

Sustainable Development of Generation Sources in the National Power System

Author

Bolesław Zaporowski

Keywords

sustainable development, National Power System (NPS), power plant, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness

Abstract

The paper analyses the sustainable development of generation sources in the Polish National Power System (NPS). Criteria for the power system's sustainable development are formulated. The power balance of Centrally Dispatched Generating Units (CDGU) required for the NPS's safe operation until 2035 is developed. 19 prospective electricity generation technologies are defined in the following three groups: base load power plants, large and medium-capacity combined power and heat power plants, and small-capacity combined power and heat power plants (dispersed sources). Energy efficiency and CO₂ emission parameters are determined for selected generating technologies. Also, the electricity generation costs, including CO₂ emission allowances, discounted to 2018, are calculated for each technology. A roadmap for the sustainable development of generation sources in the National Power System in the years 2020–2035 is developed. The results of calculations and analyses are presented in tables and in a figure.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018205

Received: 27.02.2017

Accepted: 2.03.2017

Available online: 8.02.2019

1. Introduction

The climate agreement, adopted at the 21st Conference of the Parties of the United Nations Framework Convention on Climate Change in Paris (12/12/2015), and the European Council's decision of October 2014 on the level of CO₂ emission reduction in the European Union (EU) Member States by 2030, pose a major challenge for the Polish energy sector to implement in the first half of this century the energy generation technologies that will lead to a significant reduction in CO₂ emissions. Poland, which signed the Paris Agreement at the UN headquarters in New York City on April 27, 2016, is required to fulfil the obligations arising from this document and the European Council's conclusions of October 2014 alike. The most important tasks resulting from these agreements concern the power generation sector.

This paper attempts to develop a roadmap for the Polish electricity generation sector's development including a solution to the CO₂ emission reduction problem. As a starting point for attempting to solve this problem, Art. 5 of the Constitution of the Republic of Poland was adopted, which obliges our country, including business entities, to follow the sustainable development principle.

This principle, with regard to the power system's sustainable development, can be summarized in the statement that it should ensure the country's economic development while protecting the ecosystem's balance. With a view to this, according to the author, the power generation sector's sustainable development should meet the following four criteria:

1. ensure safe NPS operation
2. ensure availability of cheap (produced at the lowest possible cost) electricity favouring the country's economic development
3. ensure optimal use of primary energy resources
4. ensure environmental protection and counteract climate changes, primarily by minimizing unit CO₂ emission in the electricity generation (kg CO₂/MWh).

When looking for a solution to the problem of sustainable development of generation sources in the National Power System, the aim is to find an equilibrium between environmental protection objectives, electricity generation costs, and security of power supply.

2. The electricity generation sector in Poland

As at 31 December 2017 the generation capacity of 42 422,1 MW was installed in the NPS [3]. Generation sources in power plants and combined heat and power plants in the National Power System, as at 31/12/2017, are listed in Tab. 1 and 2.

Generation sources in the National Power System differ in terms of energy efficiency, technical condition and flexibility for load changes. A significant number of generating units, in power plants and CHP plants alike, with total capacity of over 9 GW, has been operated in the NPS for over 40 years and their service time has exceeded 200,000 hours. Therefore, in the coming years, mainly due to the need to fulfil BAT (Best Available Techniques) conclusions, the decommissioning or outage for upgrade works of many of them should be expected [4].

The electricity generation output in 2017 in Poland amounted to 170.1 TWh, including 80.45% from hard coal or lignite fired power plants and CHP plants, 5.46% from natural gas, 3.73%

Generation source type	No. of units	Installed capacity [MW]
Hard coal-fired supercritical steam units	2	1,571.8
Lignite-fired supercritical steam units	2	1,322.0
Hard coal-fired subcritical steam units	64	13,964.0
Lignite-fired subcritical steam units	27	7,325.8
Coke oven gas-fired subcritical steam units	3	165.0
Biomass -fired subcritical steam units	4	385.0
Run-of-the-river hydro plants	>440	983.0
Pumped-storage hydro plants	9	1337.0
Wind farms	>2500	5829.8
Photovoltaic power plants		326.1
Total		33,209.5

Tab. 1. Generation capacities installed in power plants in Poland, as of December 31, 2017

Generation source type	No. of units	Installed capacity [MW]
Hard coal-fired steam CHP units in commercial CHP plants	154	5,115.4
Hard coal-fired steam CHP units in industrial CHP plants	100	1,658.3
Medium-capacity biomass-fired steam CHP units	5	251.5
Natural gas-fired gas-steam CHP units	10	1,476.6
Natural gas-fired gas CHP units with simple cycle gas turbines	16	193.7
Natural gas-fired gas CHP units with gas engines	55	124.7
Coal mine methane-fired gas CHP units with gas engines	35	78.4
Biogas -fired gas CHP units with gas engines	305	238.4
Small-size biomass-fired steam CHP units	5	21.4
Biomass-fired ORC (Organic Rankine Cycle) CHP units	4	5.5
Municipal waste-fired steam CHP units	6	48.7
Total	695	9,212.6

Tab. 2. Generation capacities installed in CHP plants in Poland, as of December 31, 2017

from biomass and biogas (including 1.07% from co-combustion with coal), 1.51% from run-of-the-river hydro plants, 8.76% from wind farms, and 0.09% from PV plants [3]. Electricity generation output, gross consumption and gross consumption increase in Poland in 2007–2017 are presented in Tab. 3 [6]. Annual average increase in gross electricity consumption in Poland in 2006–2016 amounted to 1.17%.

3. Sustainable development of electricity generation sources in the NPS

3.1. NPS operation safety

The criteria for the sustainable development of electricity generation sources in the NPS have been formulated in the introduction. The basic goal of the power system's sustainable development is to ensure the security of electricity supply to customers while maintaining environmental protection. The overriding criterion of the sustainable development of generation sources in the NPS is therefore the assurance of the NPS' safe operation. The basis for the NPS' safe operation is primarily the equilibrium between the demand for electricity and the available capacity of generation sources [1]. Of fundamental importance for ensuring the NPS' stable and safe operation are the capacity and technical condition of centrally dispatched generating units (CDGU). Their capacity installed in the National Power System as at 31 December 2017 was approx. 26.1 GW. It consists of: primarily hard coal and lignite-fired condensation steam units with capacities over 120 MW connected to 440 kV and 220 kV transmission grids and partly to 110 kV distribution grid, pumped-storage hydro power units, part of hard coal-fired steam CHP units, and the new natural gas-fired 485 MW gas-steam CHP unit in the CHP plant in Włocławek. The required CDGU capacity in the NPS depends on: the power demand in the winter and summer peaks, average annual power demand, and the available capacity of dispersed generation sources (nCDGU).

Forecasts of: the gross electricity consumption, NPS loads in the winter and summer peaks as well as the CDGU and distributed source capacities (nCDGU), cumulatively for 2020, 2025, 2030 and 2035, are presented in Tab. 4. The demand for peak power in the winter and summer peaks, as well as the scheduled CDGU decommissioning has been forecast based on a study by PSE SA [4].

3.2. Energy effectiveness and emissions of electricity generation technologies

In view of the criteria formulated above for the sustainable development of the NPS' generation sector and the current generation sources' breakdown, it was assumed that their further development should take place simultaneously in the following three groups:

- system power plants
- large and medium capacity CHP plants in municipal and industrial heating systems
- small capacity power plants and CHP plants (dispersed sources).

Selected for the analysis were 19 electricity generation technologies assigned to the above-mentioned three groups of sources.

Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Electricity generation output [TWh]	159.5	155.5	151.7	157.4	163.5	162.0	164.3	159.1	164.7	166.6	170.1
Gross electricity consumption [TWh]	154.1	154.3	149.5	156.1	158.3	159.1	159.8	161.2	164.4	168.6	172.4
Gross consumption increase [%]	2.26	0.11	-3.30	4.38	1.38	0.51	0.44	0.83	1.99	2.55	2.25

Tab. 3. Electricity generation output and gross consumption in Poland in 2007–2017

Year Item	2020	2025	2030	2035
Forecast gross electricity consumption [TWh]	179.1	190.7	202.4	215.2
Forecast demand for peak power in winter peak [GW]	28.0	30.3	32.7	35.2
Forecast demand for peak power in summer peak [GW]	24.8	27.5	30.5	32.7
Scheduled CDGU decommissioning [GW]	2.2	2.6	5.1	13.3
Planned construction of new CDGU (coal-fired steam and gas-steam natural gas fired gas-steam) [GW]	3.8	5.8	5.8	5.8
Forecast CDGU capacity after decommissioning and construction of new CDGUs [GW]	27.7	29.3	26.8	18.6
Forecast distributed (nCDGU) capacity [GW]	15.9	20.2	24.6	30.3
Required new CDGU capacity [GW]			3.0	6.0

Tab. 4. Forecast power balance in the NPS in 2020–2035

In the system power plant (CDGU) group 4 technologies fuelled with hard coal and lignite, natural gas, and nuclear fuel were analysed. For hard coal and lignite-fired power plants, the supercritical (ultra-subcritical) steam unit technology was adopted as currently the only commercially mature technology for electricity generation from coal with high energy and economic effectiveness. For natural gas fired power plants, the technology of gas-steam units with 3-pressure heat recovery steam generators (HRSG) and interstage steam reheating and with the fourth-generation gas turbines was selected. For nuclear power plants, the technology of nuclear units with the third-plus generation of water pressure reactors PWR was chosen.

In the large, medium and small capacity CHP plant group, 12 cogeneration technologies were selected for the analysis, which can be employed in CHP units with a combined heat capacity from several dozen kW to several hundred MW, as they operate simultaneously in the National Power System as electricity sources and in heating systems of various capacities as heat sources. All prospective cogeneration technologies should feature high energy and economic effectiveness and low CO₂ emission, as well as high flexibility for changes in heat load, especially when employed in CHP plants in the municipal heating systems with large heat demand variation in time. The cogeneration sources' desirable feature should also be their suitability to affect the NPS operation safety, i.e. their compliance with the CDGU criteria. The group of 12 cogeneration technologies selected for the analysis includes: 5 technologies fuelled by natural gas, 5 technologies fuelled by biomass or biogas, and 2 coal fuelled technologies. These technologies are described in Tab. 6 and 7.

No.	Technology	Gross efficiency [%]	unit CO ₂ emission [kg CO ₂ /kWh]
1	Lignite-fired supercritical steam unit	47	0.868
2	Hard coal-fired supercritical steam unit	48	0.685
3	Natural gas-fired gas-steam unit	61	0.324
4	Nuclear unit with the 3rd generation PWR reactor	37	0

Tab. 5. Energy effectiveness indicators of system power plants

The energy effectiveness of the group of system power plant technologies was assessed as the efficiency of electricity generation, of the group of cogeneration technologies as the efficiency of electricity co-generation, efficiency of heat co-generation, and primary energy savings [2, 8, 9]. For fossil fuel-fired condensation and thermal units also unit CO₂ emission (kg CO₂/kWh) was assessed. The calculation results are presented in Tab. 5–7. The energy efficiency was not assessed for hydro, water, wind and photovoltaic plants, because their fuel costs are zero.

3.3. Economic effectiveness of the analysed generation technologies

Implementation prospects of the selected generation technologies discussed in point 3.2 depend primarily on their economic benefits. The technologies' economic effectiveness were assessed based on the criterion of unit electricity generation cost, discounted to 2018. With it the economic effectiveness-of various electricity generation technologies employed in system power plants, large and medium capacity CHP plants, and small

No.	Technology	Annual average electricity generation efficiency [%]	Heat generation efficiency [%]	Primary energy saving [%]	unit CO ₂ emission [kg CO ₂ /kWh]
1	Hard coal-fired supercritical steam CHP unit	38.62	40.8	25.45	0.540
2	Natural gas fired gas-steam CHP unit with 3-pressure HRSG generator and inter-stage steam reheating	55.61	25.98	16.69	0.274
3	Natural gas fired gas-steam CHP unit with 2-pressure HRSG generator	48.56	32.52	12.41	0.288
4	Gas-steam CHP unit with 1-pressure HRSG generator	43.80	36.25	10.78	0.294
5	Medium-capacity hard coal-fired supercritical CHP steam unit	30.52	40.36	10.49	0.613
6	Medium-capacity biomass-fired CHP steam units	29.28	41.50	27.00	

Tab. 6. Energy effectiveness indicators of large and medium-capacity CHP plants

No.	Technology	Annual average electricity generation efficiency [%]	Heat generation efficiency [%]	Primary energy savings [%]
1	Natural gas-fired CHP gas unit with gas engine	42.50	40.50	20.60
2	Natural gas-fired CHP gas unit with simple cycle combustion turbine	32.01	53.80	17.18
3	Biomass-fuelled ORC CHP unit	14.14	68.36	18.25
4	Biomass-fuelled CHP steam unit	18.45	64.00	23.27
5	CHP gas unit integrated with biological conversion of biomass energy	26.00	31.00	12.92
6	CHP gas unit integrated with biomass gasification	30.59	52.53	34.97

Tab. 7. Energy effectiveness indicators of small-capacity CHP plants

capacity power plants and CHP plants (dispersed sources) can be compared. The unit costs directly considers also such important features of every technology as energy effectiveness and environmental footprint (costs of CO₂ emission allowances). It was assumed that the analysis should be a comparative analysis, i.e. allowing to compare the economic effectiveness of all 19 generation technologies selected and described in point 3.2.

The unit costs of electricity generation in power plants and CHP plants, discounted to 2018, were calculated assuming as input data the energy effectiveness and unit CO₂ emissions of each generation technology determined in point 3.2 (Tab. 5–7), and:

- construction duration of: a nuclear power plant 6 years, coal-fired or biomass-fired steam power plants or CHP plants 4 years, natural gas-fired power plants or CHP plant 2 years, and of a dispersed source 1
- heat sale price 36.44 PLN/GJ
- discount rate: for a nuclear power plant or a coal-fired steam power plants or CHP plants 8%, natural gas-fired power plants or CHP plants 7.5%, and of dispersed sources 7%.

The unit costs of electricity generation in a power plants or CHP plants include: capital costs, fuel costs, maintenance costs, operation costs and environmental costs (CO₂ emission allowances). The CO₂ emission allowance costs, averaged for the power plant's or CHP power plant's entire operation time, were assumed at 126 PLN/t CO₂ (30 EUR/t CO₂).

The calculations results are shown in Fig. 1.

4. Roadmap for the sustainable development of generation sources in the NPS

The roadmap for the sustainable development of generation sources in the National Power System until 2035 has been developed on the basis of the calculations and analyses, the results of which are presented in Tab. 4–7 and in Fig.1, subject to the following assumptions:

1. The CDGU capacity required for the NPS's safe and stable operation includes the capacities of power units of system power plants, of steam and gas-steam CHP units with extraction-condensing steam turbines, and of units of pumped-storage hydro power plants as well as of some units of run-of-the-river hydro power plants.
2. Small-capacity plants (dispersed sources), due to the required high energy effectiveness (optimal use of primary energy), except for hydro, wind and solar power plants, should be built only with CHP units.
3. RES capacity is a derivative of Poland's obligations under the *Climate Agreement* and the European Council's decisions. The results of calculations and analyses are presented in Tab. 8.

5. Conclusions

1. Poland's obligations under the (Paris) *Climate Agreement* and the European Council decision of October 2014 pose a serious challenge for the Polish power industry with regard to fuel

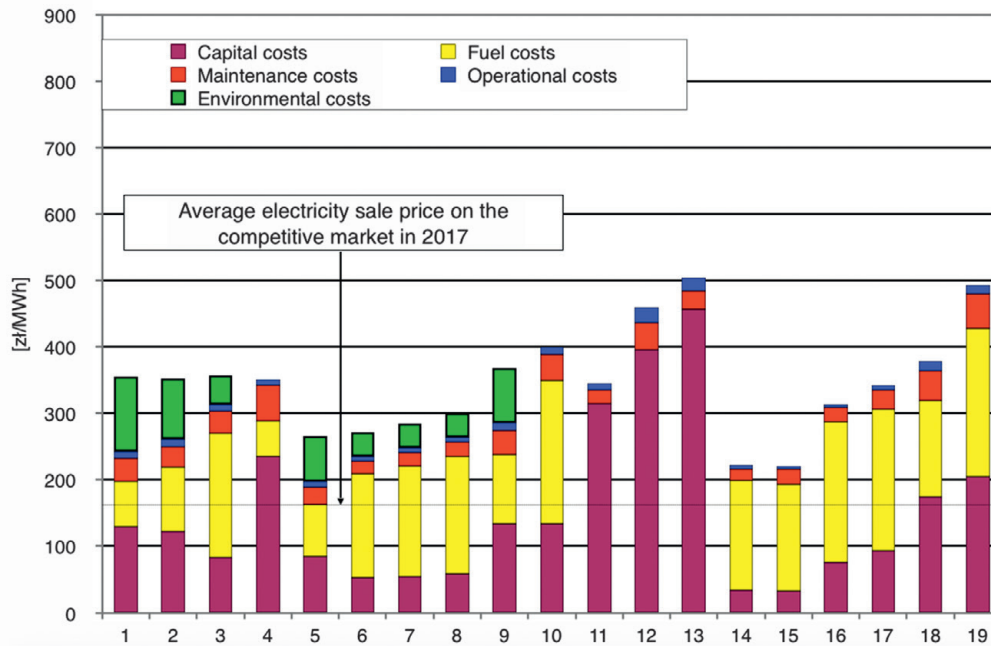


Fig. 1. Unit electricity generation costs in base-load power plants, large and medium capacity CHP plants, and in small capacity CHP plants discounted to 2018, [PLN/MWh] for: 1) lignite-fired supercritical steam unit, 2) hard coal-fired supercritical steam unit, 3) natural gas-fired gas-steam unit, 4) nuclear unit with PWR reactor, 5) hard coal-fired supercritical thermal steam unit, 6) natural gas fired gas-steam thermal unit with 3-pressure HRSG generator and interstage steam reheating, 7) natural gas fired gas-steam thermal unit with 2-pressure HRSG generator, 8) natural gas fired gas-steam thermal unit with 1-pressure HRSG generator, 9) medium-capacity hard coal-fired supercritical thermal steam unit, 10) medium-capacity biomass-fired thermal steam unit, 11) wind farm, 12) small capacity hydro power plant, 13) photovoltaic plant, 14) natural gas-fired thermal gas unit with gas engine, 15) natural gas-fired thermal gas unit with simple cycle combustion turbine, 16) biomass-fired thermal ORC unit, 17) small-capacity biomass-fired thermal steam unit, 18) thermal gas unit integrated with biological conversion of biomass energy, and 19) thermal gas unit integrated with biomass gasification, including the CO₂ emission allowances (126 PLN/t CO₂)

and technological transformation of generation sources in the NPS. This transformation should result in such a change in the mix of the primary energy used for electricity generation, so that in 2030 it would be possible to achieve 40% reduction in CO₂ emissions [5] compared to the 1990 emissions. This means that in Poland in 2030 electricity should be generated

in ca. 35% in zero-emission sources, with the natural gas share's increase to ca. 8%. Such a large increase in the share of zero-emission sources cannot be provided by RES sources, mainly due to the NPS' operational safety. Therefore, in 2030, the NPS should also include zero-emission sources of another type generation, but characterized by operational continuity, i.e. nuclear power plants, which can fulfill the CDGU function in the NPS. The overriding criterion for the technological transformation of generation sources in the NPS, in addition to the CO₂ emission reduction, must be the assurance of its operational safety. Therefore, a very important challenge for the necessary technological transformation of generation sources in the NPS is the fuel transformation of CDGUs, which are decisively responsible for the NPS' operational safety. Now, coal-fired steam units account for 91.7% of the total CDGU capacity. With the scheduled decommissioning of CDGUs with coal-fired condensation steam units and the forecast increase in the NPS load, despite the construction of new SDGUs with coal-fired supercritical steam units (Opole 5 and 6, Jaworzno, Turów and Ostrołęka) and large-capacity gas-steam CHP units (Płock, Stalowa Wola and Żerań) (Tab. 1), there will be CDGU capacity deficit before 2030 and the need to add new generation units of this type to the NPS. Natural gas, because of its modest domestic and limited global resources, the absence of its fully liberal international market, and high price of its energy (about 30 PLN/GJ), cannot in a long term be a strategic fuel for the

Fuel (renewable energy) type	Power plant or CHP plant capacity, electricity output and fuel mix in the year								
	2020			2030			2035		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Hard coal and lignite	30.7	139.6	78.0	28.4	132.4	65.5	22.5	118.7	55.1
Nuclear fuel				1.5	11.7	5.8	3.0	23.4	10.9
Natural gas	2.8	12.6	7.0	3.8	16.3	8.0	4.5	19.8	9.2
Biomass and biogas	1.3	7.3	4.1	3.0	12.4	6.1	3.7	16.2	7.5
Hydro	2.3	2.5	1.4	2.4	2.6	1.3	2.5	2.7	1.3
Wind	6.8	15.9	8.9	9.9	23.5	11.6	12.8	29.0	13.5
Solar	1.1	1.0	0.6	3.6	3.5	1.7	5.6	5.4	2.5
Total	45.0	178.9	100.0	52.6	202.4	100.0	54.6	215.2	100.0

Tab. 8. Roadmap for the sustainable development of generation sources in the NPS in 2020–2035

- low-emission, condensing gas-steam CDGU units designed to ensure safe operation of the National Power System. As stated above, these should be zero-emission nuclear units, supplemented with low-emission, natural gas-fired CHP gas-steam units. For timing reasons, only one ca. 1.5 GW nuclear block can be built by 2030, and by 2035 nuclear units with a total capacity ca. 3 GW. An important problem determining the development of nuclear power plants in Poland, apart from social acceptance, is its economic effectiveness. It should be emphasized, however, that the unit costs of electricity generation in nuclear power plants, discounted to 2018, are comparable to the costs of electricity generation in RES sources, and in coal-fired steam power plants and in gas-fired gas-steam power plants these costs, inclusive of CO₂ emission allowances, are close to the costs in nuclear power plants (Fig. 1). However, due to the magnitude of capital expenditures for a nuclear power plant construction the state's involvement shall be necessary in the form of government guarantees of electricity purchase prices (differential contract) in the amount of ca. 350 PLN/MWh, especially in the first period of the plant's operation, when the electricity generation costs can be even higher than its price on the competitive market.
2. In Poland, CHP technologies should be developed to a large extent, as this is an effective way to save primary energy and reduce CO₂ emissions, as well as to reduce the costs of electricity and heat generation. Currently, the majority of CHP units with total capacity ca. 6,773.7 MW (73.8%), are coal-fired steam CHP units with relatively low energy effectiveness and high CO₂ emission. Therefore, in this group of generating units, as in the case of CDGU, the fuel and technological transformation is needed. In urban and industrial heating systems, only 52.56% of heat output is now CHP-generated [7]. This paper assumes that in 2035 this share should reach 65%, and in 2050 75%, to make heating systems in Poland energy-efficient. From the point of view of the feasibility of various flexible CHP technological systems with high energy and economic effectiveness and low CO₂ emission, natural gas is the best fuel now and for the next at least 30 years. The prospective CHP units with high energy and economic effectiveness and low CO₂ emission for large-capacity heating systems are the natural gas fired gas-steam CHP units with 3-pressure HRSG and inter-stage steam reheating, for which the unit electricity generation costs, discounted to 2018, amount to ca. 236 PLN/MWh and ca. 271 PLN/MWh without and with CO₂ emission allowances, respectively. Whereas prospective for medium-capacity heating systems are the gas-steam CHP units with a 2-pressure and 1-pressure HRSG, for which the unit electricity generation costs, discounted to 2018, amount to ca. 248–264 PLN/MWh and ca. 285–301 PLN/MWh without and with CO₂ emission allowances, respectively. Among the technologies applicable in low-capacity CHP sources (dispersed CHP sources), of the lowest costs of electricity generation, discounted to 2018, are the natural gas-fired small-capacity CHP units with gas engines and low-power simple cycle gas turbines with the nominal in-fuel power not exceeding 20 MW, which are not obliged to purchase CO₂ emission allowances, for which the unit costs of electricity generation, discounted to 2018, amount to 222 PLN/MWh. The roadmap for the development of generation sources in the National Power System (Tab. 8) was based on the assumption that 65% of system heat and 23.70% of electricity will be CHP-generated, 39% out of which will be natural gas-fuelled, and the natural gas consumption for CHP generation will amount to ca. 4.5 billion m³/year [10] in 2035. Whereas the shares of biomass and hard coal in CHP generation in 2035 will amount to ca. 25% and ca. 36%, was respectively.
 3. The costs of electricity generation in RES dispersed sources are high. Only an auction system with electricity purchase prices guaranteed over 15 years can ensure their profitability and controlled development. So far, the wind, hydro, and solar technologies have achieved technological maturity. The onshore wind farms have achieved full commercial maturity, for which the unit costs of electricity generation, discounted to 2018, currently amount to ca. 340 PLN/MWh.
 4. As regards the use of biomass in dispersed sources, the situation is complex. Only the technologies of biomass combustion in small-capacity steam CHP plants and ORC (Organic Rankine Cycle) plants, and partly the technology of biological conversion of biomass' chemical energy have hitherto achieved commercial maturity. However, their energy effectiveness is low and therefore their generation costs are relatively high. In order to obtain relatively high economic effectiveness, they must be operated in the full-CHP mode with long utilization time of their installed electrical and heat combined capacity.
 5. The RES technology with the highest electricity generation costs (ca. 510 PLN/MWh) currently employed in Poland is small-capacity photovoltaic generation. The profitability of investment is such a generation source with a capacity up to 50 kW, can now be justified by the avoided cost account where its output is consumed by the generator (prosumer). It was assumed that following the expected decline in PV plants' capital expenditures in the near future, their capacity installed in small and medium capacity sources in Poland may exceed 5 GW by 2035.
 6. Implementation, with some approximation, in the next 17 years, of this roadmap of the development of generation sources in the National Power System (Tab. 8) would significantly improve diversification of the primary energy sources used for electricity generation in Poland (Tab. 8) and would largely increase the share of dispersed sources in this generation while ensuring the NPS' operational safety. Such an investment program would significantly reduce CO₂ emissions and increase the share of RES in the electricity generation in Poland. It would be approximately in line with the European Council's decisions of October 2014 with regard to the CO₂ emission reduction and the RES share increase in EU Member States' electricity mix.
 7. It should be emphasized that the fuel and technological transformation of generation sources in the NPS is a capital and time-consuming process. Therefore, it must be spread over time. The basic condition for its success is a gradual increase in the electricity price on the competitive market. This is why

such transformation must be carefully programmed, with consideration of technological, economic, ecological and social factors.

REFERENCES

1. "Directive 2005/89/UE of the European Parliament and Council of 18 January 2006 on concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment", *Official Journal of the European Union*, L 33/1 – L 33/22, 2006.
2. "Directive 2012/27/UE of the European Parliament and Council of 18 January 2006 on concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment", *Official Journal of the European Union*, L 315/1 – L 315/56, 2012.
3. *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej. Biuletyn Miesięczny ARE [Statistical Information about Electricity. ARE Monthly Bulletin]*, Agencja Rynku Energii SA 2017, No. 12 (288).
4. "Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035" [Forecast of coverage of peak demand for power in 2016–2035] Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA 2016 [online], <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035> [access: 10/07/2018].
5. Ruszel M., "Rola surowców energetycznych w procesie produkcji energii elektrycznej w UE do 2050 roku" [The role of energy resources in the electricity generation in the EU by 2050], *Polityka Energetyczna*, Vol. 20, book 3, pp. 5–15, 2017.
6. "Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2017" [Statistics of the Polish Power Generation Industry 213], Agencja Rynku Energii SA, Warsaw 2018.
7. "Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2017" [Statistics of the Polish Power Generation Industry 2017], Agencja Rynku Energii SA, Warsaw 2017.
8. Zaporowski B., "Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plant Fired with Natural Gas", *Acta Energetica*, No. 1/26, pp. 152–157, 2016.
9. Zaporowski B., "Nowoczesne technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła" [Modern technologies of the combined electricity and heat generation], *Polityka Energetyczna*, Vol. 20, book 3, pp. 41–53, 2017.
10. Zaporowski B., "Perspektywy rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce" [Development prospects for the natural gas-fuelled electricity generation in Poland], *Rynek Energii*, No. 5(138), pp. 3–8, 2018.

Bolesław Zaporowski

Poznań University of Technology

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

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology and of postgraduate studies in Nuclear Power Engineering at Warsaw University of Technology. He completed a year-long industrial internship at Konin Power Station and scientific internships at the Moscow Institute of Energy, the G.M. Krzyżanowski Institute of Energy in Moscow, the University of Technology in Brno, the University of Bologna, the Technical University of Eindhoven and La Sapienza University in Rome. He was the head of Department of Power Plants and Power Management at the Institute of Electrical Power Engineering, Poznań 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 power generation and CHP technologies. He is an author or co-author of over 200 scientific studies published in this field, more than 70 of these abroad.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Autor

Bolesław Zaporowski

Słowa kluczowe

zrównoważony rozwój, Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Sformułowano kryteria zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego. Opracowano bilans mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), wymagany dla bezpiecznej pracy KSE do 2035 roku. Zdefiniowano 19 perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej, podzielonych na trzy następujące grupy: elektrownie systemowe, elektrociepłownie dużej i średniej mocy oraz elektrownie i elektrociepłownie małej mocy (źródła rozproszone). Wyznaczono wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną wybranych do analizy technologii wytwórczych oraz ich emisyjność CO₂. Dla poszczególnych technologii wyznaczono również jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂. Opracowano mapę drogową zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE w latach 2020–2035. Wyniki obliczeń i analiz przedstawiono w tabelach i na rysunku.

Data wpływu do redakcji: 27.02.2017

Data akceptacji artykułu: 2.03.2017

Data publikacji online: 8.02.2019

1. Wprowadzenie

Porozumienie klimatyczne, przyjęte na 21 Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu w Paryżu (12.12.2015), oraz decyzja Rady Europejskiej z października 2014 roku, w sprawie poziomu redukcji emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej (UE) do 2030 roku, stawiają przed polską energiką poważne wyzwania wdrożenia w pierwszej połowie naszego wieku energetycznych technologii wytwórczych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Polska, która podpisała *Porozumienie paryskie* w siedzibie ONZ w Nowym Jorku w dniu 27.04.2016 roku, jest zobowiązana do realizacji zarówno zobowiązań wynikających z tego dokumentu, jak i ustaleń Rady Europejskiej z października 2014 roku. Najważniejsze zadania wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki.

W artykule podjęto próbę opracowania mapy drogowej rozwoju sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, uwzględniającej rozwiązanie problemu redukcji emisji CO₂. Jako punkt wyjścia przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu przyjęto art. 5 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj, a w tym podmioty gospodarcze, do kierowania się zasadą zrównoważonego rozwoju. Zasadę tę, w odniesieniu do zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego, można streścić w stwierdzeniu, że powinien on zapewniać ekonomiczny rozwój kraju, chroniąc równowagę ekosystemu. Biorąc to pod uwagę, zdaniem autora, zrównoważony rozwój sektora wytwórczego elektroenergetyki powinien spełniać następujące cztery kryteria:

1. zapewniać bezpieczną pracę KSE
2. zapewniać dostępność taniej (wytwarzanej przy możliwie niskich kosztach) energii elektrycznej, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju
3. zapewniać optymalne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej
4. zapewniać ochronę środowiska i przeciwdziałać zmianom klimatycznym, przede wszystkim przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej (kg CO₂/MWh).

Przy poszukiwaniu rozwiązania problemu zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE chodzi o znalezienie równowagi między celami ochrony środowiska, kosztami wytwarzania energii elektrycznej i bezpieczeństwem jej dostaw.

2. Stan sektora wytwórczego energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na 31 grudnia 2017 roku wynosiła 42 422,1 MW [3]. Zestawienie źródeł wytwórczych pracujących w elektrowniach i elektrociepłowniach w KSE, na 31.12.2017 r., podano w tab. 1 i 2. Źródła wytwórcze pracujące w KSE są zróżnicowane zarówno pod względem efektywności energetycznej, stanu technicznego, jak i elastyczności na zmiany obciążenia. Znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i w elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 GW, pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach, głównie z powodu konieczności wypełnienia konkluzji BAT

Rodzaj źródła wytwórczego	Liczba bloków	Moc zainstalowana [MW]
Bloki parowe na parametry nadkrytyczne opalane węglem kamiennym	2	1 571,8
Bloki parowe na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym	2	1 322,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane węglem kamiennym	64	13 964,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane węglem brunatnym	27	7 325,8
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane gazem koksowniczym	3	165,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane biomasą	4	385,0
Elektrownie wodne przepływowe	>440	983,0
Elektrownie pompowo-szczytowe	9	1337,0
Elektrownie wiatrowe	>2500	5829,8
Elektrownie fotowoltaiczne		326,1
Razem		33 209,5

Tab. 1. Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w elektrowniach w Polsce, stan na 31.12.2017

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Rodzaj źródła wytwórczego	Liczba bloków	Elektryczna moc zainstalowana [MW]
Ciepłownicze bloki parowe opalane węglem kamiennym w elektrociepłowniach zawodowych	154	5 115,4
Ciepłownicze bloki parowe opalane węglem kamiennym w elektrociepłowniach przemysłowych	100	1 658,3
Ciepłownicze bloki parowe średniej mocy opalane biomasą	5	251,5
Ciepłownicze bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym	10	1 476,6
Ciepłownicze bloki gazowe z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym opalane gazem ziemnym	16	193,7
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem ziemnym	55	124,7
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem z odmetanowania kopalń	35	78,4
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane biogazem	305	238,4
Ciepłownicze bloki parowe małej mocy opalane biomasą	5	21,4
Ciepłownicze bloki ORC (ang. <i>Organic Rankine Cycle</i>) opalane biomasą	4	5,5
Ciepłownicze bloki parowe opalane odpadami komunalnymi	6	48,7
Razem	695	9 212,6

Tab. 2. Elektryczna moc zainstalowana źródeł wytwórczych w elektrociepłowniach w Polsce, stan na 31.12.2017

(ang. *Best Available Techniques*), należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji [4].

Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2017 roku wyniosła 170,1 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym 80,45%, gazem ziemnym 5,46%, biomasą i biogazem 3,73% (w tym we współpalaniu z węglem 1,07%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,51%, w elektrowniach wiatrowych 8,76% i w elektrowniach fotowoltaicznych 0,09% [3]. Wartości produkcji, zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2007–2017 przedstawiono w tab. 3 [6]. Średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w okresie 2006–2016 wyniósł 1,17%.

3. Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE

3.1. Bezpieczeństwo pracy KSE

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE, zostały sformułowane we wprowadzeniu. Podstawowym celem zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom, przy zachowaniu ochrony środowiska. Nadrzędnym kryterium zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE jest zatem zapewnienie bezpiecznej pracy KSE. Podstawą bezpiecznej pracy KSE jest przede wszystkim równowaga między

zapotrzebowaniem na energię elektryczną a dostępną mocą źródeł wytwórczych [1]. Podstawowe znaczenie dla zapewnienia stabilnej i bezpiecznej pracy KSE ma moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc zainstalowana w KSE na 31 grudnia 2017 roku wynosiła ok. 26,1 GW. Tworzą je: przede wszystkim kondensacyjne bloki parowe opalane węglem kamiennym i brunatnym, o mocy jednostkowej powyżej 120 MW, przyłączone do sieci przesyłowej 440 kV i 220 kV oraz częściowo do sieci dystrybucyjnej 110 kV, bloki szczytowo-pompowych elektrowni wodnych, część ciepłowniczych bloków parowych opalanych węglem kamiennym oraz nowy ciepłowniczy blok gazowo-parowy w elektrociepłowni we Włocławku o mocy 485 MW, opalany gazem ziemnym. Wymagana moc JWCD w KSE zależy od: zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym i w szczycie letnim KSE, średnich rocznych zapotrzebowań na moc oraz mocy dyspozycyjnej rozproszonych źródeł wytwórczych (nJWCD). Prognozowane wartości: zużycia energii elektrycznej brutto, obciążenia KSE w szczycie zimowym i letnim oraz mocy JWCD i mocy źródeł rozproszonych (nJWCD), narastająco na lata 2020, 2025, 2030 i 2035, przedstawiono w tab. 4. Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu zimowego i szczytu letniego KSE oraz planowane wycofania z ruchu mocy JWCD przyjęto na podstawie opracowania Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA [4].

3.2. Efektywność energetyczna i emisyjność technologii wytwórczych energii elektrycznej

Biorąc pod uwagę sformułowane kryteria zrównoważonego rozwoju sektora wytwórczego KSE oraz obecną strukturę źródeł wytwórczych, założono, że dalszy ich rozwój powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

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

Do analizy wybrano 19 technologii wytwarzania energii elektrycznej, przypisanych do wyżej wymienionych trzech grup źródeł wytwórczych. W grupie elektrowni systemowych (JWCD) analizie poddano 4 technologie wykorzystujące jako paliwo: węgiel kamienny i brunatny, gaz ziemny oraz paliwo jądrowe. Dla elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym przyjęto technologię stosowaną w blokach parowych na parametry nadkrytyczne (ultra-nadkrytyczne), która jest obecnie jedyną w pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną. Dla elektrowni opalanych gazem ziemnym wybrano technologię stosowaną w blokach gazowo-parowych, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary, z turbinami gazowymi czwartej generacji. Dla elektrowni opalanych paliwem jądrowym wybrano technologię stosowaną w blokach jądrowych z ciśnieniowymi reaktorami wodnymi generacji trzeciej plus.

W grupie elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy do analizy wybrano 12 technologii kogeneracyjnych, które mogą być stosowane w ciepłowniczych blokach o mocy cieplnej w skokarzeniu od kilkudziesięciu kW do kilkuset MW, gdyż pracują równocześnie w KSE jako źródła energii elektrycznej i w systemach ciepłowniczych o różnej mocy jako źródła ciepła. Wszystkie perspektywiczne technologie kogeneracyjne powinny się charakteryzować wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisyjnością CO₂, a także dużą elastycznością na zmiany obciążenia cieplnego, szczególnie gdy technologie te mają być stosowane w elektrociepłowniach pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych, w których występuje duża zmienność zapotrzebowania na moc cieplną w czasie. Pożądaną cechą kogeneracyjnych źródeł wytwórczych powinna być również możliwość wpływania przez te źródła na bezpieczeństwo pracy KSE, czyli spełnianie

Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	159,5	155,5	151,7	157,4	163,5	162,0	164,3	159,1	164,7	166,6	170,1
Zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	154,1	154,3	149,5	156,1	158,3	159,1	159,8	161,2	164,4	168,6	172,4
Przyrost zużycia brutto [%]	2,26	0,11	-3,30	4,38	1,38	0,51	0,44	0,83	1,99	2,55	2,25

Tab. 3. Produkcja i zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2007–2017

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wielkość	Lata	2020	2025	2030	2035
Prognoza zużycia brutto energii elektrycznej [TWh]		179,1	190,7	202,4	215,2
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu zimowego [GW]		28,0	30,3	32,7	35,2
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu letniego [GW]		24,8	27,5	30,5	32,7
Planowane wycofania z ruchu JWCD [GW]		2,2	2,6	5,1	13,3
Planowana budowa nowych JWCD (parowych opalanych węglem i gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym) [GW]		3,8	5,8	5,8	5,8
Prognozowana moc JWCD po wycofaniach i zbudowaniu nowych JWCD [GW]		27,7	29,3	26,8	18,6
Prognozowana moc źródeł rozproszonych (nJWCD) [GW]		15,9	20,2	24,6	30,3
Wymagane nowe moce JWCD [GW]				3,0	6,0

Tab. 4. Prognoza bilansu mocy w KSE w latach 2020–2035

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	61	0,324
4	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	37	0

Tab. 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ / kWh]
1	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	38,62	40,8	25,45	0,540
2	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym	55,61	25,98	16,69	0,274
3	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	48,56	32,52	12,41	0,288
4	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	43,80	36,25	10,78	0,294
5	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany węglem kamiennym	30,52	40,36	10,49	0,613
6	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą	29,28	41,50	27,00	

Tab. 6. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

przez nie kryteriów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). W grupie wybranych do analizy 12 technologii kogeneracyjnych jest: 5 technologii wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny, 5 technologii wykorzystujących jako paliwo biomasę lub biogaz i 2 technologie węglowe. Technologie te zostały scharakteryzowane w tab. 6 i 7.

Dla grupy technologii stosowanych w elektrowniach systemowych jako wielkość charakteryzującą ich efektywność energetyczną wyznaczono sprawność wytwarzania

energii elektrycznej, a dla grupy technologii kogeneracyjnych jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej [2, 8, 9]. Dla kondensacyjnych i ciepłowniczych bloków opalanych paliwami kopalnymi wyznaczono również jednostkową emisję CO₂ (kg CO₂/KWh). Wyniki obliczeń przedstawiono w tab. 5–7. Dla elektrowni wodnych, wiatrowych i fotowoltaicznych efektywności

energetycznej nie wyznaczano, gdyż ich koszty paliwowe są zerowe.

3.3. Efektywność ekonomiczna

analizowanych technologii wytwórczych Inwestycyjne perspektywy realizacyjne wybranych do analizy technologii wytwórczych, omówionych w podrozdziale 3.2, zależą przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Jako kryterium efektywności ekonomicznej poszczególnych technologii wytwórczych wybrano jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej. Pozwalają one porównywać 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). W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii, jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂). Przyjęto bowiem założenie, że wykonana analiza powinna być analizą porównawczą, to znaczy pozwalającą na porównanie efektywności ekonomicznej wszystkich 19 technologii wytwórczych wybranych do badań i scharakteryzowanych w podrozdziale 3.2.

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na 2018 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną oraz jednostkowe emisje CO₂ poszczególnych technologii wytwórczych, wyznaczone w podrozdziale 3.2 (tab. 5–7), oraz:

- czas budowy: elektrowni jądrowych 6 lat, elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem i biomasą 4 lata, elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym 2 lata, a źródeł rozproszonych: 1 rok
- cenę sprzedaży ciepła 36,44 zł/GJ
- stopę dyskontową: dla elektrowni jądrowych oraz elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem 8%, elektrowni i elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym 7,5%, a źródeł rozproszonych 7%.

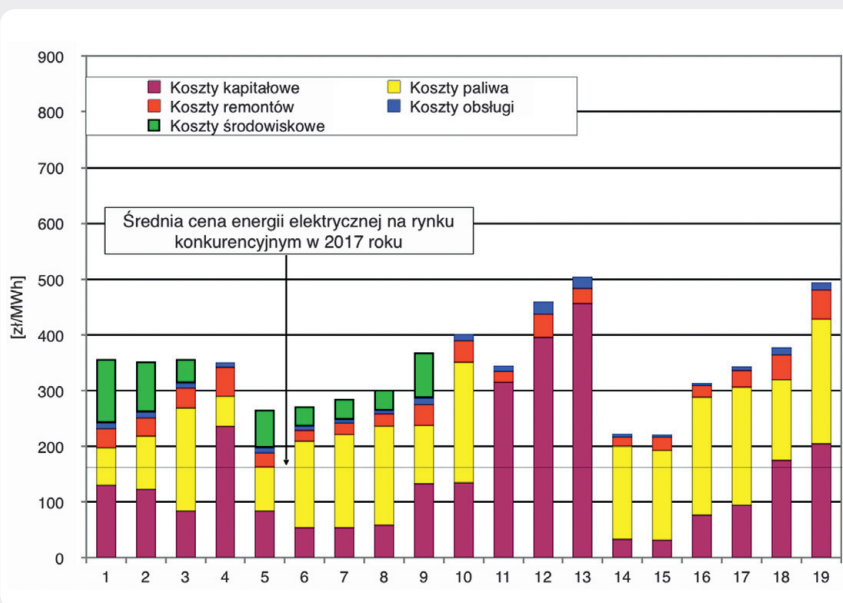
W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂). Koszty uprawnień do emisji CO₂, średnio dla całej eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni, przyjęto w wysokości 126 zł/t CO₂ (30 euro/t CO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 1.

4. Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE

Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE do 2035 roku została opracowana na podstawie wykonanych obliczeń i analiz, których wyniki są przedstawione w tab. 4–7 i na rys. 1, oraz po przyjęciu następujących założeń:

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok 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 i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalanego gazem ziemnym, 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 8) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 9) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego węglem kamiennym, 10) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 11) elektrowni wiatrowej, 12) elektrowni wodnej małej mocy, 13) elektrowni fotowoltaicznej, 14) ciepłowniczego bloku gazowego z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 15) ciepłowniczego bloku gazowego z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalanego gazem ziemnym, 16) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 17) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 18) ciepłowniczego bloku gazowego zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy i 19) ciepłowniczego bloku gazowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ (126 zł/t CO₂)

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	42,50	40,50	20,60
2	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	32,01	53,80	17,18
3	Ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą	14,14	68,36	18,25
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	18,45	64,00	23,27
5	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

Tab. 7. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

- do mocy JWCD, wymaganej dla bezpiecznej i stabilnej pracy KSE, zostały zaliczone moce bloków energetycznych elektrowni systemowych, moce parowych i gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych z turbinami parowymi upustowo-kondensacyjnymi oraz moce bloków elektrowni szczytowo-pompowych i moce części bloków przepływowych elektrowni wodnych
- bloki jednostek wytwórczych małej mocy (źródła rozproszone), ze względu na wymaganą wysoką efektywność energetyczną (optymalne wykorzystanie energii pierwotnej), z wyjątkiem elektrowni wodnych, wiatrowych i fotowoltaicznych, powinny być budowane wyłącznie jako jednostki kogeneracyjne
- moce bloków wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) jest pochodną zobowiązań Polski, wynikających

z Porozumienia klimatycznego i decyzji Rady Europejskiej. Wyniki obliczeń i analiz zostały przedstawione w tab. 8.

5. Wnioski

1. Zobowiązania Polski w ramach Porozumienia klimatycznego (paryskiego) oraz w ramach decyzji Rady Europejskiej z października 2014 roku stanowią poważne wyzwanie dla polskiej elektroenergetyki w zakresie paliwowej i technologicznej transformacji źródeł wytwórczych w KSE. Transformacja ta powinna doprowadzić do takiej zmiany struktury wykorzystywanej energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej, aby w 2030 roku było możliwe osiągnięcie redukcji emisji CO₂ o 40% [5] w porównaniu z emisją w 1990 roku. Oznacza to, że produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2030 roku powinna w ok. 35% odbywać się w źródłach bezemisyjnych, przy jednoczesnym wzroście do ok. 8% udziału gazu ziemnego w tej produkcji. Tak dużego wzrostu udziału źródeł bezemisyjnych w produkcji energii elektrycznej nie będą w stanie zapewnić jednostki wytwórcze wykorzystujące OZE, głównie ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE. Dlatego w 2030 roku w KSE powinien znaleźć się również drugi rodzaj bezemisyjnych źródeł wytwórczych, ale charakteryzujący się ciągłością pracy, w postaci elektrowni jądrowych, które mogą pełnić w KSE funkcję JWCD. Nadzrędnym kryterium technologicznej transformacji źródeł wytwórczych w KSE, obok zmniejszenia emisji CO₂, musi być bowiem zapewnienie bezpieczeństwa jego pracy. Dlatego bardzo ważnym wyzwaniem potrzebnej transformacji technologicznej źródeł wytwórczych w KSE jest transformacja paliwowa JWCD, które w decydującym stopniu odpowiadają za bezpieczeństwo pracy KSE. Obecnie w całkowitej mocy JWCD 91,7% stanowi moc bloków parowych opalanych węglem. Planowane wycofania z ruchu JWCD, w postaci kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, oraz prognozowany wzrost obciążenia KSE, mimo budowanych nowych JWCD, w postaci bloków parowych na parametry nadkrytyczne opalanych węglem (Opole 5 i 6, Jaworzno, Turów i Ostrołęka) oraz kogeneracyjnych bloków gazowo-parowych dużej mocy (Płock, Stalowa Wola i Żerań) (tab. 1), spowodują, przed 2030 rokiem, deficyt mocy JWCD i potrzebę włączenia do KSE nowych jednostek wytwórczych tego typu. Skromne krajowe zasoby gazu ziemnego, ograniczone jego zasoby światowe, brak w pełni liberalnego rynku międzynarodowego tego paliwa oraz wysoka cena jednostki jego energii (ok. 30 zł/GJ) nie pozwalają przyjąć gazu ziemnego, w perspektywie długoterminowej, jako paliwa strategicznego dla niskoemisyjnych, kondensacyjnych bloków gazowo-parowych, jako JWCD, mających zapewniać bezpieczną pracę KSE. Jak stwierdzono już wyżej, powinny to być bezemisyjne bloki jądrowe, uzupełnione niskoemisyjnymi, kogeneracyjnymi blokami gazowo-parowymi, opalonymi gazem ziemnym. Ze względów czasowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Rodzaj paliwa (energii odnawialnej)	Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcja energii elektrycznej i jej struktura paliwowa w roku								
	2020			2030			2035		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	30,7	139,6	78,0	28,4	132,4	65,5	22,5	118,7	55,1
Paliwo jądrowe				1,5	11,7	5,8	3,0	23,4	10,9
Gaz ziemny	2,8	12,6	7,0	3,8	16,3	8,0	4,5	19,8	9,2
Biomasa i biogaz	1,3	7,3	4,1	3,0	12,4	6,1	3,7	16,2	7,5
Woda	2,3	2,5	1,4	2,4	2,6	1,3	2,5	2,7	1,3
Wiatr	6,8	15,9	8,9	9,9	23,5	11,6	12,8	29,0	13,5
Słońce	1,1	1,0	0,6	3,6	3,5	1,7	5,6	5,4	2,5
Razem	45,0	178,9	100,0	52,6	202,4	100,0	54,6	215,2	100,0

Tab. 8. Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE w latach 2020–2035

do 2030 roku może być zbudowany tylko jeden blok jądrowy o mocy ok. 1,5 GW, a do 2035 roku bloki jądrowe o łącznej mocy ok. 3 GW. Ważnym problemem warunkującym rozwój energetyki jądrowej w Polsce, obok akceptacji społecznej, jest ich efektywność ekonomiczna. Należy podkreślić, że jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są porównywalne z kosztami wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących OZE, a w elektrowniach parowych opalanych węglem, koszty te, z kosztami uprawnień do emisji CO₂, zbliżają się do kosztów w elektrowniach jądrowych (rys. 1). Jednak skala finansowa przedsięwzięcia inwestycyjnego, związanego z budową elektrowni jądrowej, wymaga zaangażowania państwa, w postaci rządowych gwarancji cen zakupu energii elektrycznej (kontraktu różnicowego), w wysokości ok. 350 zł/MWh, szczególnie w pierwszym okresie eksploatacji elektrowni jądrowej, gdy koszty wytwarzania energii elektrycznej mogą być jeszcze wyższe od jej ceny na rynku konkurencyjnym.

2. 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 i ciepła. Obecnie przeważającą część jednostek kogeneracyjnych, o łącznej mocy ok. 6773,7 MW (73,8%), stanowią ciepłownice bloki parowe opalane węglem, o stosunkowo niskiej efektywności energetycznej i wysokiej emisyjności CO₂. Dlatego w tej grupie jednostek wytwórczych, podobnie jak w przypadku JWCD, potrzebna jest transformacja paliwowa i technologiczna. W miejskich i przemysłowych systemach ciepłowniczych obecnie tylko 52,56% ciepła systemowego jest wytwarzane w kogeneracji [7]. W niniejszym artykule założono, że w 2035 roku wielkość ta powinna uzyskać wartość 65%, a w 2050 roku 75%, aby systemy

ciepłownicze w Polsce mogły uzyskać status systemów efektywnych energetycznie. Dla jednostek kogeneracyjnych, z punktu widzenia możliwości budowy różnej mocy elastycznych układów technologicznych, o wysokiej efektywności energetycznej i ekonomicznej oraz niskiej emisyjności CO₂, w chwili obecnej i przez najbliższe co najmniej 30 lat najlepszym paliwem jest gaz ziemny. Dla systemów ciepłowniczych dużej mocy perspektywicznymi jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisyjnością CO₂, są ciepłownice bloki gazowo-parowe, opalane gazem ziemnym, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzypionowym przegrzewaniem pary, dla których jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wywarzania energii elektrycznej wynoszą ok. 236 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ ok. 271 zł/MWh. Natomiast dla systemów ciepłowniczych średniej mocy ciepłownice bloki gazowo-parowe, z 2-ciśnieniowym i 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, dla których jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wywarzania energii elektrycznej wynoszą 248–264 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ 285–301 zł/MWh. Wśród technologii możliwych do zastosowania w skojarzonych źródłach małej mocy (kogeneracyjnych źródłach rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanymi na 2018 rok, charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, z silnikami gazowymi i z turbinami gazowymi małej mocy pracującymi w obiegu prostym, o nominalnej mocy w paliwie nieprzekraczającej 20 MW, które nie są zobowiązane do zakupu uprawnień do emisji CO₂, dla których jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wywarzania energii elektrycznej wynoszą 222 zł/MWh. Przy opracowywaniu mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w KSE (tab. 8) założono, że w 2035 roku w kogeneracji będzie wytwarzane 65% ciepła systemowego i 23,70% energii elektrycznej, w której

gaz ziemny będzie miał udział ok. 39%, a jego zużycie na potrzeby skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wyniesie ok. 4,5 mld m³/rok [10]. Natomiast udział biomasy w produkcji kogeneracyjnej w 2035 roku powinien wynieść ok. 25%, a węgla kamiennego ok. 36%.

3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, są wysokie. Tylko system aukcji, z gwarantowanymi cenami zakupu energii elektrycznej przez okres 15 lat, może zapewnić im opłacalność i kontrolowany rozwój. Dojrzałość technologiczną uzyskały dotychczas technologie wykorzystujące energię wiatru, wody i słońca. Pełną dojrzałość komercyjną uzyskały lądowe elektrownie wiatrowe, dla których jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej wynoszą obecnie ok. 340 zł/MWh.
4. W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Dojrzałość komercyjną uzyskały dotychczas wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) oraz częściowo technologie wykorzystujące biologiczną konwersję energii chemicznej biomasy. Charakteryzują się one jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym dość wysokimi kosztami wytwarzania. Dla uzyskania przez nie względnie wysokiej efektywności ekonomicznej jest konieczne zapewnienie im pracy w trybie pełnej kogeneracji, przy długim czasie wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej i mocy cieplnej w skojarzeniu.
5. Wśród technologii wykorzystujących odnawialne źródła najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w Polsce charakteryzują się obecnie elektrownie fotowoltaiczne małej mocy (ok. 510 zł/MWh). Opłacalność przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z budową tego typu źródeł wytwórczych, o mocy do 50 kW, obecnie można uzasadnić, stosując rachunek kosztów unikniętych, w przypadku gdy wytwarzana w nich energia elektryczna jest zużywana przez producenta (prosumenta). Założono, że po przewidywanym w najbliższej przyszłości spadku wysokości nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni fotowoltaicznych ich moc zainstalowana w Polsce do roku 2035, w źródłach małej i średniej mocy, może osiągnąć poziom powyżej 5 GW.
6. Zrealizowanie, z pewnym przybliżeniem, w okresie najbliższych 17 lat, przedstawionej mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w KSE (tab. 8) pozwoliłoby na istotną poprawę dywersyfikacji struktury źródeł energii pierwotnej, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w Polsce (tab. 8), oraz znaczne zwiększenie udziału źródeł rozproszonych w tej produkcji, przy zapewnieniu bezpieczeństwa pracy KSE. Taki program inwestycyjny pozwoliłoby na znaczne zmniejszenie emisji CO₂ i zwiększenie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

udziału OZE w produkcji energii elektrycznej przez polską elektroenergetykę. Byłoby to w przybliżeniu zgodne z decyzjami Rady Europejskiej z października 2014 roku, w zakresie redukcji emisji CO₂ i zwiększenia udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w państwach członkowskich UE.

7. Należy podkreślić, że transformacja paliwowa i technologiczna źródeł wytwórczych w KSE jest procesem kapitał- i czasochłonnym. Dlatego musi być rozłożona w czasie. Podstawowym warunkiem jej powodzenia jest stopniowy wzrost ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Dlatego taka transformacja musi być dokładnie zaprogramowana, z uwzględnieniem czynników technologicznych, ekonomicznych, ekologicznych i społecznych.

Bibliografia

1. Directive 2005/89/UE of the European Parliament and Council of 18 January 2006 on concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment, *Official Journal of the European Union* 2006, L 33/1 – L 33/22.
2. Directive 2012/27/UE of the European Parliament and Council of 25 October 2012 on energy efficiency, *Official Journal of the European Union* 2012, L 315/1 – L 315/56.
3. *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej. Biuletyn Miesięczny ARE*, Agencja Rynku Energii SA 2017, nr 12 (288).
4. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA 2016 [online], <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035> [dostęp: 10.07.2018].
5. Ruszel M., Rola surowców energetycznych w procesie produkcji energii elektrycznej w UE do 2050 roku, *Polityka Energetyczna* 2017, t. 20, z. 3, s. 5–15.
6. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2017, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2018.
7. Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2016, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2017.
8. Zaporowski B., Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plant Fired with Natural Gas, *Acta Energetica* 2016, No. 1/26, s. 152–157.
9. Zaporowski B., Nowoczesne technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, *Polityka Energetyczna* 2017, t. 20, z. 3, s. 41–53.
10. Zaporowski B., Perspektywy rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce, *Rynek Energii* 2018, nr 5 (138), s. 3–8.

Bolesław Zaporowski

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

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

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Na Uniwersytecie Warszawskim i Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe w zakresie energetyki jądrowej. Odbył roczny staż przemysłowy w Elektrowni Konin oraz staże naukowe m.in. w Moskiewskim Instytucie Energetycznym, Instytucie Energetycznym im. G.M. Krzyżanowskiego w Moskwie, Wyższej Szkole Technicznej w Brnie, na Uniwersytecie w Bolonii, Uniwersytecie Technicznym w Eindhoven oraz na 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 ponad 200 prac naukowych, w tym ponad 70 za granicą.