

# The Concept of a Methodology for Selecting the Optimal Parameters of Heat Received from a Nuclear Power Plant Operating in a Partial Cogeneration Mode

## Authors

Tomasz Minkiewicz  
 Andrzej Reński

## Keywords

cogeneration, nuclear power plant, optimisation

## Abstract

The paper presents the concept of the objective function which is to allow the selection of optimal parameters of the district heating system using a nuclear power plant operating in partial cogeneration mode. The concept is based on research carried out a number of years ago as part of [10]. The size of annual expenses was proposed as the objective function, which allows to compare the operation of a nuclear power plant in partial cogeneration with selected variants of supply to the heating system (combined heat and power station or conventional power plant and a conventional heating station). The analysis allows selecting the optimal structure of the heat supply system, which will provide the highest economic efficiency.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017106**

Received: 01.03.2017

Accepted: 07.03.2017

Available online: 30.03.2017

## Introduction

The district heating system should minimise costs and maximise operational reliability, while meeting the many technical and economic limitations, as well as environmental, legal and social limitations. It is therefore necessary to choose sources of heat and optimal parameters of a heat supply system, which will result in providing the highest economic efficiency and obtaining the best strategy for the development of the heating system. The need to reduce the use of fossil fuels and emissions of substances harmful to the environment is also very significant, as well as improving air quality.

This requirement can be fulfilled by RES systems, but their participation in the national heat production in 2015 amounted only to 7.4%, and the primary heat carrier was solid biofuel, while the heat production from coal was 74.6% [12]. It should also be noted that the greatest heat consumers in 2015 were households (58%), followed by industry (29%) and other consumers (12%) [3]. A source of heat which could help to reduce harmful emissions to the environment is a nuclear power plant (NPP) adapted for heat transfer. Introducing nuclear heat sources into the heating systems would also allow reducing the consumption of organic fuels and more efficient use of nuclear fuel, and would contribute to the development of Polish industry and new technologies. However, it should be noted that the implementation of a power supply system with a nuclear heat source is very capital-intensive,

and therefore ensuring high economic efficiency of the project is of particular importance. It should also be noted that the very idea of nuclear cogeneration dates back to the 70s of the last century, and one of the examples of the use of uranium for the production of heat is the Swiss Nuclear Power Plant Beznau [8].

The aim of the paper is to present a methodology for verifying the economic efficiency of the proposed variant of the heat supply system by proposing the objective function, which will be used to compare different variants of power supply, and using a multi-criteria analysis will make it possible to select the most efficient solution.

## Basic technical and economic assumptions

Comparison of the annual cost of different heat supply variants will be correct, if the energy effects in the form of annual supply of electricity and the annual heat supply for these systems are equal. In addition, equal power is assumed of the achievable electrical and thermal peak powers of the different variants of electricity and heat supply systems.

It is assumed that the basic variant of heat supply to the supported region (reference variant) is a nuclear power plant operating in partial cogeneration mode (NPC). The second variant is a conventional combined heat and power station (CHP) with a backpressure turbine, supplemented with compensatory power/energy sent from the conventional power plant (CPP) operating in the

national power system (NPS), which results from a significant difference in the electric power of an NPC and CHP under the same values of thermal power sent to the consumer. Third and fourth variant is a system with a conventional heating station (CHS) supplemented with power/energy sent from the NPS and generated by a conventional power plant, or a NPP.

It is assumed that during the first several years of the launch of heat supply from the NPP, it will take over the role of some of the existing and worn out facilities generating heat, with them acting as backup systems, and thanks to the implemented thermal performance improvement projects there will be no need to build new sources and expand local distribution systems.

Consumption of thermal power for domestic purposes is characterised by a clear differentiation throughout the year. The summer period (outside the heating season) is characterised by low and almost constant demand for thermal power, while in the winter period (heating season) there are large fluctuations in power (depending on the outside temperature and climate zone). In the initial period of operation, the primary task of the NPC will be electricity generation and consumption of heat as bleed steam will result in reduction of electrical power and reduced production of electricity. It is also assumed that the consumption of nuclear fuel in the NPC is independent of the heating load, which will result in the lack of dependence of the live steam jet generated in the steam generator on the steam jet directed to the heat exchangers. The size of power losses in the NPC depends on thermal power demand in the supported region and the drawing point of steam from the turbine (vent, air chamber) for heating purposes. In order to compensate for the loss of power and electricity it is necessary to generate and send it through another source (backpressure CHP or condensing power plant), which is reflected in the cost of supplementing power and electricity. It should be noted, however, that supplementing electricity through the use of a backpressure CHP can cause problems with power compensation in the summer period (due to the analogous dependence of electric power on the outside temperature) and the generation of excess capacity in the heating season (which in some cases allows the shutdown or reduction of capacity in older power generating units). For power compensation using a condensing power plant (CPP), it will be possible to use the excess capacity outside the heating season, leading to the shutdown of less economic power generating units.

The location of the NPC is also an important aspect, because heat losses and the costs of the transmission line grow with increasing distance. On the other hand, building a NPP closer to an urban area will contribute to lowering the cost of electricity and heat, but it can result in deterioration of cooling conditions (NPP consumes approx. 50% more cooling water than a CPP with similar capacity), i.e. if no natural water reservoirs can be used, it will be necessary to build cooling towers, which in turn will increase both fixed costs and variable costs of operating the NPC [1]. A closer location also means more stringent requirements for radiation protection, however, the level of safety of NPPs currently offered and developed prevents the imminent danger of environmental contamination by radioactive substances (applies to uninterrupted operation of a NPP), and a smaller distance from

the NPP could cause psychological problems in the society, which can be overcome through education. More information on the impact of the location of a NPP on the environment can be found in [6] and recently also in [7], where it is shown that the direct impact of a NPP on the environment is less damaging than a conventional power plant (assuming strict compliance with safety regulations in the field of radioactive waste).

## The criterion function

The optimisation process should consist of minimising the properly formulated criterion function, which has the form of a function expressing the total annual costs directly related to adapting the NPP to work in a partial cogeneration mode and sending heat to the supported region:

$$\Delta K_r = f(X, X_k, T, Z) = \min$$

where:  $X$  – a set of thermodynamic parameters of the heating system powered from the NPC,  $X_k$  – a set of design and economic parameters,  $T$  – a set of parameters defining the type of equipment used,  $Z$  – a set of parameters taking into account the effect of external factors on the heating system powered from the NPC. The first group of parameters may include, among others, network water temperature at the outlet of the heating unit of the NPC, the heat to power ratio characterising the cooperation of this unit with peak heat sources or steam jets flowing through the respective parts of the turbine. The second group consists of the values describing the equipment in terms of quantity, for example, the number and area of the heat exchange surface of heat exchangers, the number of turbine cylinders, as well as the amount of specific investment expenditures for the main equipment. The third group consists of parameters defining the type of devices used, for example, the type of turbines installed or heat exchangers used. The last group consists of parameters describing the requirements of consumers regarding the size and structure of the thermal power demand, the method of control of thermal power received.

The size of costs  $\Delta K_r$  is a function of many variables, which are equivalent to the parameters of the NPC's heating circuit and parameters characterizing the cooperation of this system with the heating system and with the power system. Both the size of the peak demand for heat as well as parameters describing the structure of the basic equipment of the NPC (reactor power, the number of reactor units, the number of turbines) are treated as determined values, while the remaining parameters are independent variables and are subject to investigation. Moreover, the calculation of the costs  $\Delta K_r$  takes into account the additional costs related to, i.a. the heating network and the source of thermal energy, whose mission is to reconcile the differences between the annual production of electricity in the analysed variants of a NPC:

$$\Delta K_r = \Delta K_r^{\text{EjC}} + \Delta K_r^{\text{SC}} + \Delta K_r^{\text{U}}$$

where:  $\Delta K_r^{\text{EjC}}$  – annual fixed costs of those elements of the NPC system, which vary in the different variants of the supply system

at a given peak demand for heat of external consumers and the same basic equipment of the NPC [PLN/a],  $\Delta K_r^{SC}$  – part of the annual costs of the heating network comprising the transmission lines along with lift stations, running from the NPC to them the border of the supported area [PLN/a],  $\Delta K_r^U$  – annual costs of compensating electricity from the systemic power plant necessary in order to align the different variants with the reference system in terms of, respectively, the peak electric power, and the annual production of electrical energy [PLN/a].

The first component of the equation  $\Delta K_r^{EJC}$  is the annual fixed costs of those elements of the NPC system, which vary in the different variants and depend on the extent of modification of the turbine and the equipment of the heating unit:

$$\Delta K_r^{EJC} = (r^{EJC} \cdot k_z^{EJC} + r_{es}^{EJC}) \cdot (K_{nTm}^{EJC} + K_{nCC}^{EJC})$$

where:  $r^{EJC}$  – NPC principal instalment [1/a],  $k_z^{EJC}$  – coefficient taking into account freezing investment expenditures during the construction of the NPC,  $r_{es}^{EJC}$  – coefficient of fixed annual operating costs of the NPC [1/a],  $K_{nTm}^{EJC}$  – investment expenditures associated with modification of a low-pressure turbine (in connection with its adaptation to the steam consumption by the heat exchangers),  $K_{nCC}^{EJC}$  – investment expenditures associated with the installation of the heating unit in the NPP (investment expenditures on heat exchangers, pipelines and fittings) [PLN]. Investment expenditures related to the modification of a low-pressure turbine can be expressed as follows:

$$K_{nTm}^{EJC} = k_{nTm}^{EJC} \cdot P_{c(i_p)}^{EJC}$$

where:  $k_{nTm}^{EJC}$  – specific investment costs associated with modification of a low-pressure turbine related to its adaptation to steam consumption to heat exchangers, referred to the electric power generated in strict cogeneration [PLN/MW],  $P_{c(i_p)}^{EJC}$  – electric power generated strictly in cogeneration (with a given number of heating levels of network water) [MW].

Experience gained from research projects carried out in the Power Engineering Department at Faculty of Electric Engineering and Automatics of Gdańsk University of Technology was applied while determining the investment expenditures and operating costs of elements of heat supply systems, as well as the hydraulic parameters of elements of equipment in these systems. Therefore, it is proposed to determine the individual investment costs associated with modification of a low-pressure turbine using the following relationship:

$$k_{nTm}^{EJC} = \frac{2i_p}{100(1+i_p)} \cdot k_n^{EJC}$$

where:  $i_p$  – number of heating levels of network water,  $k_n^{EJC}$  – specific capital expenditures related to the construction of the NPP [PLN/MW].

Investment expenditures related to the installation of the heating unit in the NPP can be expressed as follows:

$$K_{nCC}^{EJC} = k_{n.ws}^{EJC} \cdot \Sigma A_{ws(i_p)}$$

where:  $k_{n.ws}^{EJC}$  – specific investment expenditures related to the  $i$ -th heat exchanger [PLN/m<sup>2</sup>],  $A_{ws(i_p)}$  – heat exchange area of the  $i$ -th heat exchanger [m<sup>2</sup>].

Heat exchange area of the heat exchanger is calculated using the formula:

$$A_{ws(i_p)} = \frac{\dot{Q}_{ws,max(i)}}{k \cdot \Delta t_{m(i)}} = \frac{\dot{m}_{ws(i)} \cdot (h_{wsz(i)} - h_{wsp(i)})}{k \cdot \frac{t_{wsz(i)} - t_{wsp(i)}}{\ln\left(\frac{t_{wsz(i)} - t_{wsp(i)}}{\delta t_{(i)}} + 1\right)}}$$

where:  $\dot{Q}_{ws,max(i)}$  – maximum thermal power transferred by the  $i$ -th heat exchanger [kJ/s],  $k$  – heat transfer coefficient [kW/(m<sup>2</sup>K)],  $\Delta t_{m(i)}$  – logarithmic mean temperature difference in the  $i$ -th heat exchanger [K],  $\dot{m}_{ws(i)}$  – jet of network water flowing through the  $i$ -th heat exchanger [kg/s],  $h_{wsz(i)}$ ,  $h_{wsp(i)}$  – enthalpy of the network water after heating and before heating by the  $i$ -th heat exchanger [kJ/kg],  $t_{wsz(i)}$ ,  $t_{wsp(i)}$  – temperature of network water: after heating and before heating by the  $i$ -th heat exchanger [°C],  $\delta t_{(i)}$  – accumulation of temperatures in the  $i$ -th heat exchanger [K].

Assuming that the introduction of partial cogeneration in the NPP will not cause changes in the heat distribution network, the annual costs of the heating network  $\Delta K_r^{SC}$  can be expressed using the formula:

$$\Delta K_r^{SC} = (r^{MP} \cdot k_z^{MP} + r_{es}^{MP}) \cdot K_n^{MP} + K_{ez}^{MP}$$

where:  $r^{MP}$  – principal instalment for the transmission line [1/a],  $k_z^{MP}$  – coefficient taking into account freezing investment expenditures during the construction of the transmission line,  $r_{es}^{MP}$  – coefficient of fixed annual operating costs of the transmission line [1/a],  $K_n^{MP}$  – expenditures related to the transmission line and associated with facilities responsible for pumping network water through that line [PLN],  $K_{ez}^{MP}$  – variables operating costs associated with the electricity needed to pump network water and the costs associated with loss of heat in the transmission line [PLN/a]. Investment expenditures related to the transmission line with facilities responsible for pumping network water through that line can be expressed using the equation:

$$K_n^{MP} = K_n^{RM} + K_n^P$$

where:  $K_n^{RM}$  – investment expenditures associated with the transmission line [PLN],  $K_n^P$  – investment expenditures associated with pumping network water [PLN].

Investment expenditures related to the transmission line are dependent on many factors, therefore the following simplified formula is proposed for their calculation:

$$K_n^{RM} = \frac{10 \cdot n_p}{9 + n_p} \cdot k_n^{RM} \cdot L^{RM}$$

where:  $n_p$  – number of threads of the transmission line,  $k_n^{RM}$  – specific investment expenditure on the transmission line [PLN/m],  $L^{RM}$  – transmission line length [m].

Investment expenditures related to the pumping of network water can be expressed as follows:

$$K_n^P = k_n^P \cdot P_{ws\_s} \cdot n_p$$

where:  $k_n^P$  – specific expenditures associated with the lift station and pumping relative to the electrical power required to drive pumps pumping network water [PLN/MW],  $P_{ws\_s}$  – peak electric power to drive network water pumps [MW].

The electrical power needed to drive network water pumps was determined from the relationship:

$$P_{ws\_s} = \frac{\dot{m}_{ws} \cdot \Delta p_{ws}}{\rho_w \cdot \eta_{pws} \cdot \eta_{nap}}$$

where:  $\dot{m}_{ws}$  – jet of network water flowing from the NPC [kg/s],  $\Delta p_{ws}$  – lifting height of the network water pump [Pa],  $\rho_w$  – specific gravity of network water [kg/m<sup>3</sup>],  $\eta_{pws}$  – efficiency of the network water pump,  $\eta_{nap}$  – efficiency of the pump drive system.

The lifting height of the network water pumps depends, among other things, on the topography and the shape of the route of the transmission line. The following formula is proposed to be used here:

$$\Delta p_{ws} = \frac{\Delta p_l}{1 - \alpha}$$

where:  $\Delta p_l$  – linear pressure losses [Pa],  $\alpha$  – share of pressure losses from the local resistance in the total pressure losses.

Variable operating costs associated with the electricity needed to pump network water and the heat losses in the transmission line can be expressed using the following formula:

$$K_{ez}^M = K_{ez}^P + K_{ez}^{str} = k_A \cdot A_{r\_pws} + k_W \cdot \Delta W^{RM}$$

where:  $K_{ez}^P$  – variable operating costs associated with the electricity needed to pump network water [PLN/a],  $K_{ez}^{str}$  – variable operating costs associated with loss of heat during the transfer of network water through the transmission line [PLN/a],  $k_A$  – averaged unit price of electricity [PLN/MWh],  $A_{r\_pws}$  – annual electricity consumed for pumping network water [MWh/a],  $k_W$  – averaged price of heat in a local heating system [PLN/GJ],  $\Delta W^{RM}$  – annual heat losses associated with the transmission of network water through the transmission line from the NC to the supported area [GJ/a].

The last component of the criterion function  $\Delta K_r$  includes costs associated with supplementing the loss of electricity:

$$\Delta K_{rc}^U = K_{rc}^{\Delta PSE} + K_{rc}^{\Delta ASE}$$

where:  $K_{rc}^{\Delta PSE}$  – annual costs associated with the loss of peak electric power produced strictly in cogeneration,  $K_{rc}^{\Delta ASE}$  – annual costs associated with the loss of electricity produced strictly in cogeneration [PLN/a].

Assuming the stability of power generation costs and the costs of electricity generation in a systemic power plant, the criterion function  $\Delta K_r$  takes into account only the annual costs associated with the generation of power and transmission of supplementary power. The dependence of the annual costs associated with the supplementary power generation is expressed by the formula:

$$K_{rc}^{\Delta PSE} = (P_{co}^{EJc} - P_c^{EJc}) \cdot k_p$$

where:  $P_{co}^{EJc}$  – electric power produced in strict cogeneration in a given reference variant,  $P_c^{EJc}$  – electric power produced in strict cogeneration in the analyzed variant [MW],  $k_p$  – specific cost of producing electrical power in strict cogeneration [PLN/(MW · a)]. The dependence of the annual costs associated with the supplementary power transmission is expressed by the formula:

$$K_{rc}^{\Delta ASE} = (A_{rc0}^{EJc} - A_{rc}^{EJc}) \cdot k_A$$

where:  $A_{rc0}^{EJc}$  – annual electricity produced in strict cogeneration in a given reference variant,  $A_{rc}^{EJc}$  – annual electricity generated in the strict cogeneration in the analysed variant, [MWh/a]  $k_A$  – specific cost of production of electricity in strict cogeneration [PLN/MWh].

The situation is different with regard to power supply systems, which differ in basic equipment of the NPC. In this case, changes in the annual costs arise not only from changes in the heating section of the NPC, but also to a large extent from variations of the basic equipment of the power plant, i.e. type and number of nuclear power units. As the optimal solution among the power systems equipped with different sets of nuclear power units at a given peak demand for heat  $\dot{Q}_s$  from the consumers should be considered a solution that meets the relationship:

$$K_{r(i)}^{EJc} = K_{r0}^{EJc} + \Delta K_r = \min$$

where:  $K_{r(i)}^{EJc}$  – total annual costs of the power supply system equipped with the  $i$ -th variant of the NPC [PLN/a],  $K_{r0}^{EJc}$  – part of the annual costs of the power supply system equipped with the NPC, concerning the same components in comparable variants, which mainly includes fixed costs of elements of the system, based on which the NPC was built, as well as the annual costs of the fuel cycle [PLN/a].

The annual costs  $K_{r0}^{EJc}$  should also include the costs of the heat distribution network, assuming that the distribution network and substations existing in the supported area will remain virtually unchanged when connecting the NPC. Therefore, the annual costs  $K_{r0}^{EJc}$  are determined by the following equation:

$$K_{r0}^{EJc} = (r^{EJc} \cdot k_z^{EJc} + r_{es}^{EJc}) \cdot K_{n0}^{EJc} + K_{ez}^{EJc} + (r^{SR} \cdot k_z^{SR} + r_{es}^{SR}) \cdot K_n^{SR} + K_{ez}^{SR} + (r^{WC} \cdot k_z^{WC} + r_{es}^{WC}) \cdot K_n^{WC}$$

where:  $r^{EJc}$ ,  $r^{SR}$ ,  $r^{WC}$  – principal instalment: NPC, distribution network, substations [1/a];  $k_z^{EJc}$ ,  $k_z^{SR}$ ,  $k_z^{WC}$  – coefficient taking into account the freezing of investment expenditures: during the construction of the NPC, in relation to the distribution network and substations;  $r_{es}^{EJc}$ ,  $r_{es}^{SR}$ ,  $r_{es}^{WC}$  – coefficient of annual fixed operating costs: NPC, distribution network and substations [1/a];  $K_{n0}^{EJc}$ ,  $K_n^{SR}$ ,  $K_n^{WC}$  – investment costs associated with the unchanging part of the NPC, with the distribution network and substations [PLN];  $K_{ez}^{EJc}$ ,  $K_{ez}^{SR}$  – variable operating costs associated with the NPC and the distribution network [PLN/a].

In both cases, the condition should be met of higher economic efficiency of the power supply system with an NPC than the alternative system with, for example, a CHP:

$$K_r^{EJc} < K_r^{(i)}$$

where:  $K_r^{(i)}$  – annual costs of an alternative power system including costs of the electrical power required to align this system in terms of annual electricity production with the selected variant of a system with an NPC [PLN/a].

In the comparative solution in relation to the system based on the use of an NPC, a power supply system equipped with a conventional power plant is considered in the first place. The annual costs of this variant include the fixed annual costs of a CHP including the basic plant (steam boiler – turbine systems) and the peak plants (systems with water boilers), variable annual costs and the costs of CO<sub>2</sub> emission allowances, as well as the costs of electric energy and power levelling the differences of transient and annual effects between the variant with an NPC and the variant with a CHP, as presented in [4].

### Examples of the results of the analysis and conclusions

A NPC with an EPR reactor has been adopted as a reference variant. The parameters of heat received from the NPC are as follows:

- Peak thermal power output by the NPC:  $\dot{Q}_s^{EJc} = \{150 \text{ MJ/s}; 200 \text{ MJ/s}; 250 \text{ MJ/s}\}$
- Number of heating levels of network water:  $i_p = \{1; 2; 3\}$
- Network water temperature at the outlet from the NPC:  $t_{wze} = \{110^\circ\text{C}; 120^\circ\text{C}; 130^\circ\text{C}\}$
- The share of power demand for domestic hot water in peak thermal power output by the NPC:  $\gamma = \{0.1; 0.2; 0.3\}$ .

Based on [2], a mathematical model of a thermal cycle in a NPP with an EPR reactor was prepared and balance equations were solved for the nominal value of the fresh steam jet, setting the jets of the working fluid in different points in the system with condensing operation of the turbine, and gross electrical power at the generator terminals was calculated. Analogous calculations were made for three different variants of the NPC varying with the quantity and place of collection of the bleed steam directed to heat exchangers. Electrical power produced in strict cogeneration was calculated in accordance with equations provided in [11].

A variety of scenarios were prepared, in which the variables (parameters of the heat supply system) were the parameters of heat received from the NPC presented above, but also the speed of network water flow in the transmission line, the distance between the NPC and the supported region and the type of the nuclear power unit used (type of the reactor).

Examples of results (for the parameters:  $\dot{Q}_s^{EJc} = 250 \text{ MJ/s}$ ,  $i_p = 2$ ,  $t_{wze} = 130^\circ\text{C}$ ,  $\gamma = 0.2$ ) are shown in Fig. 1, and Tab. 1 presents the results of calculations of the gross electricity production of the NPC ( $A_{rc}^{EJc}$ ) and the electricity generated in strict cogeneration ( $A_b^{EJc}$ ), as well as heat production ( $W_d^{EJc}$ ) and production of

Type of NPC	$A_{rc}^{EJc}$	$A_b^{EJc}$	$W_d^{EJc}$	$P_{c_{av}}^{EJc}$	$\Delta P_{av}^{EJc}$	$P_{av}^{EJc}$
EPR	0.2589	13.4471	0.9568	32.29	22.47	1677.53
AP1000	0.1666	9.3719		20.78	30.36	1169.14
ESBWR	0.1359	12.4947		16.95	35.29	1558.71

Tab. 1. Production of electricity and heat as well as average capacities ("av" index) for the three types of reactors analysed [TWh/a; MW]

Variant	EPR	AP1000	ESBWR
NPC	3.320	2.333	2.288
CHP + CPP	3.504	2.446	3.282
CHS + CPP	3.673	2.615	3.450
CHS + NPP	3.416	2.415	2.381

Tab. 2. The results of calculations of the annual costs for producing electricity and heat in different energy technologies for the three types of reactors analysed [billion PLN/a]

Variant	EPR	AP1000	ESBWR
NPC	39	44	46
CHP	28	29	28
CHS	66	66	66

Tab. 3. Results of the calculation of specific costs of heat supply using various energy technologies [PLN/GJ]

Type of NPC	$\Delta K_r^{EJc}$	$\Delta K_r^{SC}$	$\Delta K_r^U$	$\Delta K_r$
EPR	2.71	77.31	2.18	82.20
AP1000	1.19	63.94	1.35	66.48
ESBWR	0.76	77.26	0.92	78.94

Tab. 4. Results of calculations of total annual costs  $\Delta K_r$ , related to the adaptation of a NPP to heating operation for three types of reactors analysed [mIn PLN/a]

different electrical powers. It was assumed that for outdoor temperatures  $>12^\circ\text{C}$  there is only the demand for heat for domestic hot water, network water is pumped at a speed of 2 m/s, and the supported area is within about 45 km from the NPC.

In the proposed conditions of cost-effectiveness, the total annual cost of supplying electricity and heat were compared. In the case of heat supply, the calculations of annual costs were made in relation to the area of heat receipt, and in case of electricity supply - in relation to the location of connection of the power plant (location of power station, to which the generating unit is connected). The method of calculation and the results obtained

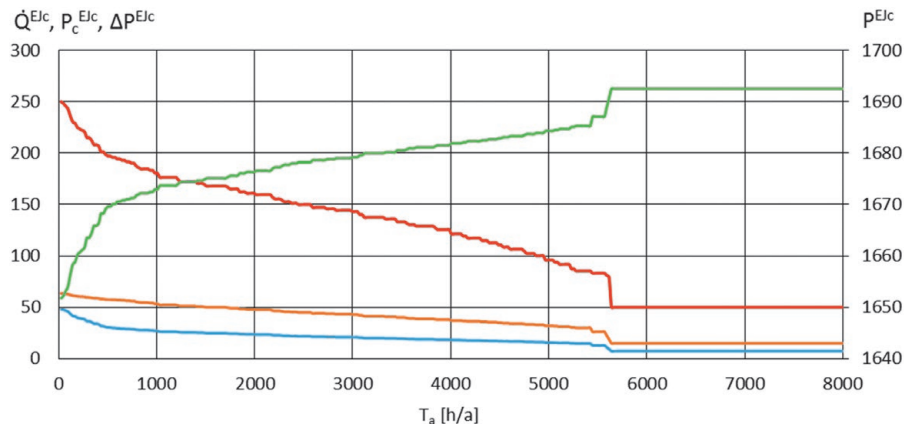


Fig. 1. Annual variation of power in an NPC

$\dot{Q}^{Ejc}$  – thermal power collected from the NPC (red) [MJ/s];  $P_c^{Ejc}$  – electric power generated in the NPC in strict cogeneration (brown) [MW],  $\Delta P^{Ejc}$  – decrease of electric power consumption due to steam collection for heating purposes (blue) [MW],  $P^{Ejc}$  – gross electrical power of the NPC at the generator terminals (green) [MW].

can be found in [4] and in [5], and exemplary results of the calculation of annual costs for producing electricity and heat, and the specific costs of heat supply in the reference variant, as well as the analogous results for the nuclear power units with reactors AP1000 and ESBWR are shown in Tab. 2 and Tab. 3. Tab. 4 summarises the total annual costs  $\Delta K_T$  for the described variant. Using the criterion of the total annual costs of the heat and electricity supply system, the cost-effectiveness of the solution consisting of adapting a NPP to work in a cogeneration mode can be demonstrated, but this criterion is not relevant to the choice of parameters of a NPC, due to the very small share of the costs of strict cogeneration in the total annual costs of the NPC. For this reason, the criterion of partial annual costs  $\Delta K_T$ , related solely to the adaptation of the operation of the NPP for heating operation should be used [11].

As shown by the calculations, the annual costs of all types of NPP are lower than for other comparable variants, but the specific cost of heat supply is not competitive in relation to the CHP. Costs related to the transmission of heat from the NPC to the supported area should have a decisive impact on the value of the criterion function  $\Delta K_T$ . The costs of emissions are also important. As indicated by the Polish Electricity Association [9], the decisions adopted by the European Parliament on the reform of the trading system for CO<sub>2</sub> (EU ETS) may contribute to the increase in the price of allowances from 15 euro in 2020 to 35 euro in 2030, which at the current level of approx. 5 euro/Mg will increase the costs of producing electricity and heat using organic fuel. There are also chances that in the future the use of small modular reactors (SMRs) adapted for heat dissipation will allow for a more favourable location, and so the cost of heat supply and supplementary power/energy to the supported area will decrease, and the entire investment will be cost effective.

## REFERENCES

1. S. Andrzejewski and J. Troszkiewicz, "Elektrociepłownie jądrowe w systemie elektroenergetycznym – koszty wytwarzania energii ciepłej w ECJ" [Nuclear power plants in the power system – costs of generating heat in a NPC], International Heating Conference, 6 April 1976, Warszawa.
2. AREVA, AREVA Design Control Document Rev. 5 – Tier 2 Chapter 10 – Steam and Power Conversion System, Accession Number: ML13261A551, Figures for Section 10.1 (2 page(s), 7/19/2013) [online], <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1326/ML13261A551.html> [accessed: 09.2013].
3. Fuel and energy management in 2014-2015, Central Statistical Office, Warszawa 2016.
4. M. Jaskólski et al., "Profitability Criteria of Partial Cogeneration in Nuclear Power Plant", "Rynek Energii" [Energy Market], No. 5, 2014, pp. 141–147.
5. M. Jaskólski, A. Reński and T. Minkiewicz, "Thermodynamic and economic analysis of nuclear power unit operating in partial cogeneration mode to produce electricity and district heat", 4th International Conference on Contemporary Problems of Thermal Engineering CPOTE 2016, Katowice.
6. J. Marecki et al., "Analiza warunków lokalizacyjnych elektrociepłowni jądrowych w aspektach ochrony środowiska i możliwości transportu ciepła dla odbiorców bytowo-komunalnych" [Analysis of location conditions of nuclear power plants in the aspects of environmental protection and the possibility of transporting heat to households], Institute of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology, November 1978, Gdańsk.
7. Results of the strategic environmental impact assessment and justification for the selection of the Polish Nuclear Power Program, Ministry of Energy [online], <http://www.me.gov.pl/files/upload/10960/Podsumowanie%20OOS%20PPEJ.doc> [accessed: 10.2016].

8. T. Minkiewicz, A. Reński, "Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat", *Archiwum Energetyki* [Power Engineering Archive] vol. XLI, No. 3–4, 2011, pp. 155–166.
9. Commentary of the Polish Electricity Association on the proposed reform of the EU ETS, Polish Electricity Association, 21 February 2017.
10. A. Reński, "Wybór podstawowych parametrów elektrociepłowni jądrowej" [Selection of basic parameters of a nuclear power plant], *Archiwum Energetyki* [Power Engineering Archive], Vol. XII, No. 1–2, 1983, pp. 71–86.
11. A. Reński et al., "Nuclear Co-generation – The Analysis of Technical Capabilities and Cost Estimates", *Acta Energetica*, No. 3 (28), 2016, pp. 121–127.
12. Thermal energy in numbers – 2015, ERO, Warszawa 2016.

---

### **Tomasz Minkiewicz**

Gdańsk University of Technology  
email: tomasz.minkiewicz@pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Currently a lecturer in the Department of Electrical Power Engineering at Gdańsk University of Technology. Areas of interest: thermal power plants, nuclear power plants, cogeneration and heating systems.

### **Andrzej Reński**

Gdańsk University of Technology  
email: andrzej.renski@pg.gda.pl

Andrzej Reński graduated from the Warsaw University of Technology, at the Faculty of Power and Aeronautical Engineering (1969). He defended his doctoral dissertation at the Faculty of Electrical Engineering at the Gdańsk University of Technology (1981) and obtained his PhD at the Department of Aeronautical Engineering of the Warsaw University of Technology (2003). In the years 2007–2016, he has been working as an associate professor at the Gdańsk University of Technology.

His interests include: heat power engineering – constructing and modelling of power equipment, in power plants and thermal-electric power stations, both standard and nuclear, as well as the optimisation of the heat systems' development.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 64–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Koncepcja metody wyboru optymalnych parametrów ciepła odbieranego z elektrowni jądrowej pracującej przy częściowym skojarzeniu

### Autorzy

Tomasz Minkiewicz  
Andrzej Reński

### Słowa kluczowe

kogeneracja, elektrownia jądrowa, optymalizacja

### Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcję funkcji celu, która ma umożliwić dobór optymalnych parametrów systemu zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskiej z wykorzystaniem elektrowni jądrowej pracującej w częściowym skojarzeniu. Koncepcja opiera się na badaniach przeprowadzonych przed laty w ramach pracy [10]. Jako funkcję celu zaproponowano wielkość kosztów rocznych, co pozwala na porównanie pracy uciepłownionej elektrowni jądrowej z wybranymi wariantami zasilania systemu ciepłowniczego (elektrociepłownia lub elektrownia konwencjonalna oraz ciepłownia klasyczna). Analiza umożliwi dokonanie wyboru optymalnej struktury systemu zaopatrzenia w ciepło, która zapewni najwyższą efektywność ekonomiczną.

Data wpływu do redakcji: 01.03.2017

Data akceptacji artykułu: 07.03.2017

Data publikacji online: 30.03.2017

### Wstęp

System zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskiej powinien odznaczać się minimalizacją kosztów oraz maksymalizacją niezawodności pracy, spełniając jednocześnie wiele ograniczeń natury technicznej i ekonomicznej, ale również środowiskowej, prawnej czy społecznej. Konieczne jest więc dobranie źródeł ciepła i optymalnych parametrów systemu zaopatrzenia w ciepło, czego efektem będzie zapewnienie najwyższej efektywności ekonomicznej i uzyskanie najlepszej strategii rozwoju systemu ciepłowniczego. Nie bez znaczenia jest również konieczność ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych oraz redukcji emisji substancji szkodliwych dla środowiska i poprawa jakości powietrza.

Warunek ten mogą spełniać instalacje OZE, jednakże ich udział w krajowej produkcji ciepła w 2015 roku wyniósł zaledwie 7,4%, z czego podstawowym nośnikiem ciepła były biopaliwa stałe, podczas gdy udział produkcji ciepła z węgla wyniósł 74,6% [12]. Należy również zauważyć, że największymi odbiorcami ciepła w 2015 roku były gospodarstwa domowe (58%), następnie przemysł (29%) oraz pozostali odbiorcy (12%) [3].

Źródłem ciepła, które mogłoby wpłynąć na obniżenie emisji substancji szkodliwych dla środowiska, jest elektrownia jądrowa przystosowana do oddawania ciepła (EJc). Wprowadzenie jądrowych źródeł ciepła do systemów ciepłowniczych umożliwiłoby również zmniejszenie zużycia paliw organicznych i bardziej racjonalne wykorzystanie paliwa jądrowego, a także przyczyniłoby się do rozwoju polskiego przemysłu i nowych technologii. Należy jednak zwrócić uwagę, że realizacja systemu zasilania wyposażonego w jądrowe źródło ciepła jest bardzo kapitałochłonna, a więc szczególnego znaczenia nabiera zapewnienie wysokiej efektywności ekonomicznej tego przedsięwzięcia. Warto również zaznaczyć,

że sam pomysł kogeneracji jądrowej sięga lat 70. ubiegłego wieku, a jednym z przykładów wykorzystania uranu do produkcji ciepła jest szwajcarska elektrownia jądrowa Beznau [8].

Celem pracy jest przedstawienie metody sprawdzenia efektywności ekonomicznej zaproponowanego wariantu systemu zaopatrzenia w ciepło poprzez zaproponowanie funkcji celu, która posłuży do porównania ze sobą różnych wariantów zasilania i na podstawie analizy wielokryterialnej umożliwi wybranie najefektywniejszego rozwiązania.

### Podstawowe założenia techniczno-ekonomiczne

Porównanie kosztów rocznych funkcjonowania poszczególnych wariantów zasilania w ciepło jest prawidłowe, jeżeli efekty energetyczne w postaci rocznej dostawy energii elektrycznej i rocznej dostawy ciepła dla tych układów są sobie równe. Ponadto zakładana jest równość mocy osiągalnych elektrycznych i szczytowych mocy cieplnych poszczególnych wariantów systemów zasilania w energię elektryczną i w ciepło. Przyjmuje się, że podstawowym wariantem zasilania rejonu odbiorczego w ciepło (wariant referencyjny) jest uciepłowniona elektrownia jądrowa (EJc). Drugim wariantem jest elektrociepłownia klasyczna (ECK) z turbiną przeciwprężną, uzupełniona mocą/energiją wyrównawczą przesłaną z elektrowni klasycznej (EK) pracującej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), co wynika ze znaczącej różnicy mocy elektrycznej EJc i ECK przy zachowaniu tych samych wartości mocy cieplnych przesyłanych do odbiorcy. Trzecim i czwartym wariantem jest układ z ciepłownią klasyczną (CK) uzupełnioną o moc/energiją przesłaną z KSE i wytworzoną przez elektrownię, klasyczną lub elektrownię jądrową (EJ).

Zakłada się, że w okresie pierwszych kilku nastu lat od uruchomienia zasilania w ciepło z elektrowni jądrowej przejmie ona rolę części istniejących i wyeksploatowanych obiektów wytwarzających ciepło, przesuwając je tym samym do rezerwy, a dzięki realizowanym przedsięwzięciom termomodernizacyjnym nie będzie potrzeby budowania nowych źródeł oraz rozbudowy lokalnych sieci rozdzielczych.

Pobór mocy cieplnej na cele bytowo-komunalne charakteryzuje się wyraźnym różnicowaniem w okresie rocznym. Okres letni (poza sezonem grzewczym) cechuje się niskim i prawie stałym zapotrzebowaniem na moc cieplną, podczas gdy w okresie zimowym (sezon grzewczy) występują duże wahania mocy (zależne od zewnętrznej temperatury atmosferycznej i strefy klimatycznej). W początkowym okresie eksploatacji podstawowym zadaniem EJc będzie wytwarzanie energii elektrycznej, a pobór ciepła w postaci pary upustowej będzie powodował obniżenie mocy elektrycznej i zmniejszenie produkcji energii elektrycznej. Zakłada się również, że zużycie paliwa jądrowego w EJc będzie niezależne od obciążenia ciepłowniczego, czego efektem będzie brak zależności strumienia świeżej pary generowanej w wytwarzaniu pary od strumienia pary skierowanego do wymienników ciepłowniczych.

Wielkość ubytku mocy EJc zależna jest od zapotrzebowania na moc cieplną w rejonie odbiorczym oraz miejsca poboru pary z turbiny (upust, przelotnia) do celów ciepłowniczych. W celu zrekompensovania ubytków mocy i energii elektrycznej konieczne jest wytworzenie i przesłanie jej za pomocą innego źródła (elektrociepłownia przeciwprężna lub elektrownia kondensacyjna), co znajduje odzwierciedlenie w kosztach uzupełnienia mocy i energii elektrycznej. Należy jednak zauważyć, że uzupełnienie mocy elektrycznej poprzez zastosowanie



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 64–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

elektrociepłowni przeciwprężnej może powodować problemy z kompensacją mocy w okresie letnim (ze względu na analogiczną zależność mocy elektrycznej od temperatury zewnętrznej) i generowanie nadwyżki mocy w sezonie grzewczym (co w niektórych przypadkach umożliwi wyłączenie bądź obniżenie mocy starszych bloków energetycznych). W przypadku kompensacji mocy przy użyciu elektrowni kondensacyjnej (EK) możliwe będzie wykorzystanie nadwyżki mocy poza sezonem grzewczym, prowadzące do wyłączenia mniej ekonomicznych bloków energetycznych.

Ważnym aspektem jest również lokalizacja EJc, ponieważ wraz ze wzrostem odległości rosną straty ciepła i koszty magistrali tranzytowej. Z drugiej strony usytuowanie elektrowni jądrowej bliżej aglomeracji miejskiej przyczyni się do obniżenia kosztów dostawy energii elektrycznej i ciepłej, ale może wiązać się z pogorszeniem warunków chłodzenia (elektrownia jądrowa zużywa o ok. 50% więcej wody chłodzącej niż EK o zbliżonej mocy), tzn. w przypadku braku możliwości wykorzystania naturalnych zbiorników wodnych konieczna będzie budowa chłodni kominowych, co z kolei powiększy zarówno koszty stałe, jak i zmienne pracy EJc [1]. Bliższa lokalizacja to również bardziej zaostrome wymagania dotyczące ochrony przed promieniowaniem, jednakże poziom zabezpieczeń proponowanych i rozwijanych obecnie elektrowni jądrowych zapobiega bezpośredniemu zagrożeniu skażeniem środowiska substancjami promieniotwórczymi (dotyczy to niezakończonych prac elektrowni jądrowej), a mniejsza odległość od elektrowni jądrowej może spowodować u społeczeństwa problemy natury psychologicznej, które można zniwelować poprzez edukację. Więcej informacji na temat wpływu lokalizacji elektrowni jądrowej na środowisko znaleźć można w [6], a ostatnio także w [7], gdzie wykazano, że bezpośrednie oddziaływanie elektrociepłowni jądrowej na środowisko jest mniej szkodliwe niż elektrowni konwencjonalnej (przy założeniu bezwzględnie przestrzegania przepisów bezpieczeństwa w zakresie gospodarki odpadami radioaktywnymi).

#### Postać funkcji kryterialnej

Proponuje się, aby proces optymalizacji polegał na minimalizacji odpowiednio sformułowanej funkcji kryterialnej, mającej postać funkcji wyrażającej całkowite koszty roczne, które związane są bezpośrednio z przystosowaniem bloku jądrowego do pracy w częściowym skojarzeniu oraz przesłaniem ciepła do rejonu odbiorczego:

$$\Delta K_r = f(X, X_k, T, Z) = \min$$

gdzie:  $X$  – zespół parametrów termodynamicznych układu ciepłowniczego zasilanego z EJc,  $X_k$  – zespół parametrów konstrukcyjnych i ekonomicznych,  $T$  – zespół parametrów określających typ stosowanych urządzeń,  $Z$  – zespół parametrów uwzględniających wpływ czynników zewnętrznych na system ciepłowniczy zasilany z EJc.

Do pierwszej grupy parametrów można zaliczyć m.in. temperaturę wody sieciowej na wyjściu z członu ciepłowniczego EJc, współczynnik skojarzenia charakteryzujący

współpracę tego członu ze szczytowymi źródłami ciepła czy strumieniem masy pary przepływające przez odpowiednie części turbiny. Do drugiej grupy należą wielkości charakteryzujące wyposażenie pod względem ilościowym, np. liczba i powierzchnia wymiany ciepła wymienników ciepłowniczych, liczba kadłubów turbin, a także wysokość jednostkowych nakładów inwestycyjnych na główne urządzenia układu. Trzecią grupę stanowią parametry określające typ zastosowanych urządzeń, np. typ zainstalowanych turbin czy zastosowanych wymienników. Ostatnią grupę stanowią parametry opisujące wymagania odbiorców odnośnie wielkości i struktury zapotrzebowania na moc ciepłą, sposobu regulacji odbieranej mocy ciepłej itp.

Wielkość kosztów  $\Delta K_r$  jest funkcją wielu zmiennych, które są odpowiednikami parametrów układu ciepłego EJc oraz parametrów charakteryzujących współpracę tego układu z systemem ciepłowniczym oraz z systemem elektroenergetycznym. Zarówno wielkość szczytowego zapotrzebowania na moc ciepłą, jak i parametry określające strukturę podstawowego wyposażenia EJc (moc reaktora, liczba bloków jądrowych, liczba turbin) traktuje się jako wielkości zdeterminowane, natomiast pozostałe parametry są zmiennymi niezależnymi i stanowią przedmiot badań. W obliczeniu kosztów  $\Delta K_r$  uwzględnia się ponadto dodatkowe koszty związane m.in. z siecią ciepłą i źródłem energii elektrycznej, którego zadanie polega na zniwelowaniu różnic pomiędzy roczną produkcją energii elektrycznej w rozpatrywanych wariantach ucieplonej elektrowni jądrowej:

$$\Delta K_r = \Delta K_r^{EJc} + \Delta K_r^{SC} + \Delta K_r^U$$

gdzie:  $\Delta K_r^{EJc}$  – koszty roczne stałe tych elementów układu EJc, które są różne w rozważanych wariantach systemu zasilania przy zadanym szczytowym zapotrzebowaniu na moc ciepłą odbiorców zewnętrznych i jednakowym podstawowym wyposażeniu EJc [zł/a],  $\Delta K_r^{SC}$  – część kosztów rocznych sieci ciepłej obejmująca magistrale tranzytowe wraz z przepompowniami, poprowadzone od EJc do granicy rejonu zasilania [zł/a],  $\Delta K_r^U$  – koszty roczne wyrównawczej energii elektrycznej z elektrowni systemowej, niezbędnej w celu zrównania poszczególnych wariantów z układem odniesienia pod względem odpowiednio: wartości szczytowej mocy elektrycznej oraz rocznej produkcji energii elektrycznej [zł/a]. Pierwszy składnik równania  $\Delta K_r^{EJc}$  stanowią koszty roczne stałe tych elementów układu EJc, które różnią się w rozpatrywanych wariantach, a zależą od zakresu modyfikacji turbiny oraz wyposażenia członu ciepłowniczego:

$$\Delta K_r^{EJc} = (r^{EJc} \cdot k_z^{EJc} + r_{es}^{EJc}) \cdot (K_{nTm}^{EJc} + K_{nCC}^{EJc})$$

gdzie:  $r^{EJc}$  – rata kapitałowa EJc [1/a],  $k_z^{EJc}$  – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy EJc,  $r_{es}^{EJc}$  – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych EJc [1/a],  $K_{nTm}^{EJc}$  – nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny (w związku

z jej przystosowaniem do poboru pary przez wymienniki ciepłownicze),  $K_{nCC}^{EJc}$  – nakłady inwestycyjne związane z instalacją członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej (nakłady na wymienniki ciepłownicze, rurociągi oraz armaturę) [zł].

Nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny można wyrazić w następujący sposób:

$$K_{nTm}^{EJc} = k_{nTm}^{EJc} \cdot P_c^{EJc}(i_p)$$

gdzie:  $k_{nTm}^{EJc}$  – jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny w związku z jej przystosowaniem do poboru pary do wymienników ciepłowniczych, odniesione do mocy elektrycznej wytworzonej w ścisłym skojarzeniu [zł/MW],  $P_c^{EJc}(i_p)$  – moc elektryczna wytworzona ściśle w skojarzeniu (przy danej liczbie stopni podgrzewu wody sieciowej) [MW].

Przy określaniu nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych elementów systemów zaopatrzenia w ciepło, a także parametrów hydraulicznych elementów wyposażenia tych systemów, skorzystano z doświadczeń projektów badawczych wykonanych w Katedrze Elektroenergetyki na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. W związku z tym jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny zaproponowano wyznaczać z następującej zależności:

$$k_{nTm}^{EJc} = \frac{2i_p}{100(1+i_p)} \cdot k_n^{EJ}$$

gdzie:  $i_p$  – liczba stopni podgrzewu wody sieciowej,  $k_n^{EJ}$  – jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z budową elektrowni jądrowej [zł/MW].

Nakłady inwestycyjne związane z instalacją członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej można wyrazić w następujący sposób:

$$K_{nCC}^{EJc} = k_{n,ws}^{EJc} \cdot \Sigma A_{ws}(i_p)$$

gdzie:  $k_{n,ws}^{EJc}$  – jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z  $i$ -tym wymiennikiem ciepłowniczym [zł/m<sup>2</sup>],  $A_{ws}(i_p)$  – powierzchnia wymiany ciepła  $i$ -tego wymiennika ciepłowniczego [m<sup>2</sup>].

Powierzchnia wymiany ciepła wymiennika ciepłowniczego obliczana jest ze wzoru:

$$A_{ws}(i_p) = \frac{\dot{Q}_{ws,max}(i)}{k \cdot \Delta t_{m(i)}} = \frac{\dot{m}_{ws(i)} \cdot (h_{wsz(i)} - h_{wsp(i)})}{k \cdot \frac{t_{wsz(i)} - t_{wsp(i)}}{\ln\left(\frac{t_{wsz(i)} - t_{wsp(i)}}{\delta t(i)} + 1\right)}}$$

gdzie:  $\dot{Q}_{ws,max}(i)$  – maksymalna moc cieplna przekazywana przez  $i$ -ty wymiennik ciepłowniczy [kW],  $k$  – współczynnik przenikania ciepła [kW/(m<sup>2</sup>K)],  $\Delta t_{m(i)}$  – średnia logarytmiczna różnica temperatur w  $i$ -tym wymienniku ciepłowniczym [K],  $\dot{m}_{ws(i)}$  – strumień wody sieciowej przepływającej przez  $i$ -ty wymiennik ciepłowniczy [kg/s],  $h_{wsz(i)}$ ,  $h_{wsp(i)}$  – entalpia wody sieciowej: po podgrzaniu oraz przed podgrzaniem przez  $i$ -ty wymiennik ciepłowniczy [kJ/kg],  $t_{wsz(i)}$ ,  $t_{wsp(i)}$  – temperatura wody sieciowej: po

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 64–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

podgrzaniu oraz przed podgrzaniem przez  $i$ -ty wymiennik ciepłowniczy [°C],  $\delta t_{(i)}$  – spiętrzenie temperatur w  $i$ -tym wymienniku ciepłowniczym [K].

Zakładając, że wprowadzenie częściowego skojarzenia w elektrowni jądrowej nie spowoduje zmian w obrębie rozdzielczej sieci ciepłej, koszty roczne sieci ciepłej  $\Delta K_r^{SC}$  można zapisać wyrażeniem:

$$\Delta K_r^{SC} = (r^{MP} \cdot k_z^{MP} + r_{es}^{MP}) \cdot K_n^{MP} + K_{ez}^{MP}$$

gdzie:  $r^{MP}$  – rata kapitałowa tranzytowej magistrali przesyłowej [1/a],  $k_z^{MP}$  – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy tranzytowej magistrali przesyłowej,  $r_{es}^{MP}$  – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych tranzytowej magistrali przesyłowej [1/a],  $K_n^{MP}$  – nakłady inwestycyjne związane z tranzytową magistralą przesyłową oraz związane z obiektami odpowiadającymi za pompowanie wody sieciowej tą magistralą [zł],  $K_{ez}^{MP}$  – koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej oraz koszty związane ze stratami ciepła w tranzytowej magistrali przesyłowej [zł/a].

Nakłady inwestycyjne związane z tranzytową magistralą przesyłową oraz obiektami odpowiadającymi za pompowanie wody sieciowej tą magistralą wyrazić można zależnością:

$$K_n^{MP} = K_n^{RM} + K_n^P$$

gdzie:  $K_n^{RM}$  – nakłady inwestycyjne związane z magistralą tranzytową [zł],  $K_n^P$  – nakłady inwestycyjne związane z pompowaniem wody sieciowej [zł].

Nakłady inwestycyjne związane z magistralą tranzytową są zależne od wielu czynników, w związku z tym do ich obliczenia zaproponowano wykorzystanie następującej uproszczonej zależności:

$$K_n^{RM} = \frac{10 \cdot n_p}{9 + n_p} \cdot k_n^{RM} \cdot L^{RM}$$

gdzie:  $n_p$  – liczba nitów tranzytowej magistrali przesyłowej,  $k_n^{RM}$  – jednostkowy nakład inwestycyjny na magistralę tranzytową [zł/m],  $L^{RM}$  – długość magistrali tranzytowej [m].

Nakłady inwestycyjne związane z pompowaniem wody sieciowej można wyrazić w następujący sposób:

$$K_n^P = k_n^P \cdot P_{ws,s} \cdot n_p$$

gdzie:  $k_n^P$  – jednostkowe nakłady związane z pompownią oraz z przepompowniami odniesione do mocy elektrycznej potrzebnej do napędu pomp przelatujących wodę sieciową [zł/MW],  $P_{ws,s}$  – szczytowa moc elektryczna do napędu pomp wody sieciowej [MW].

Moc elektryczną niezbędną do napędu pomp wody sieciowej wyznaczono z zależności:

$$P_{ws,s} = \frac{\dot{m}_{ws} \cdot \Delta p_{ws}}{\rho_w \cdot \eta_{pws} \cdot \eta_{nap}}$$

gdzie:  $\dot{m}_{ws}$  – strumień wody sieciowej wypływający z EJC [kg/s],  $\Delta p_{ws}$  – wysokość podnoszenia pomp wody sieciowej [Pa],  $\rho_w$  – masa właściwa wody sieciowej [kg/m<sup>3</sup>],

$\eta_{pws}$  – sprawność pompy wody sieciowej,  $\eta_{nap}$  – sprawność układu napędowego pompy.

Wysokość podnoszenia pomp wody sieciowej zależy m.in. od ukształtowania terenu i kształtu trasy tranzytowej magistrali przesyłowej. Zaproponowano tu wykorzystanie następującej zależności:

$$\Delta p_{ws} = \frac{\Delta p_l}{1 - \alpha}$$

gdzie:  $\Delta p_l$  – liniowe straty ciśnienia [Pa],  $\alpha$  – udział strat ciśnienia na oporach miejscowych w całkowitych stratach ciśnienia.

Koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej oraz ze stratami ciepła w tranzytowej magistrali przesyłowej wyrazić można zależnością:

$$K_{ez}^M = K_{ez}^P + K_{ez}^{str} = k_A \cdot A_{r,pws} + k_W \cdot \Delta W^{RM}$$

gdzie:  $K_{ez}^P$  – koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej [zł/a],  $K_{ez}^{str}$  – koszty eksploatacyjne zmienne związane ze stratami ciepła przy przesyłaniu wody sieciowej tranzytową magistralą przesyłową [zł/a],  $k_A$  – uśredniona cena jednostkowa energii elektrycznej [zł/MWh],  $A_{r,pws}$  – roczna energia elektryczna zużyta na pompowanie wody sieciowej [MWh/a],  $k_W$  – uśredniona cena ciepła w lokalnym systemie ciepłowniczym [zł/GJ],  $\Delta W^{RM}$  – roczne straty ciepła towarzyszące przesyłaniu wody sieciowej magistralą tranzytową z EJC do rejonu odbiorczego [GJ/a].

Ostatnia składowa funkcji kryterialnej  $\Delta K_r$  obejmuje koszty związane z uzupełnieniem ubytku energii elektrycznej:

$$\Delta K_{rc}^U = K_{rc}^{\Delta PSE} + K_{rc}^{\Delta ASE}$$

gdzie:  $K_{rc}^{\Delta PSE}$  – koszty roczne związane z ubytkiem szczytowej mocy elektrycznej wytworzonej ściśle w skojarzeniu,  $K_{rc}^{\Delta ASE}$  – koszty roczne związane z ubytkiem energii elektrycznej wyprodukowanej ściśle w skojarzeniu [zł/a].

Zakładając stałość kosztów wytwarzania mocy oraz kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni systemowej, w funkcji kryterialnej  $\Delta K_r$  uwzględnia się wyłącznie koszty roczne związane z generacją mocy i przesłaniem energii uzupełniającej. Zależność kosztów rocznych związanych z generacją mocy uzupełniającej wyraża się wzorem:

$$K_{rc}^{\Delta PSE} = (P_{co}^{EJC} - P_c^{EJC}) \cdot k_p$$

gdzie:  $P_{co}^{EJC}$  – moc elektryczna wytworzona w ścisłym skojarzeniu w zadanym wariancie odniesienia,  $P_c^{EJC}$  – moc elektryczna wytworzona w ścisłym skojarzeniu w analizowanym wariancie [MW],  $k_p$  – jednostkowy koszt wytworzenia mocy elektrycznej w ścisłym skojarzeniu [zł/(MW · a)].

Zależność kosztów rocznych związanych z przesłaniem energii uzupełniającej wyraża się wzorem:

$$K_{rc}^{\Delta ASE} = (A_{rc0}^{EJC} - A_{rc}^{EJC}) \cdot k_A$$

gdzie:  $A_{rc0}^{EJC}$  – roczna produkcja energii elektrycznej wytworzonej w ścisłym skojarzeniu

w zadanym wariancie odniesienia,  $A_{rc}^{EJC}$  – roczna produkcja energii elektrycznej wytworzonej w ścisłym skojarzeniu w analizowanym wariancie [MWh/a],  $k_A$  – jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w ścisłym skojarzeniu [zł/MWh].

Inaczej przedstawia się sytuacja w odniesieniu do systemów zasilania, które różnią się pod względem podstawowego wyposażenia EJC. W takim przypadku zmiany wartości kosztów rocznych wynikają nie tylko ze zmian części ciepłowniczej EJC, ale również w znacznej mierze ze zmian podstawowego wyposażenia elektrowni, tj. typu i liczby bloków jądrowych. Za rozwiązanie optymalne wśród systemów zasilania wyposażonych w różne zestawy bloków jądrowych przy zadanym szczytowym zapotrzebowaniu na moc ciepłą  $\dot{Q}_s$  ze strony odbiorców należy uznać rozwiązanie spełniające zależność:

$$K_{r(i)}^{EJC} = K_{r0}^{EJC} + \Delta K_r = \min$$

gdzie:  $K_{r(i)}^{EJC}$  – całkowite koszty roczne systemu zasilania wyposażonego w  $i$ -ty wariant EJC [zł/a],  $K_{r0}^{EJC}$  – część kosztów rocznych systemu zasilania wyposażonego w EJC, dotycząca jednakowych składników w porównywanych wariantach, która obejmuje przede wszystkim koszty stałe elementów układu, na bazie którego utworzona została EJC, a także koszty roczne cyklu paliwowego [zł/a].

Do kosztów rocznych  $K_{r0}^{EJC}$  należy zaliczyć również koszty rozdzielczej sieci ciepłej, zakładając, że istniejąca w rozpatrywanym rejonie odbiorczym sieć rozdzielcza oraz węzły ciepłe u odbiorcy pozostaną praktycznie niezmiennione z chwilą przyłączenia EJC. Wobec powyższego koszty roczne  $K_{r0}^{EJC}$  określa się następującym równaniem:

$$K_{r0}^{EJC} = (r^{EJC} \cdot k_z^{EJC} + r_{es}^{EJC}) \cdot K_{n0}^{EJC} + K_{ez}^{EJC} + (r^{SR} \cdot k_z^{SR} + r_{es}^{SR}) \cdot K_n^{SR} + K_{ez}^{SR} + (r^{WC} \cdot k_z^{WC} + r_{es}^{WC}) \cdot K_n^{WC}$$

gdzie:  $r^{EJC}$ ,  $r^{SR}$ ,  $r^{WC}$  – rata kapitałowa; EJC, sieci rozdzielczej, węzłów ciepłych [1/a];  $k_z^{EJC}$ ,  $k_z^{SR}$ ,  $k_z^{WC}$  – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych: w czasie budowy EJC, w odniesieniu do sieci rozdzielczej oraz w odniesieniu do węzłów ciepłych;  $r_{es}^{EJC}$ ,  $r_{es}^{SR}$ ,  $r_{es}^{WC}$  – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych: EJC, sieci rozdzielczej oraz węzłów ciepłych [1/a];  $K_{n0}^{EJC}$ ,  $K_n^{SR}$ ,  $K_n^{WC}$  – nakłady inwestycyjne związane z niezmienną częścią układu EJC, z siecią rozdzielczą oraz z węzłami ciepłymi [zł];  $K_{ez}^{EJC}$ ,  $K_{ez}^{SR}$  – koszty eksploatacyjne zmienne związane z EJC oraz z siecią rozdzielczą [zł/a].

W obu rozważanych przypadkach powinien być spełniony warunek wyższej efektywności ekonomicznej systemu zasilania wyposażonego w EJC w porównaniu z alternatywnym systemem wyposażonym np. w ECK:

$$K_{r(i)}^{EJC} < K_r^{(i)}$$

gdzie:  $K_r^{(i)}$  – koszty roczne alternatywnego systemu zasilania wraz z kosztami energii elektrycznej niezbędnej do zrównania tego układu pod względem rocznej produkcji

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 64–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

energii elektrycznej z wybranym wariantem systemu wyposażonego w EJC [zł/a].

W rozwiązaniu porównawczym w stosunku do systemu opartego na wykorzystaniu EJC rozważa się w pierwszej kolejności system zasilania wyposażony w elektrociepłownię klasyczną. Koszty roczne tego wariantu obejmują koszty roczne stałe ECK z uwzględnieniem obiektu podstawowego (układy kocioł parowy – turbina) i obiektu szczytowego (układy z kotłami wodnymi), koszty roczne zmienne oraz koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, jak również koszty mocy i energii elektrycznej wyrównujących różnice efektów chwilowych oraz rocznych pomiędzy wariantem z EJC i wariantem z ECK, co przedstawione zostało w [4].

### Przykładowe wyniki analizy i wnioski

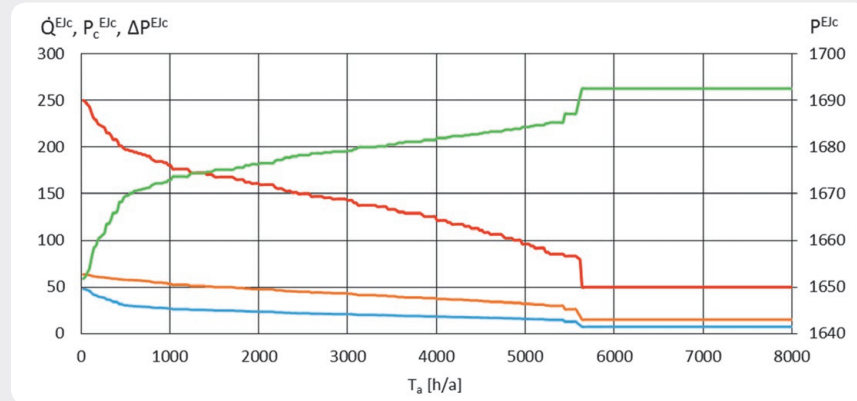
Jako wariant referencyjny przyjęto uciepioną elektrownię jądrową z reaktorem EPR. Parametry ciepła odbieranego z EJC przedstawiały się następująco:

szczytowa moc cieplna oddawana przez EJC:  $\dot{Q}_s^{EJC} = \{150 \text{ MJ/s}; 200 \text{ MJ/s}; 250 \text{ MJ/s}\}$ , liczba stopni podgrzewu wody sieciowej:  $i_p = \{1; 2; 3\}$ , temperatura wody sieciowej na wyjściu z EJC:  $t_{wze} = \{110^\circ\text{C}; 120^\circ\text{C}; 130^\circ\text{C}\}$ , udział zapotrzebowania na moc do celów przygotowania ciepłej wody użytkowej w szczytowej mocy cieplnej oddawanej przez EJC:  $\gamma = \{0,1; 0,2; 0,3\}$ .

Na podstawie [2] wykonano model matematyczny obiegu cieplnego EJ z reaktorem EPR i rozwiązano równania bilansowe dla znamionowej wartości strumienia pary świeżej, wyznaczając strumienie masy czynnika roboczego w poszczególnych punktach układu przy pracy kondensacyjnej turboszczepu oraz obliczono moc elektryczną brutto na zaciskach generatora. Analogiczne obliczenia wykonane zostały dla trzech różnych wariantów EJC różniących się ilością i miejscem poboru pary upustowej skierowanej do wymienników ciepłowniczych. Moc elektryczną wytworzoną w ścisłym skojarzeniu obliczono zgodnie z zależnościami podanymi w [11]. Opracowano wiele scenariuszy, w których zmiennymi (parametrami systemu zaopatrzenia w ciepło) były przedstawione powyżej parametry ciepła odbieranego z EJC, ale również prędkość przepływu wody sieciowej w magistrali tranzytowej, odległość pomiędzy EJC a rejonem odbiorczym i typ zastosowanego bloku jądrowego (rodzaj reaktora).

Przykładowe wyniki (dla parametrów:  $\dot{Q}_s^{EJC} = 250 \text{ MJ/s}$ ,  $i_p = 2$ ,  $t_{wze} = 130^\circ\text{C}$ ,  $\gamma = 0,2$ ) przedstawiono na rys. 1, natomiast w tab. 1 zaprezentowano wyniki obliczeń dotyczących produkcji energii elektrycznej brutto EJC ( $A_b^{EJC}$ ) oraz energii elektrycznej powstałej w ścisłym skojarzeniu ( $A_{rc}^{EJC}$ ), a także produkcji ciepła ( $W_d^{EJC}$ ) oraz poszczególnych mocy elektrycznych. Założono, że dla temperatur zewnętrznych  $>12^\circ\text{C}$  występuje wyłącznie zapotrzebowanie na ciepło do produkcji ciepłej wody użytkowej, woda sieciowa pompowana jest z prędkością 2 m/s, a rejon odbiorczy oddalony jest od EJC o 45 km.

$\dot{Q}^{EJC}$  – moc cieplna odbierana z EJC (kolor czerwony) [MJ/s],  $P_c^{EJC}$  – moc elektryczna wytworzona w EJC ściśle w skojarzeniu



Rys. 1. Roczny przebieg zmienności mocy EJC

Typ EJC	$A_{rc}^{EJC}$	$A_b^{EJC}$	$W_d^{EJC}$	$P_{c\_av}^{EJC}$	$\Delta P_{av}^{EJC}$	$P_{av}^{EJC}$
EPR	0,2589	13,4471	0,9568	32,29	22,47	1677,53
AP1000	0,1666	9,3719		20,78	30,36	1169,14
ESBWR	0,1359	12,4947		16,95	35,29	1558,71

Tab. 1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła oraz moce średnie (indeks „av”) dla trzech rozpatrywanych typów reaktorów [TWh/a; MW]

(kolor brązowy) [MW],  $\Delta P^{EJC}$  – ubytek mocy elektrycznej spowodowany poborem pary do celów ciepłowniczych (kolor niebieski) [MW],  $P^{EJC}$  – moc elektryczna brutto EJC na zaciskach generatora (kolor zielony) [MW].

W zaproponowanych warunkach opłacalności porównano całkowite koszty roczne dostawy energii elektrycznej oraz dostawy ciepła. W przypadku zasilania w ciepło obliczenia kosztów rocznych dokonano w odniesieniu do rejonu odbioru ciepła, natomiast w przypadku zasilania w energię elektryczną – w odniesieniu do miejsca przyłączenia elektrowni (lokalizacji węzła elektroenergetycznego, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza). Sposób prowadzenia obliczeń i otrzymane wyniki można znaleźć w [4] oraz w [5], a przykładowe wyniki obliczeń kosztów rocznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz jednostkowych kosztów dostawy ciepła dla wariantu referencyjnego, a także i analogiczne wyniki dla bloków jądrowych z reaktorami AP1000 i ESBWR przedstawiono w tab. 2 oraz tab. 3. Natomiast w tab. 4 zostały zestawione całkowite koszty roczne  $\Delta K_r$  dla opisanego wariantu.

Stosując kryterium całkowitych kosztów rocznych systemu zasilania w ciepło i energię elektryczną, można wykazać opłacalność rozwiązania polegającego na przystosowaniu elektrowni jądrowej do pracy w skojarzeniu, ale kryterium to nie jest jednak odpowiednie przy dokonywaniu wyboru parametrów częściowego uciepionienia elektrowni jądrowej ze względu na zbyt mały udział kosztów ścisłego skojarzenia w całkowitym koszcie rocznym EJC. Z tego powodu należy zastosować kryterium częściowych kosztów rocznych  $\Delta K_r$ , związanych wyłącznie z przystosowaniem EJ do pracy ciepłowniczej [11].

Wariant	EPR	AP1000	ESBWR
EJC	3,320	2,333	2,288
ECK + EK	3,504	2,446	3,282
CK + EK	3,673	2,615	3,450
CK + EJ	3,416	2,415	2,381

Tab. 2. Wyniki obliczeń kosztów rocznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w różnych technologiach energetycznych dla trzech rozpatrywanych typów reaktorów [mld zł/a]

Wariant	EPR	AP1000	ESBWR
EJC	39	44	46
ECK	28	29	28
CK	66	66	66

Tab. 3. Wyniki obliczeń kosztów jednostkowych dostawy ciepła w różnych technologiach energetycznych [zł/GJ]

Typ EJC	$\Delta K_r^{EJC}$	$\Delta K_r^{SC}$	$\Delta K_r^U$	$\Delta K_r$
EPR	2,71	77,31	2,18	82,20
AP1000	1,19	63,94	1,35	66,48
ESBWR	0,76	77,26	0,92	78,94

Tab. 4. Wyniki obliczeń całkowitych kosztów rocznych  $\Delta K_r$ , związanych z przystosowaniem EJ do pracy ciepłowniczej dla trzech rozpatrywanych typów reaktorów [mln zł/a]

Jak wykazały obliczenia, koszty roczne wszystkich typów EJC są niższe niż w przypadku innych wariantów porównawczych, ale już koszt jednostkowy dostawy ciepła nie jest konkurencyjny w stosunku do ECK. Zdecydowany wpływ na wartość funkcji kryterialnej  $\Delta K_r$  mają koszty związane

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 64–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

z przesyłem ciepła z EJC do rejonu odbiorczego. Nie bez znaczenia są również koszty emisji. Jak wskazuje Polski Komitet Energii Elektrycznej [9], decyzje przyjęte przez Parlament Europejski dotyczące reformy systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS) mogą przyczynić się do wzrostu cen uprawnień z 15 euro w 2020 roku do 35 euro w 2030 roku, co przy obecnym poziomie ok. 5 euro/Mg wpłynie na zwiększenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze źródeł opalanych paliwem organicznym. Istnieją również szanse, że zastosowanie w przyszłości małych reaktorów modułowych (SMR) przystosowanych do oddawania ciepła umożliwi bardziej korzystną lokalizację, a więc ulegną zmniejszeniu koszty dostawy ciepła do rejonu odbiorczego oraz mocy/energii uzupełniającej, a cała inwestycja okaże się efektywna ekonomicznie.

#### Bibliografia

1. Andrzejewski S. i Troszkiewicz J., Elektrociepłownie jądrowe w systemie elektroenergetycznym – koszty wytwarzania energii cieplnej w ECJ, Międzynarodowa Konferencja Ciepłownictwa, Warszawa, 6.04.1976.
2. AREVA, AREVA Design Control Document Rev. 5 – Tier 2 Chapter 10 – Steam and Power Conversion System, Accession Number: ML13261A551, Figures for Section 10.1 (2 page(s), 7/19/2013) [online], <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1326/ML13261A551.html> [dostęp: 09.2013].
3. Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2014–2015, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2016.
4. Jaskólski M. i in., Profitability Criteria of Partial Cogeneration in Nuclear Power Plant, *Rynek Energii* 2014, nr 5, s. 141–147.
5. Jaskólski M., Reński A. i Minkiewicz T., Thermodynamic and economic analysis of nuclear power unit operating in partial cogeneration mode to produce electricity and district heat, 4th International Conference on Contemporary Problems of Thermal Engineering CPOTE 2016, Katowice 2016.
6. Marecki J. i in., Analiza warunków lokalizacyjnych elektrociepłowni jądrowych w aspektach ochrony środowiska i możliwości transportu ciepła dla odbiorców bytowo-komunalnych, Instytut Elektroenergetyki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1978.
7. Wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, Ministerstwo Energii [online], <http://www.me.gov.pl/files/upload/10960/Podsumowanie%20OOS%20PPEJ.doc> [dostęp: 10.2016].
8. Minkiewicz T., Reński A., Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat, *Archiwum Energetyki* 2011, t. XLI, nr 3–4, s. 155–166.
9. Komentarz Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej na temat proponowanej reformy EU ETS, Polski Komitet Energii Elektrycznej, 21.02.2017.
10. Reński A., Wybór podstawowych parametrów elektrociepłowni jądrowej, *Archiwum Energetyki* 1983, t. XII, nr 1–2, s. 71–86.
11. Reński A. i in., Nuclear Co-generation – The Analysis of Technical Capabilities and Cost Estimates, *Acta Energetica* 2016, No. 3/28, s. 121–127.
12. Energetyka ciepła w liczbach – 2015, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2016.

#### Tomasz Minkiewicz

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [tomasz.minkiewicz@pg.gda.pl](mailto:tomasz.minkiewicz@pg.gda.pl)

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie wykładowca w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszary zainteresowania: elektrownie ciepłone, elektrownie jądrowe, kogeneracja oraz systemy ciepłownicze.

#### Andrzej Reński

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [andrzej.renski@pg.gda.pl](mailto:andrzej.renski@pg.gda.pl)

Ukończył studia na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa (MEiL) Politechniki Warszawskiej (1969). Obronił pracę doktorską na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1981), a stopień doktora habilitowanego uzyskał na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej (2003). W latach 2007–2016 był zatrudniony na stanowisku profesora nadzwyczajnego Politechniki Gdańskiej.

Obszary jego zainteresowań to: energetyka ciepła – budowa i modelowanie urządzeń energetycznych elektrowni i elektrociepłowni klasycznych i jądrowych oraz optymalizacja rozwoju systemów ciepłowniczych.