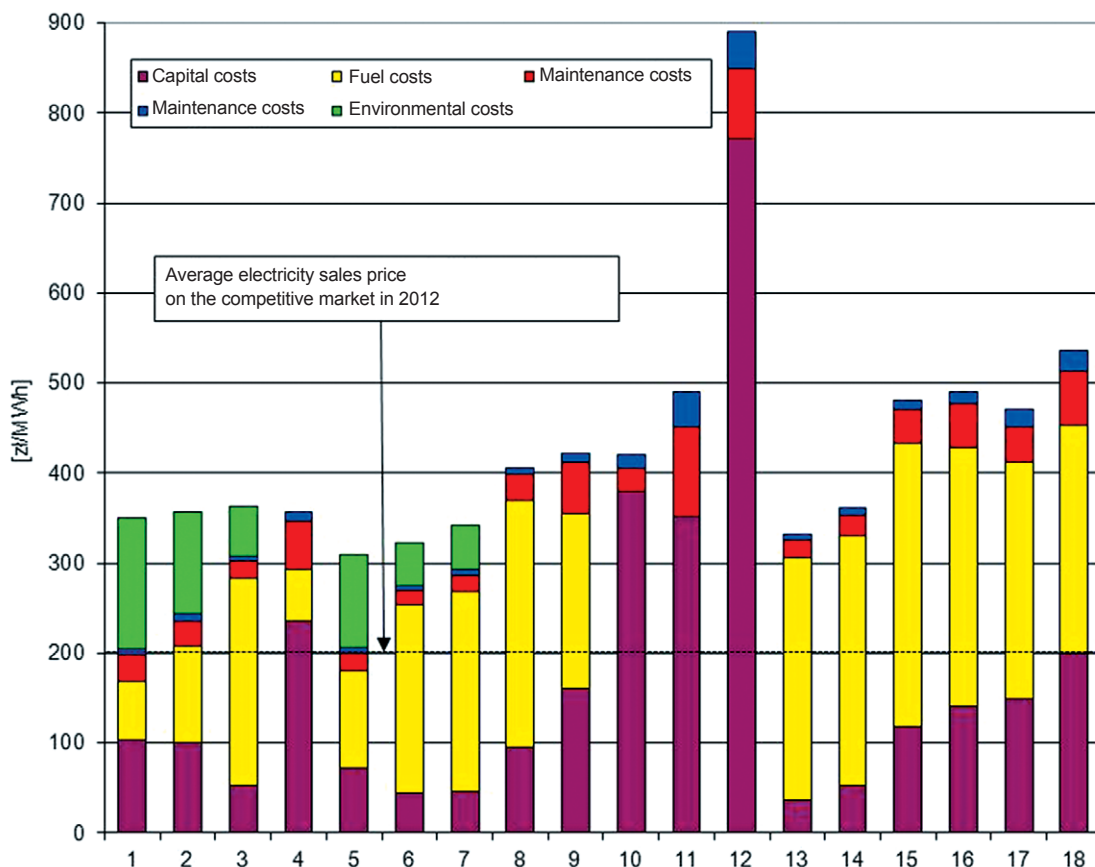


Fig. 3. Specific, discounted electricity generation costs at system power plants, large and medium CHP plants, and small power and CHP plants [PLN/MWh] for: 1) lignite-fired supercritical steam power plant, 2) hard coal-fired supercritical steam power plant, 3) natural gas-fired CCGT power plant, 4) PWR nuclear power plant, 5) hard coal-fired supercritical steam CHP plant, 6) natural gas-fired CCGT CHP plant with a triple-pressure HRSG, 7) natural gas-fired CCGT CHP plant with a dual-pressure HRSG, 8) biomass-fired medium-output steam CHP plant, 9) biomass-fired IGCC CHP plant, 10) wind power plant, 11) small hydroelectric plant, 12) PV power plant, 13) natural gas-fired OCGT CHP plant, 14) natural gas-fired gas engine CHP plant, 15) biomass-fired ORC CHP plant, 16) small biomass-fired steam CHP plant, 17) CHP plant with integrated biological biomass conversion, and 18) CHP unit with integrated biomass gasification, including CO₂ of 160 PLN/Mg

pilot plants and has highest electricity generation costs (exceeding 500 PLN/MWh). Both small CHP plants integrated with biological conversion, and those with biomass gasification could reach much higher economic effectiveness (reduced electricity generation costs) in the case of being fuelled with waste biomass from agricultural production or waste water treatment. Their share in national power generation however is limited.

REFERENCES

1. Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment OJ L 33, 2006, pp. 22–27.
2. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, OJ L 315, 2012, pp. 1–56.
3. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, OJ L 140, 5.6.2009, pp. 16–62.
4. Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, OJ L 52, 2004, pp. 50–63.
5. Chmielniak T., Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych [*Opportunities and Barriers of Fossil-fired Power Plants*], *Polityka Energetyczna* 2011, Vol. 14, No. 2, pp. 23–34.
6. Informacja statystyczna o energii elektrycznej [*Statistical information about electricity*], Agencja Rynku Energii SA [*The Energy Market Agency*], 2012, No. 12.
7. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2011 [*Polish Electric Power Statistics*], Agencja Rynku Energii SA [*The Energy Market Agency*], Warsaw 2012.
8. Zaporowski B., Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej [*Analysis of the cost of electricity generation*], *Polityka Energetyczna* 2008, Vol. 11, No. 1, pp. 531–542.
9. Zaporowski B., Energy and economic effectiveness of gas-steam combined heat and power plants fired with natural gas, *Archiwum Energetyki* 2012, Vol. XLII, No. 1, pp. 123–137.

Bolesław Zaporowski

Poznan University of Technology

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Graduate of Poznan University of Technology. Completed postgraduate course in nuclear power engineering at Warsaw University of Technology. Participant of scientific internship programmes at: Krzhizhanovsky Power Engineering Institute in Moscow, Brno University of Technology, University of Bologna, Eindhoven University of Technology and Sapienza University of Rome. Former head of the Division of Power Plants and Energy Management at the Institute of Electrical Power Engineering, Poznan University of Technology (1975–2006) and former dean of the Faculty of Electrical Engineering of the same university (twice: 1987–1990 and 1996–2002). His scientific activity is primarily focused on electricity generation technologies in power and CHP plants. He is an author and co-author of almost 200 published scientific studies in this field, of those more than 70 abroad.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 156–161. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej

Autor

Bolesław Zaporowski

Słowa kluczowe

elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz w elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych). Do analizy wybrano cztery technologie dla elektrowni systemowych, pięć technologii dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz dziewięć technologii dla elektrowni i elektrociepłowni małej mocy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, jednostkową emisję CO₂ (kgCO₂/kWh) oraz jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂.

1. 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) [1]. Porównanie obecnego stanu i struktury mocy źródeł wytwórczych w KSE oraz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową, a także przewidywanego w najbliższych latach jego wzrostu, wskazuje, że w polskiej elektroenergetyce pilnie są potrzebne nowe inwestycje źródeł wytwórczych. Zgodnie z polityką energetyczną Unii Europejskiej [2, 3, 4] oraz tendencjami ogólnosiwiatowymi [5] powinny to być źródła charakteryzujące się wysoką efektywnością energetyczną i niską emisyjnością oraz wysoką efektywnością ekonomiczną.

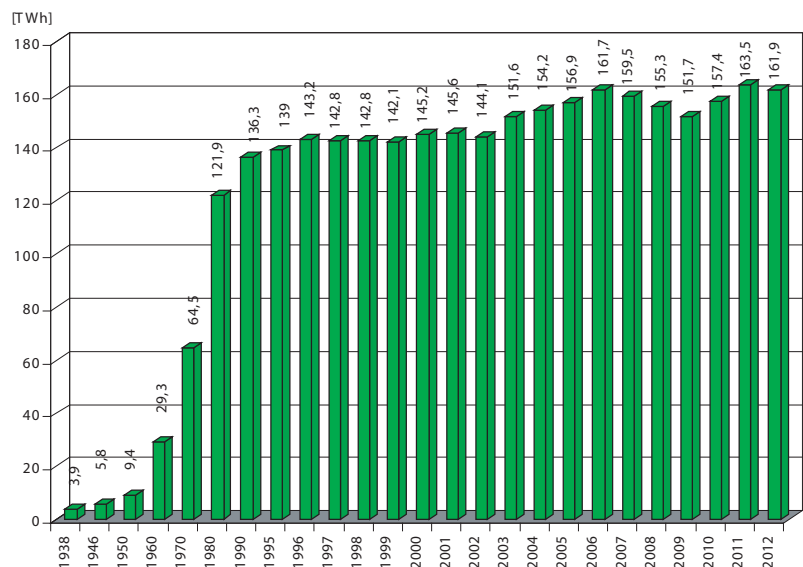
Rozwój źródeł wytwórczych w polskiej elektroenergetyce powinien brać pod uwagę bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania, przede wszystkim przez dążenie do uzyskania odpowiedniego stopnia dywersyfikacji paliw i związanej z nią nowoczesnej struktury technologicznej źródeł wytwórczych. 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 długiej perspektywie czasowej musi być jednak oparty tylko na kryterium ekonomicznym, którego podstawą jest znajomość przewidywanych, całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, łącznie z kosztami środowiskowymi. Niniejszy artykuł jest poświęcony analizie porównawczej efektywności energetycznej oraz ekonomicznej perspektywicznych technologii dla polskiej elektroenergetyki.

2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE 31 grudnia 2012 roku wynosiła 38 292 MW, a moc osiągalna 38 117 MW [6]. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 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 2012 roku 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% [6]. Wartości produkcji energii elektrycznej w Polsce

w latach 1938–2012 przedstawiono na rys. 1, a wartości produkcji energii elektrycznej oraz jej zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto w latach 2001–2012 w tab. 1 [7]. 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 wyniósł 1,37%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto do 2030 roku 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 tab. 2. Wielkość wymaganych nowych inwestycji (oddanych do eksploatacji nowych mocy wytwórczych), po uwzględnieniu przewidywanego wycofywania z eksploatacji części pracujących w 2012 roku jednostek wytwórczych, jest



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1938–2012

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	145,6	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]	138,9	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

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

Wielkość	Lata	2015	2020	2025	2030
	Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]		166,4	177,9	190,3
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]		38 000	39 500	41 700	44 700
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2012 roku jednostkach wytwórczych [MW]		35 500	29 700	25 700	18 800
Wymagane nowe inwestycje [MW]		2 500	9 800	16 000	25 900

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

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	–

Tab. 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

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	39,2	40,8	25,2	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	–

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

zależna od rodzaju nowo budowanych jednostek wytwórczych (przewidywanego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych).

3. Analiza efektywności energetycznej

3.1. Elektrownie systemowe

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, 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 (ang. *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 tab. 3.

3.2. 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 w 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 tab. 4.

3.3. Elektrownie i elektrociepłownie 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 turbiną gazową,

Lp.	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 z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	27,45	54,00	31,49

Tab. 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

pracującą w obiegu prostym, opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok ORC (ang. *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 tab. 5.

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 (źródłach rozproszonych) przyjęto jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach były wyznaczane za pomocą zależności [8]:

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

Natomiast jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczane za pomocą następującej zależności [8]:

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

gdzie: C_t – roczne koszty elektrowni lub elektrociepłowni, H_t – roczne przychody

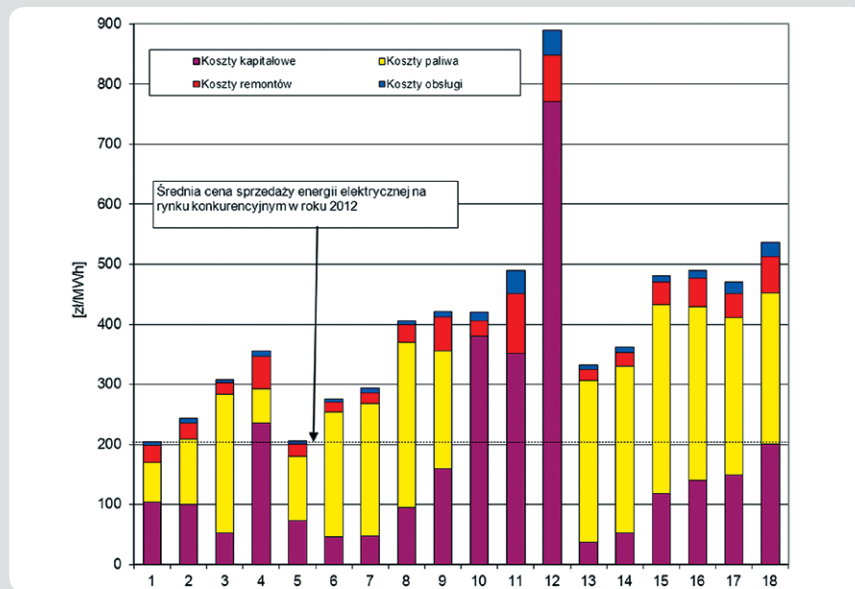
elektrociepłowni ze sprzedaży ciepła, E_t – roczna produkcja energii elektrycznej elektrowni lub elektrociepłowni, m – liczba lat budowy elektrowni lub elektrociepłowni, n – liczba lat eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni, $s = m + n$ – liczba lat cyklu ekonomicznego elektrowni lub elektrociepłowni,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

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano, przyjmując jako dane

wejsiowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną poszczególnych technologii (tab. 3–5) oraz:

czas budowy elektrowni systemowych: jądrowych – 6 lat, parowych opalanych węglem – 4 lata, a gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym – 2 lata

- czas budowy elektrociepłowni dużej i średniej mocy opalanych węglem: 4 lata, a gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym: 2 lata
- czas budowy elektrociepłowni małej mocy opalanych biomasą: 2 lata
- czas wykorzystania mocy zainstalowanej dla elektrowni: jądrowych – 7000 godz./rok, parowych opalanych węglem – 6400 godz./rok, wiatrowych – 1550 godz./rok, wodnych – 2770 godz./rok i fotowoltaicznych – 900 godz./rok
- czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy: 6400 godz./rok, a mocy ciepłej w skojarzeniu: 4400 godz./rok
- czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej i ciepłej w skojarzeniu dla elektrociepłowni małej mocy: 6400 godz./rok
- 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%.

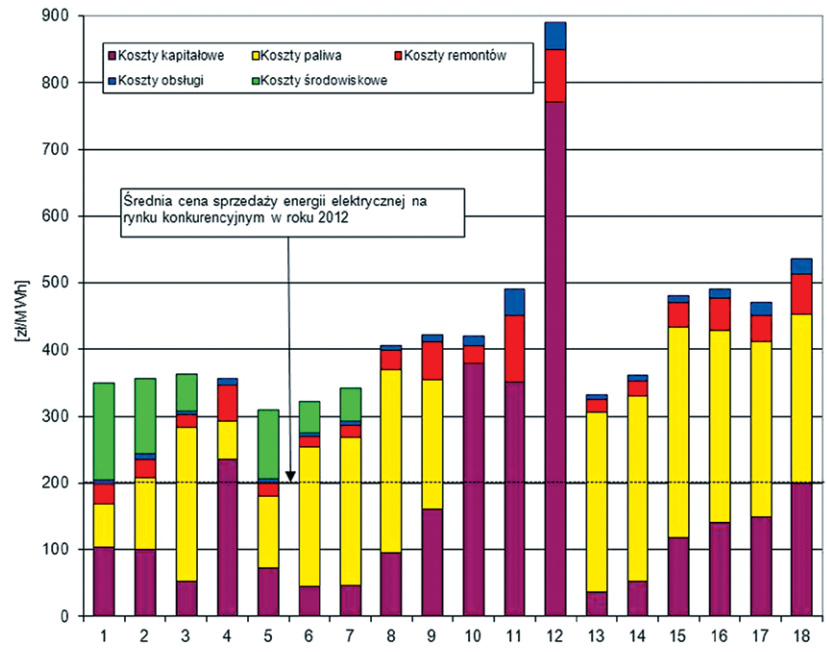


Rys. 2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego 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 i 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, bez uwzględnienia opłaty za emisję CO₂

W rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiska (emisji CO₂). Obliczenia jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanych na 2013 rok, 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 na przestrzeni najbliższych 28 lat, to jest do 2040 roku, wyniesie 160 zł/tCO₂ (ok. 40 euro/tCO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 2 i 3.

5. Wnioski

- Przez najbliższe 10 lat strategicznym paliwem dla elektrowni systemowych w Polsce musi być przede wszystkim 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, jest obecnie jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne). W najbliższych 10 latach będzie potrzebna wybudować w Polsce ok. ośmiu bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy ok. 7 tys. MW.
- Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, zdyskontowane na 2013 rok – przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców kształtującej się na poziomie ok. 36,3 zł/GJ – wyniosłyby ok. 308 zł/MWh, a po wprowadzeniu opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ ok. 363 zł/MWh. Dlatego decyzje o przedsięwzięciach 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.
- Po 2023 roku, 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. Cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ok. 2025 roku prawdopodobnie zbliży się do wartości 350 zł/MWh, co zapewni inwestycjom związanym z elektrowniami jądrowymi w Polsce opłacalność i konkurencyjność technologiczną.
- 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 jednostkowymi, zdyskontowanymi na 2013 rok kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (ok. 206 zł/MWh). Koszty dla tego typu bloku pozostaną również najniższe po wprowadzeniu opłaty za pozwolenia na emisję CO₂ (ok. 309 zł/MWh). Dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–300 MW) jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się najniższymi, zdyskontowanymi na 2013 rok, kosztami wytwarzania energii elektrycznej są ciepłownicze bloki gazowo-parowe dużej i średniej mocy opalane gazem ziemnym [9]. 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 konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą. Za ok. 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 od kosztów ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanej biomasą.
- Wśród technologii możliwych do zastosowania w źródłach małej mocy (rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania



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 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 wysokości 160 zł/tCO₂

energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, w tym szczególnie blok ciepłowniczy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym (ok. 322 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, biomasy i promieniowana słonecznego. Jednostkowe, zdyskontowane na 2013 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są wysokie i wynoszą powyżej 400 zł/MWh. Zielone certyfikaty zapewniają jednak opłacalność tej technicznie dojrzałej 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 (ang. *Organic Rankine Cycle*), charakteryzujące się jednak niską efektywnością energetyczną (tab. 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 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.

Bibliografia

1. Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 stycznia 2006 roku dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2006, L 33, 22-27.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2012, L 315, 1-56.
3. Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 roku 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, 2009, L 140, 16-62.
4. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku

w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii, zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2004, L 52, 50-63.

5. Chmielniak T., Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych, *Polityka Energetyczna* 2011, t. 14, z. 2, s. 23–34.
6. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA, 2012, nr 12.
7. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2011, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2012.
8. Zaporowski B., Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna* 2008, t. 11, z. 1, s. 531–542.
9. Zaporowski B., Energy and economic effectiveness of gas-steam combined heat and power plants fired with natural gas, *Archiwum Energetyki* 2012, tom XLII, nr 1, s. 123–137.

Bolesław Zaporowski

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Absolwent Politechniki Poznańskiej. Na Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe w zakresie energetyki jądrowej. Staże naukowe odbył m.in. w: Moskiewskim Instytucie Energetycznym, Instytucie Energetycznym im. G.M. Krzyżanowskiego w Moskwie, Wyższej Szkole Technicznej w Brnie, Uniwersytecie w Bolonii, Uniwersytecie Technicznym w Eindhoven oraz Uniwersytecie La Sapienza w Rzymie. Był kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1975–2006) oraz dwukrotnie dziekanem Wydziału Elektrycznego tej uczelni (1987–1990 i 1996–2002). Jego działalność naukowa jest związana przede wszystkim z technologiami wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W tej dziedzinie opublikował, jako autor lub współautor, blisko 200 prac naukowych, w tym ponad 70 za granicą.