

Optimization of Nuclear Power Share in the Structure of Electricity Production in Poland in Time Perspective by 2060

Author

Marcin Jaskólski

Keywords

MARKAL, energy system modelling, nuclear energy

Abstract

The author of this paper presented the results of a system analysis using MARKAL model, aiming at the optimization of nuclear power share in power generation structure in Poland in time perspective by 2060. Optimization criterion is the minimization of the objective function, i.e. the total cost of energy system, taking into account constraints related to CO₂, SO_x and NO_x emissions and obligatory shares of electricity from renewable energy sources and generated in high-efficiency cogeneration. The results of model runs include the least-cost structure of both electricity generation and installed capacity, with emphasis put on nuclear power.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014305

1. Introduction

1.1. Background

In my last paper “Analysis of factors having an impact on the economic viability of a nuclear power plant” published in *Rynek Energii* [1] I described the influence of economic factors on the feasibility of construction and operation of a nuclear power plant (NPP). This research has proved that the levelised cost of electricity (LCOE) generated in a nuclear power plant (NPP) would be 70–101 EUR (2012)/MWh, while NPP profitability is directly related to the wholesale electricity market price, which in the least-cost NPP variant should be at least 120 EUR (2012)/MWh [1]. In addition, in the conclusion I emphasised that a comparative NPV analysis involving other technologies should be performed and a mathematical model should be employed to investigate power system development in a long-term horizon. MARKAL-PL (version 3.04) is such a model. I have developed it and described it in my previous publications. The model concept and structure has been presented in [2], while its assumptions have been given in [3]. A modelling study was performed for a developed scenario for two variants (A and B) of the electricity demand projections. The results have been delivered as a presentation, which constitutes a continuation of a publication series.

It has to be admitted that the discount rate assumed in the MARKAL-PL model (10%) was very high, bearing in mind that the analysis was performed using fixed prices. In such a case it is a real interest rate, taking into account inflation. Modelling results have proven that in the case of such a high capital cost, a generation III+ nuclear power plant could be unprofitable even in market conditions with not only procurement of CO₂ emission allowances exclusively by auctions, but the same mechanism assumed

also for NO_x and SO_x emissions. The optimization procedure has proposed a small share of generation IV NPPs after 2040, while the optimal investment level was 785–2553 MW, depending on the electricity demand variant. Of significant importance was the fact that very ambitious strategic goals concerning the share of renewable electricity in total electricity sales to final consumers had been assumed: 50% by 2060. At the same time the required share of electricity produced in high-efficiency cogeneration totalled 40.5% for the same year. It needs to be emphasised here that it is possible to obtain two types of certificates of origin: renewable and CHP by one technology, which creates particularly favourable conditions for development of RES-based CHP plants, e.g. running on biomass or biogas.

A nuclear power plant benefits somewhat from the technology modelling methodology in the MARKAL framework, where the investment cost of NPP construction is distributed over 60 years of operation. This differs from the NPP cost and feasibility methodology which I have published in [1], where I assumed that the total investment cost would be distributed over the first twenty years of operation, as for the sake of simplification I had assumed that 100% of the cost would be covered by a loan with such a payback period. Additionally, it needs to be emphasised that the MARKAL optimization procedure selects technologies characterised by optimal costs of energy generation and supply to consumers during the entire investigated period instead of narrower time periods [4]. This is due to that fact selected technologies might generate no energy during certain time periods and only participate in electric power load balancing at peak load periods.

In this study, investigation of the NPP feasibility presented in [1] is transferred to the MARKAL model. Modelling results of long-term

(by 2060) power generating capacity development have been presented. The performed modelling is a multi-variant analysis for selected factors, whose potential influence on the amounts of electricity generated in NPPs during investigated period will be discussed.

1.2. Current knowledge on the discussed issue

Apart from investigations of the NPP power generation feasibility carried out by the author of this paper [1], the same issue has been described in studies by Prof. Władysław Mielczarski [5, 6], who warned of very high nuclear power generation costs. A different outlook has been presented by Prof. Andrzej Strupczewski, who in his works [7, 8, 9] emphasised advantages of nuclear power and its capital cost and operating costs.

Other researchers who investigated costs of power generation in power plants based on different technologies were Prof. Józef Paska [10] and Prof. Bolesław Zaporowski [17]. Power generation costs have also been a subject of a report by the International Energy Agency (IEA) and the Nuclear Energy Agency of the OECD [11]. This report has shown the considerable diversity of nuclear power generation costs in different OECD countries. Similar subjects have also been discussed in the report of the European Commission [12]. However, in my opinion economic indicators for nuclear power plants contained in this report are outdated, especially in reference to the construction of a new generation III+ nuclear power plant.

1.3. Contents of the paper

Chapter 2 contains a discussion of values of the parameters selected for a multi-variant analysis based on the MARKAL-PL model. Chapter 3 presents modelling results. The summary and final conclusions are presented in Chapter 4.

2. Structure and assumptions of the model

2.1. General overview

The Markal-PL model is based on a mathematical structure of MARKAL (*MARKet ALlocation*) optimization tool, where the objective function is the total cost of energy supply to the point of final consumption. This cost is discounted for all years of the investigated period and expressed in the values for the first year of the analysis (model of 2005, data of 2009). The time horizon of the analysis was 2060. The analysed period was divided into five-year time periods. Each year within a time period is assumed to be identical in terms of energy balance. A detailed concept of the model has been presented in [2].

The main energy carriers balanced by the model are electricity and heat. Heat balance is required as a result of the implementation cogeneration in the model. Electricity is balanced in each Season-Time-of-day time slice, whereas heat – in seasonal time slices. Fuels and energy carriers other than electricity or heat are balanced by the MARKAL model for each analysed year.

The model takes into account the mechanism of procuring and submitting for cancellation certificates of renewable energy and certificates of energy generated in different types of

high-efficiency cogeneration plants. Correction factors for certificates issued for energy generated at different renewables were taken into account according to the drafts of the new Renewable Energy Act [13].

Also considered were mechanisms for reducing emissions of carbon dioxide, sulphur oxides and nitrogen oxides. In the developed model version they took the character of specific emission costs for those compounds. They include environmental fees and the cost of procurement of emission allowances through auctions. This model version does not include a possibility of generating profit on emission allowances: auctioning all the allowances from 2020 was assumed.

Development of the MARKAL-PL model also included collection of technical, economic and environmental data for power generation technologies and organising them into a database. A description of this database is given in [3].

2.2. Model assumptions

A detailed description of assumptions was published in [3]. Results presented in this paper are based on scenario “B” of electricity demand projections which assume that it will grow from 129 TWh/yr in 2010 to 265 TWh/yr in 2060. This variant is more optimistic, i.e. it assumes larger energy demand than the forecast of the Energy Market Agency (ARE) [14] and of the EnerSys company [15]. My projections [3] indicate that the installed capacity in 2060 will have to be at least 58,872 MW, while the installed capacity of currently existing coal fired power plants would drop to zero around 2050. According to the declarations of power plant operators, half of the currently existing capacity should already be phased out by 2030. This means that considerable investments will have to be made to ensure construction of new generation sources, as well as modernisation of transmission and distribution systems.

Currently proposed new baseload power plant projects mainly involve technologies using hard coal, lignite, natural gas and biomass. Regardless of those plans, also new projects of wind farms, biogas plants and photovoltaic (PV) systems, and distributed generation sources based on natural gas are developed. Implementation of optimization model comparing electricity and heat generation costs throughout the investigated time horizon enables supporting the decision-making process in energy policy and generating capacity development planning.

2.3. Calculation variants

Because of the interest in nuclear power in Poland, in this paper the author discusses the issues related to investigating the influence of NPP economic characteristics on the results of power generation structure optimization, particularly with respect to the nuclear power share in the national energy balance in a long-term horizon. Calculations have been performed according to the “B” variant described in [3].

Variant analysis was performed using three values of discount rate, which is a characteristic feature of the entire power system, including power generation, heat generation and fuel markets. Those values were 6% (case 1), 8% (case 2) and 10% (case 3).

Item	Symbol	Unit	Technology symbol	BX1 variant (kn = 3500)	BX2 variant (kn = 4500)	BX3 variant (kn = 5500)
Specific investment cost	$k_{nr, INVCOS}$	EUR(2009)/kW	E2A	3529	4500	5500
			E2B	3384	4500	5500
			E2C	3384	4500	5500
Specific fixed O&M cost	$k_{esr, FIXOM}$	EUR(2009)/kW/yr	E2A	103.1	123.8	151.3
			E2B	93.1	139.6	170.6
			E2C	93.1	139.6	170.6
Specific variable O&M cost (excluding fuel)	$k_{esr, VAROM}$	EUR(2009)/GJ	E2A	0.00	0.56	0.69
			E2B	0.11	0.23	0.34
			E2C	0.44	0.56	0.68

Tab. 1. Technical-economic data for technologies representing generation III+ and generation IV nuclear power plants (own research)

In addition, three variants of specific investment cost and O&M cost characteristic for technologies based on generation III+ and generation IV nuclear reactors were proposed. The technologies in the MARKAL model were designated as: E2A (NPP with a generation III+ pressurised water reactor, PWR), E2B (NP with a generation IV gas turbine modular helium reactor, GT-MHR) and E2C (NPP with a generation IV pebble bed reactor, PBR). E2A characteristic was based on my own research [1], while in the case of E2B and E2C UK MARKAL database [16] was used. In the BX1 variant (cheap) the specific investment cost was assumed to be: $k_n = 3529$ EUR (2009)/kW (E2A) and $k_n = 3384$ EUR (2009)/kW (E2B and E2C), respectively. Variant BX2 (intermediate) assumes $k_n = 4500$ EUR (2009)/kW, for all three technologies, while variant BX3 (expensive) – $k_n = 5500$ EUR (2009)/kW. O&M costs were assumed to grow along with the investment cost. A variant comparison is shown in Tab. 1.

Modelling calculations have been performed for nine combinations of economic indicators and discount rates, as listed in Tab. 2.

	Variant	BX1	BX2	BX3
Case		kn = 3500	kn = 4500	kn = 5500
Case 1	p = 6%	B11	B12	B13
Case 2	p = 8%	B21	B22	B23
Case 3	p = 10%	B31	B32	B33

Tab. 2. Data combinations used for modelling, own research

3. Modelling results

Fig. 1 presents investments in new nuclear power generation capacities in Poland proposed by the optimization procedure of the MARKAL model for 2025–2060 for investigated calculation cases. Generation III+ nuclear power plants (E2A) will become available in 2025, while generation IV plants (E2B, E2C) in 2040. Calculation results revealed that the E2C technology due to the cost higher than in other nuclear technologies (E2A and E2B) has not been selected by the optimization procedure in any variant. Moreover, in variants B13 (high investment cost, low discount

rate), B22 (balanced), B23 (high investment cost) and B33 (high investment cost, high discount rate) no nuclear technology proved to be competitive against other power generation options, and therefore variables representing installed capacity and power generation for these technologies are equal to 0. Therefore, further discussion only applies to those variants where investment in nuclear power plants has been proposed by the MARKAL optimization tool. Those cases refer to optimistic NPP economic characteristics, which assume low real interest rates of 6% (B11, B12), and in the case of higher rates of discount of 8% and 10% respectively, NPPs are only economically viable in the case of low costs (B21, B31).

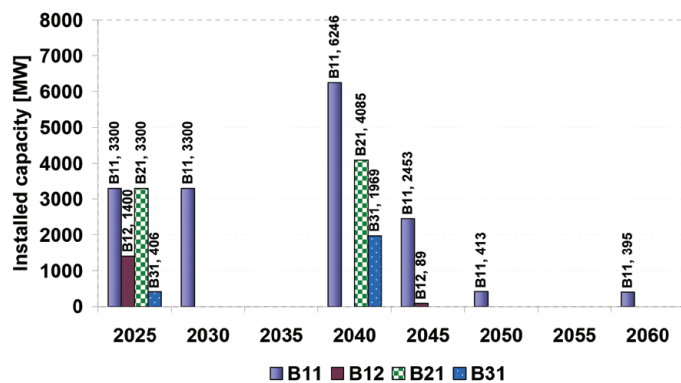


Fig. 1. Proposed investments in new nuclear power generation capacities in Poland in 2025–2060; source: own research, MARKAL model

In 2025, the MARKAL model proposes to commission a power plant with a total output of 3300 MW, equal to the upper constraint value. This result has been achieved in variants B11 and B21, which assumed the lowest investment costs ($k_n = 3520$ EUR(2009)/kW) and lowest O&M costs, combined with the cost of capital (actual interest rate) of 6% and 8%, respectively. This should be interpreted as construction of a single plant with two units of 1650 MW or three units of 1100 MW each. In the B12 variant construction of a 1400 MW plant is proposed, which may be interpreted as construction of a single nuclear power unit. It is

somewhat more difficult to interpret the proposal to install 406 MW in nuclear power plants obtained for the variant B31. The capacity increase is a continuous variable with maximum limiting values larger than zero; hence the values may be anywhere between the minimum limit (0 MW) and the maximum limit (3300 MW in 2025). During the next time period (starting in 2030) only in variant B11 is it proposed to build a generation III+ NPP with a total output of 3300 MW, equal to the upper limit. After 2035 the model no longer recommends NPPs with generation III+ PWRs (E2A). After 2040 all the investment proposals concern generation IV plants only (E2B, E2C). It turns out that after 2040 more favourable conditions for investing in nuclear power generation may occur, especially if we look at variant B12, where the advanced nuclear technologies are the most competitive. Unfortunately, the model does not take into account series effects, which could enable reducing investment and O&M costs in the case of building power plants with multiple units. Capacity installed in nuclear power plants in Poland for B11-B33 variants is shown in Fig. 2. Diagrams also show the value of the top limit of the installed capacity for both generations of NPPs (GEN3NPP).

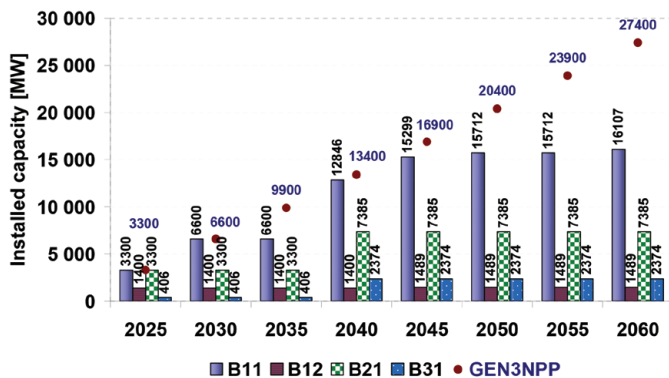


Fig. 2. Projections of total installed capacity in nuclear power plants in Poland in 2025–2060; source: own research, MARKAL model

In the least-cost variant (B11) NPP installed capacity proposed by MARKAL in 2025 and 2030 reaches the upper limit values, 3300 MW and 6600 MW respectively. After 2040, as a result of constructing generation IV plants, NPP installed capacity grows to 12,846 MW, reaching a total of 16,107 MW in 2060. Realisation of this variant, as well as of variants B21 and B31 seems unlikely due to assumptions of NPP construction and operation costs being, in the author's opinion, too optimistic. Another reason to doubt actual implementation of this extremely ambitious plan is its considerable financial burden and related investment risk, typical for a nuclear power plant project.

In a balanced calculation variant (B12), characterised by the specific investment cost $k_n = 4500$ EUR(2009)/kW, installed capacity throughout the investigated period (2025–2060) is kept at 1400–1500 MW.

The amount of electricity generated at nuclear plants in the proposed variants is shown in Fig. 3, while the share of nuclear power in electricity generation in Poland is presented in Fig. 4. In the least-cost variant (B11), nuclear generation in 2060 reaches 117 TWh/yr (38% of total electricity generation in Poland). In the case of a balanced variant (B12) the proposed power generation amounts to 10–11 TWh/yr (3–5% of domestic generation). Calculations revealed that the capacity factor in all years of NPP operation and for both technologies (E2A and E2B) is 83%, which is the highest possible value permitted by the assumed technology characteristics.

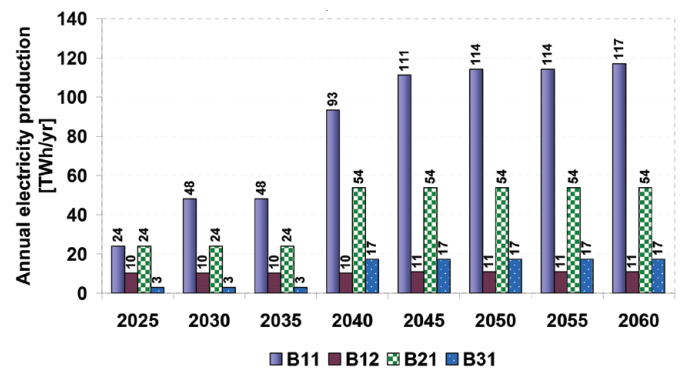


Fig. 3. Projected annual electricity production in nuclear power plants in Poland in 2025–2060; source: own research, MARKAL model

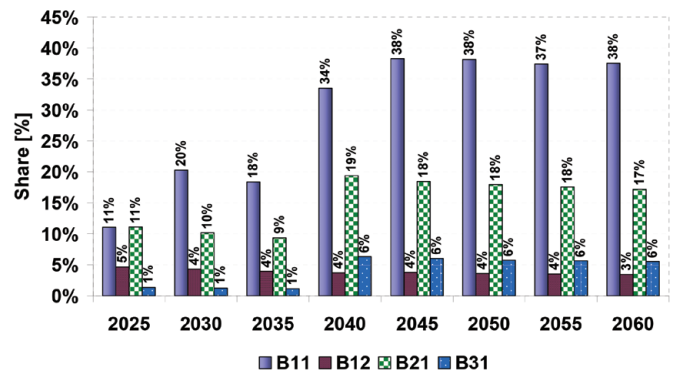
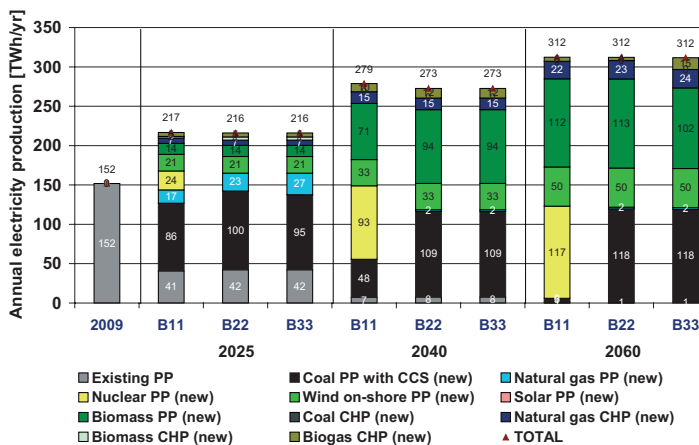


Fig. 4. Projected share of electricity generated in nuclear power plants in total balance of electricity in Poland in 2025–2060; source: own research, MARKAL model

The results shown above enable quantitative analysis of the installed capacity and electricity generation in NPPs in different variants. They demonstrate the sensitivity of the mathematical model based on linear programming to the values of input data. At the same time they show that care must be taken when dealing with analyses made using this type of tools.

In order to discuss the selection of technology mix by the MARKAL model, a structure of power generation in Poland was drafted for variants B11, B22 and B33, which except for different



PP – Power Plants, CHP – Combined Heat and Power, CCS – Carbon Capture and Storage

Fig. 5. Projected electricity production structure in Poland for variants B11, B22 and B33, and for years 2009 (history), 2025, 2040 and 2060; own research, MARKAL model

NPP techno-economic indicators (B11 – least-cost, B33 – most expensive) are characterised by different values of discount rate (B11 – 6%, B22 – 8%, B33 – 10%). Comparison was made for the following years: 2025 (first year of generation III+ availability in Poland), 2040 (first assumed year of generation IV availability in Poland) and 2060 (the final year of the model). The results are shown in Fig. 5.

The research results presented above lead to the conclusion that generation in currently existing power plants remaining in operation until 2025 should, according to the presented plan, amount to approx. 41–42 TWh/yr. By 2040 it would drop to 7–8 TWh/yr and by 2060 to only approx. 1 TWh/yr. Due to high CO₂ emission costs, the MARKAL model proposes transferring electricity generation to technologies characterised by lack of CO₂ emissions, including renewables (wind generation) or coal and gas power plants with a CCS system, as well as technologies based on biomass utilisation which suffer no fees for carbon dioxide emission allowances. Nuclear power generation fits into this picture, as it does not emit CO₂, SO_x, or NO_x. Obviously, such emissions could occur throughout the plant lifetime, from the construction process until decommissioning, but the scope of this analysis does not consider those processes in full scope and they are not covered by the emission trading scheme for power and heat generation plants.

Analyses shown in Fig. 1–5 lead to the conclusion that in variant B11 a considerable share of nuclear power in power generation in Poland is proposed. Low nuclear power generation costs would make coal-fired plants non-competitive due to the cost of SO_x and NO_x emission, even if flue gas desulphurisation is used. In addition, nuclear plants cannot compete against biomass technologies or against wind power as those sources receive support in the form of certificates of origin, and additionally due to the predetermined share of such sources in the final electricity consumption. For this reason

there is a certain minimal level of power generation in renewable sources.

In variants B22 and B33 nuclear plants whose costs are much higher than in the B11 case, are not selected by the optimization procedure and their place is taken by coal fired plants with CCS. The key problem of this technology is CO₂ storage or disposal. It is possible that CCS-related costs contained in the characteristics of this technology have been underestimated and in fact could be much higher, thus affecting competitiveness against nuclear and gas-fired plants.

4. Final conclusions

The modelling results have confirmed that the factors essential for NPP feasibility will be the investment cost needed to build such plants and the interest rate. A large share of nuclear power generation could be realistic, if the investment cost of NPP construction remained at the level of 3300–3500 EUR (2012)/kW, with the real interest rate around 6%. An additional condition would be extending the CO₂ emission trading scheme in such a way that all allowances are procured by auctioning instead of being allocated free of charge according to a national plan. Apart from CO₂, a similar system would cover NO_x and SO_x emissions. Under such circumstances, NPP development would become one of the technical solutions for a “zero-emission” power system. Additionally, such conditions would result in a considerable increase in power generation costs, which would lead to higher energy prices on the wholesale market.

Unfortunately, it may happen that achieving such a low investment cost level as assumed in BX1 variants will not be possible; then we would maintain use of coal technologies with implemented CCS systems. Nevertheless, a high share of such plants would generate a problem with storing huge amounts of carbon dioxide or its economic utilisation. On the other hand, a large share of nuclear power would require appropriate radioactive waste management.

The presented scenarios give no certainty of reaching assumed levels of electricity generation at biomass plants, mainly due to biomass resources distribution. This would result in large dispersion of generating sources or high cost of fuel transport. Reaching wind power generation of 50 TWh/yr by 2060 seems to be quite an ambitious goal, and it needs to be assumed that the selected option not includes off-shore technologies, which prove not to be competitive at assumptions selected for the model. Such a high share of on-shore wind farms requires preparing land for investment projects. Moreover, it would be necessary to adapt the National Power System to cooperate with wind farms with such a high total installed capacity, so active and reactive power balance can be maintained. Active power balance affects the grid frequency. A reactive power deficit can lead to a serious voltage failure [18].

Technical solutions based on natural gas may prove attractive for investors, when natural gas price stability is ensured. Perhaps this condition can be achieved due to better utilisation of domestic gas deposits based on unconventional technologies.

The author would like to remind that the model assumptions

include maintaining support for electricity generated at renewable sources and in high-efficiency cogeneration at least until 2060, i.e. the final year of the analysis. This is quite a long period. Therefore, it would make sense to investigate support tools promoting more innovation in the RES technology sector. A harbinger of such a system may be seen in changes proposed in the new draft of the Renewable Energy Act, assuming different correction factors for different renewable technologies. The author also proposes to develop scenarios in which support for selected sources would terminate, e.g. in 2030.

REFERENCES

1. Jaskólski M., Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej [*The analysis of factors having an impact on economic viability of nuclear power plant*], *Rynek Energii* 2012, No. 6 (103), pp. 15–22.
2. Jaskólski M., Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part I – concept of the model, *Acta Energetica* 2012, No. 3/12, pp. 15–20.
3. Jaskólski M., Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon, Part II – Model and forecast assumptions, *Acta Energetica* 2012, No. 4/12, pp. 4–13.
4. Ioulou R., Goldstein G., Noble K., Documentation of the MARKAL Family of Models, Energy Technology Systems Analysis Programme, October 2004.
5. Mielczarski W., Elektrownie atomowe – obliczenia kosztów [*Atomic Power Plants – Cost Calculations*], *Energetyka Ciepłna i Zawodowa* 2009, No. 10, pp. 19–21.
6. Mielczarski W., Kosztowna energetyka jądrowa [*Expensive Nuclear Power*], *Energetyka* 2010, No. 11(677), pp. 715–719.
7. Strupczewski A., Czy Polsce opłaca się budowa elektrowni jądrowych? [*Is it worth to build nuclear power plants in Poland?*], *Energia Elektryczna* 2009, No. 6.
8. Strupczewski A., Aspekty ekonomiczne rozwoju energetyki jądrowej [*Economic Aspects of Nuclear Power Development*], Institute of Atomic Energy POIATOM 2009.
9. Strupczewski A., Energetyka jądrowa w Polsce, Opłacalność budowy [*Nuclear Power in Poland. Development Feasibility*], *Energetyka Ciepłna i Zawodowa* 2010, No.12.
10. Paska J., Metodyka oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej [*Methodology for Evaluating Electricity Generation Costs*], *Rynek Energii* 2012, No. 2 (99), pp. 24–28.
11. International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), Projected Costs of Generating Electricity, Edition 2010, Paris 2010.
12. Commission of the European Communities, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2008) 744, Brussels 2008.
13. Act on Renewable Energy Sources, draft of 20 December 2011, Department of Energy, Ministry of Economy, Warsaw 2011.
14. Agencja Rynku Energii SA, Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 [*Update of the Projection of demand for fuels and energy until 2030*], Warsaw, September 2011.
15. System investigation by EnergSys sp. z o.o. commissioned by the Polish Electricity Association. Evaluation of results of setting targets of deep GHG emission reduction in EU by 2050, with special focus on results of power generation decarbonisation for Poland – SyNTEZA, version of 14 June 2010, Warsaw, June 2010.
16. UK MARKAL Model v3.24, Documentation [online], http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=ES_MARKAL_Documentation_2010.
17. Zaporowski B., Generation technologies of the future for Polish power system, *Acta Energetica* 2012, No. 2/11, pp. 83–87.
18. Małkowski R., Generacja rozproszona jako sterowane źródło napięcia i mocy biernej dla sieci średniego napięcia [*Distributed generation as controlled source of voltage and reactive power for a medium voltage network*], *Rynek Energii* 2012, No. 5 (102), pp. 16–23.

Marcin Jaskólski

Gdańsk University of Technology

e-mail: mjask@ely.pg.gda.pl

Graduate of the Gdańsk University of Technology. During his PhD research participated in training at Lund University (Sweden), at the International Institute for Applied Systems Analysis in Laxenburg (Austria) and the Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER) at Stuttgart University (2002–2003). Currently employed as an assistant professor at the Department of Electrical Power Engineering, Gdańsk University of Technology. Apart from integrated modelling of energy systems development his scientific interest areas include utilisation of renewable energy sources and nuclear power engineering. In 2010 the author participated in three-month training session at the Alternative Energies and Atomic Energy Commission (CEA) in Saclay (France). In 2011 he participated in six-weeks training on EPR safety analyses at the EDF SEPTEN research centre in Lyon.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 55–60. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Optimalizacja udziału elektrowni jądrowych w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie do 2060 roku

Autor

Marcin Jaskólski

Słowa kluczowe

MARKAL, modelowanie systemów energetycznych, energetyka jądrowa

Streszczenie

Autor przedstawił w artykule wyniki analizy systemowej z wykorzystaniem modelu MARKAL, która miała na celu określenie optymalnego udziału elektrowni jądrowych na tle innych opcji technologicznych w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej, w perspektywie do 2060 roku. Kryterium optymalizacyjnym była minimalizacja kosztów dostawy energii elektrycznej od wytwórcy do odbiorcy końcowego, z uwzględnieniem ograniczeń związanych z emisjami CO₂, SO_x i NO_x oraz obowiązkowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (OZE) i w wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki modelu obejmowały optymalną pod względem kosztu strukturę wytwarzania energii elektrycznej i strukturę mocy osiągalnej, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki jądrowej.

1. Wprowadzenie

1.1. Tło problemu

W moim artykule pt. „Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej”, opublikowanym na łamach *Rynku Energii* [1], opisałem wpływ czynników ekonomicznych na opłacalność budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej (EJ). Badania te dowiodły, że uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. *Levelised Cost of Electricity*, LCOE) z elektrowni jądrowej (EJ) wyniesie 70–101 EUR (2012)/MWh, a opłacalność EJ ściśle powiązana jest z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym, która powinna na najtańszym wariantcie EJ wynieść co najmniej 120 EUR (2012)/MWh [1]. Jednocześnie w konkluzji podkreśliłem, że należy przeprowadzić analizę porównawczą NPV z innymi technologiami, a nawet pójść o krok dalej i zastosować model matematyczny do badań rozwoju systemów energetycznych w horyzoncie długoterminowym. Takim modelem jest MARKAL-PL (wersja 3.04), który opracowałem i opisałem w swoich poprzednich publikacjach. Strukturę i koncepcję modelu przedstawiono w [2], natomiast założenia modelu w [3]. Przeprowadzono badania modelowe dla opracowanego scenariusza, w dwóch wariantach (A i B) prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, których wyniki opracowano w formie referatu jako kontynuację cyklu publikacji.

Trzeba przyznać, że stopa dyskontowa, założona w modelu MARKAL-PL, była bardzo wysoka (10%), zważywszy na fakt, że analiza prowadzona była w cenach stałych. W takim przypadku jest ona realną stopą oprocentowania kapitału, uwzględniającą inflację. Wyniki badań modelowych dowiodły, że w przypadku tak wysokiego kosztu kapitału elektrownia jądrowa generacji III+ mogłaby być nieopłacalna, nawet w warunkach rynkowych zakładających pełen aukcyjizm nie tylko uprawnień do emisji CO₂, ale także uprawnień do emisji NO_x i SO_x. Procedura optymalizacyjna zaproponowała niewielki udział EJ generacji IV po 2040 roku, a optymalny poziom inwestycji plasował się na 785–2553 MW, w zależności od wariantu zapotrzebowania na energię elektryczną.

Istotne znaczenie miał fakt, że założono bardzo ambitne cele strategiczne, dotyczące udziału energii elektrycznej wytworzonej przez odnawialne źródła energii w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, tj. 50% w 2060 roku. Jednocześnie dla energii elektrycznej, wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, wymagany udział wyniósł łącznie 40,5% w tym samym roku. W tym miejscu trzeba podkreślić, że możliwe jest uzyskiwanie dwóch rodzajów świadectw pochodzenia energii z OZE i wysokosprawnej kogeneracji przez jeden typ technologii, co stwarza szczególnie korzystne warunki dla rozwoju kogeneracji opartej na OZE, np. na biomasie lub biogazie.

Nieco nakorzyść EJ przemawia sposób modelowania technologii w modelu MARKAL, który cechuje się tym, że nakłady inwestycyjne poniesione na budowę elektrowni jądrowej są rozkładane na 60 lat eksploatacji. Odbiega to od metodyki analizy kosztów i opłacalności EJ, którą opublikowałem w [1], gdzie założyłem, że całkowite nakłady zostaną rozłożone na pierwsze dwadzieścia lat eksploatacji, gdyż przyjąłem, dla uproszczenia rachunku, że 100% kwoty pochodzić będzie z kredytu bankowego, rozłożonego na ten właśnie okres. Trzeba jednak podkreślić, że procedura optymalizacyjna w MARKAL wybiera technologie, których koszty produkcji i dostawy energii do odbiorców są optymalne w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym, nie zaś w poszczególnych okresach [4], co powoduje, że wybrana technologia w niektórych okresach charakteryzuje się produkcją na poziomie zera i bierze udział jedynie w bilansie mocy w szczytce zapotrzebowania. W niniejszym artykule rozważania nt. opłacalności EJ zaprezentowane w [1] zostały przeniesione do modelu MARKAL. Zaprezentowano wyniki badań rozwoju systemu elektroenergetycznego Polski w zakresie źródeł wytwórczych w długoterminowym horyzoncie czasowym, czyli do 2060 roku. Przeprowadzone wyniki badań modelowych mają charakter analizy wariantowej dla wybranych czynników, których potencjalny wpływ na wielkość

produkcji energii elektrycznej w EJ w rozpatrywanej perspektywie czasu zostanie przedyskutowany.

1.2. Stan wiedzy w zakresie omawianego problemu

Oprócz rozważań autora niniejszego artykułu nt. opłacalności wytwarzania energii elektrycznej w EJ [1] problem ten poruszany był w opracowaniach prof. Władysława Mielczarskiego [5, 6], który przestrzegał przed bardzo wysokimi kosztami energetyki jądrowej. Inne poglądy w tej kwestii zaprezentował prof. Andrzej Strupczewski w swoich pracach [7, 8, 9], podkreślając zalety elektrowni jądrowej i jej niskie koszty, zarówno kapitałowe, jak i eksploatacyjne. Dyskusję nt. kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnego typu elektrowniach podejmowali także prof. Józef Paska [10] i prof. Bolesław Zaporowski [17]. Koszty wytwarzania energii elektrycznej były także przedmiotem raportu Międzynarodowej Agencji Energii (MAE, ang. *IEA*) oraz Agencji Energii Jądrowej (ang. *NEA*) przy Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (ang. *OECD*) [11]. Raport ten pokazał duże zróżnicowanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w EJ w poszczególnych krajach OECD. Podobną tematykę podjęto w raporcie Komisji Europejskiej [12]. Jednakże zawarte w nim wskaźniki ekonomiczne, dotyczące elektrowni jądrowych, wg mojej opinii są nieaktualne, szczególnie w kontekście budowy nowej elektrowni generacji III+.

1.3. Zawartość opracowania

W rozdziale 2 przeprowadzono dyskusję na temat wartości parametrów wybranych do analizy wariantowej modelu MARKAL-PL. Rozdział 3 zawiera wyniki badań modelowych. Podsumowanie i wnioski końcowe zaprezentowano w rozdziale 4.

2. Struktura i założenia modelu

2.1. Wiadomości ogólne

Model MARKAL-PL, oparty jest na strukturze matematycznej pakietu optymalizacyjnego MARKAL (ang. *MARKet*

Wyszczególnienie	Symbol wskaźnika	Jednostka	Symbol technologii	Wariant BX1 ($k_n = 3500$)	Wariant BX2 ($k_n = 4500$)	Wariant BX3 ($k_n = 5500$)
Wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych	k_{nr} , INVCOS	EUR(2009)/kW	E2A	3529	4500	5500
			E2B	3384	4500	5500
			E2C	3384	4500	5500
Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych stałych	k_{esr} , FIXOM	EUR(2009)/kW/a	E2A	103,10	123,80	151,30
			E2B	93,10	139,60	170,60
			E2C	93,10	139,60	170,60
Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych zmiennych (bez kosztów paliwa)	k , VAROM	EUR(2009)/GJ	E2A	0,00	0,56	0,69
			E2B	0,11	0,23	0,34
			E2C	0,44	0,56	0,68

Tab. 1. Zestawienie wskaźników ekonomicznych technologii reprezentujących elektrownie jądrowe generacji III+ i generacji IV (opracowanie własne)

Allocation), w którym funkcją celu jest całkowity koszt dostawy energii od źródła pozyskania do miejsca końcowego użytkowania. Koszt ten jest zdyskontowany po wszystkich latach horyzontu czasowego i sprowadzony do pierwszego roku analizy (rok modelu – 2005; rok, z którego pochodzą dane – 2009). Horyzont czasowy analizy wyznaczono do 2060 roku i podzielono na pięcioletnie okresy, w których każdy rok jest jednakowy z punktu widzenia bilansu energii. Szczegółową koncepcję modelu zaprezentowano w [2].

Głównymi nośnikami energii, bilansowanymi w modelu, są energia elektryczna i ciepło. Zastosowanie bilansu ciepła wiąże się z koniecznością uwzględnienia kogeneracji. Nośniki te są bilansowane odpowiednio w ujęciu sezonowo-dobowym i sezonowym. Paliwa i energie, zużywane do produkcji ww. nośników, model MARKAL bilansuje za każdy rok analizy.

Model uwzględnia mechanizm uzyskiwania i umarzania oraz zakupu na giełdzie praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji różnego typu. Wzięto pod uwagę współczynniki korekcyjne dla świadectw pochodzenia energii z różnych typów źródeł odnawialnych, zgodnie z propozycjami projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii [13].

Uwzględniono także mechanizmy ograniczania emisji dwutlenku węgla, tlenków siarki i tlenków azotu. W opracowanej wersji modelu mają one charakter wskaźników kosztów jednostkowych emisji ww. związków. Obejmują one opłaty za użytkowanie środowiska oraz ceny zakupu uprawnień emisyjnych na aukcjach. W tej wersji nie ma możliwości zarabiania na uprawnieniach emisyjnych, założono bowiem pełen ich aukcjonizm od 2020 roku. Opracowanie modelu MARKAL-PL objęło również zebranie danych techniczno-ekonomiczno-środowiskowych technologii energetycznych i zestawienie ich w formie bazy danych. Opis tej bazy znajduje się w [3].

2.2. Założenia modelu

Szczegółowy opis założeń znajduje się w opracowaniu [3]. Na potrzeby tego artykułu wykorzystano wariant B finalnego zapotrzebowania na energię

	Nr wariantu	BX1	BX2	BX3
Nr przypadku		$k_n = 3500$	$k_n = 4500$	$k_n = 5500$
Przypadek 1	$p = 6\%$	B11	B12	B13
Przypadek 2	$p = 8\%$	B21	B22	B23
Przypadek 3	$p = 10\%$	B31	B32	B33

Tab. 2. Zestawienie kombinacji wariantów danych wybranych do analizy modelowej, źródło: opracowanie własne

elektryczną, który zakłada, że wzrośnie ono ze 129 TWh/a w 2010 roku do 265 TWh/a w 2060 roku. Wariant ten jest bardziej optymistyczny, tzn. zakłada większe potrzeby energetyczne niż prognozy Agencji Rynku Energii [14] i spółki Badania Systemowe EnergSys [15]. Z prognozy [3] autora niniejszego artykułu wynika, że moc zainstalowana w 2060 roku będzie musiała wynosić co najmniej 58 872 MW, a moc zainstalowana obecnie istniejących elektrowni węglowych osiągnie poziom zerowy ok. 2050 roku, a już w 2030 roku połowa obecnie zainstalowanej mocy powinna być wyłączona, zgodnie z deklaracjami spółek-operatorów elektrowni. Oznacza to konieczność poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych na budowę nowych źródeł i modernizację systemu elektroenergetycznego przesyłowego oraz dystrybucyjnego.

Proponowane obecnie nowe inwestycje w elektrownie systemowe obejmują głównie opcje technologiczne wykorzystujące węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny i biomasę. Niezależnie od tych planów wdrażane są projekty nowych farm wiatrowych, biogazowni i farm fotowoltaicznych, a także źródła rozproszone oparte na spalaniu gazu ziemnego. Zastosowanie modelu optymalizacyjnego, porównującego koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w całym horyzoncie czasowym, pozwala na wspomaganie decyzji w zakresie polityki energetycznej oraz w zakresie planowania inwestycji w nowe źródła wytwórcze.

2.3. Warianty obliczeń

W związku z zainteresowaniem energetyką jądrową w Polsce w niniejszym artykule autor podejmuje problematykę badania

wpływu jej wskaźników ekonomicznych na wyniki optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności w zakresie udziału EJ w krajowym bilansie energii, w długoterminowym horyzoncie czasowym. Badania obliczeniowe przeprowadzono wg wariantu B, opisanego w [3].

Do analizy wariantowej zaproponowano trzy wartości stopy dyskontowej, która jest charakterystyczna dla całego systemu energetycznego, obejmującego elektroenergetykę i ciepłownictwo oraz rynki paliw energetycznych. Wartości te to 6% (przypadek 1), 8% (przypadek 2) i 10% (przypadek 3).

Ponadto zaproponowano trzy warianty wskaźników jednostkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, charakterystycznych dla technologii opartych na reaktorach jądrowych generacji III+ i generacji IV. Technologie te w modelu MARKAL oznaczono odpowiednio jako E2A (EJ z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi PWR generacji III+), E2B (EJ generacji IV z reaktorami GT-MHR – ang. *gas turbine modular helium reactor*) oraz E2C (EJ generacji IV z reaktorami PBR – ang. *pebble bed reactor*). Charakterystykę E2A opracowano na podstawie badań własnych [1], natomiast w przypadku E2B i E2C posłużono się bazą UK MARKAL [16]. W wariantach BX1 (tanim) założono wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych odpowiednio na poziomie $k_n = 3529$ EUR(2009)/kW (E2A) i $k_n = 3384$ EUR(2009)/kW (E2B i E2C). Wariant BX2 (zrównoważony) dla wszystkich trzech technologii zakłada wskaźnik $k_n = 4500$ EUR(2009)/kW, a wariant BX3 (drogi) – $k_n = 5500$ EUR(2009)/kW. Wraz ze wzrostem nakładów założono wzrost kosztów eksploatacyjnych. Porównanie wariantów przedstawiono w tab. 1.

Wyniki obliczeń modelowych przeprowadzono dla dziewięciu kombinacji wskaźników ekonomicznych i wartości stopy dyskontowej, których zestawienie przedstawiono w tab. 2.

3. Wyniki badań modelowych

Na rys. 1 przedstawiono zaproponowane przez procedurę optymalizacyjną modelu MARKAL inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce, w latach 2025–2060, w rozpatrywanych wariantach obliczeniowych. Elektrownie jądrowe generacji III+ (E2A) dostępne będą od 2025 roku, a EJ generacji IV (E2B, E2C) – od 2040 roku.

Z obliczeń wynika, że technologia E2C, ze względu na wyższe koszty niż pozostałe technologie jądrowe (E2A i E2B), nie została wybrana przez procedurę optymalizacyjną w żadnym wariantcie. Co więcej, w wariantach B13 (droga technologia, tani kapitał), B22 (zrównoważony), B23 (droga technologia), B32 (drogi kapitał) i B33 (droga technologia i drogi kapitał), żadna z technologii opartych na reaktorach jądrowych nie była konkurencyjna w stosunku do innych technologii energetycznych, więc zmienne reprezentujące moc zainstalowaną i produkcję energii elektrycznej dla tych opcji technologicznych przyjęły wartość równą 0. W związku z tym do dalszych rozważań wybrano tylko te warianty, w których inwestycje w EJ zostały zaproponowane przez pakiet optymalizacyjny MARKAL. Te przypadki odnoszą się do optymistycznych charakterystyk ekonomicznych EJ, zakładających niską realną stopę oprocentowania kapitału, równą 6% (B11, B12), a w przypadku wyższych wartości tej stopy, równych odpowiednio 8% i 10%, są opłacalne tylko przy założeniu niskich wartości wskaźników nakładów i kosztów (B21 i B31).

W 2025 roku model MARKAL proponuje uruchomienie elektrowni o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Wynik ten osiągnięto w wariantach B11 i B21, w których założono najniższe nakłady inwestycyjne ($k_n = 3520 \text{ EUR}(2009)/\text{kW}$) i najniższe koszty eksploatacyjne oraz koszt kapitału (realną stopę oprocentowania kapitału) na poziomie odpowiednio 6% i 8%. Należy to interpretować jako budowę jednej elektrowni

o dwóch blokach o mocy 1650 MW lub obiektu o trzech blokach o mocy 1100 MW. W wariantcie B12 proponowana jest budowa elektrowni o mocy 1400 MW, co można interpretować jako budowę jednego bloku EJ. Nieco trudniej zinterpretować projekt instalacji elektrowni o mocy 406 MW w wariantcie B31. Przyrost mocy jest zmienną ciągłą, przyjmującą wartości rzeczywiste większe od zera, stąd jej wartość może mieścić się pomiędzy dolnym ograniczeniem (0 MW), a górnym ograniczeniem (3300 MW) w 2025 roku. W kolejnym okresie (od 2030 roku) tylko w wariantcie B11 proponowana jest inwestycja w EJ generacji III+ o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Po 2035 roku model nie rekomenduje już EJ z reaktorami PWR generacji III+ (E2A). Od 2040 roku wszystkie propozycje dotyczą generacji IV (E2B, E2C). Okazuje się, że po 2040 roku mogą zaistnieć bardziej sprzyjające warunki do inwestycji w EJ, w szczególności gdy spojrzeć się na wariant B12, w którym technologie nowoczesnych reaktorów jądrowych są najbardziej konkurencyjne. Niestety, model nie uwzględnił tzw. efektu serii, który pozwala na obniżenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych w przypadku budowy elektrowni o liczbie bloków większej od 1.

Moc zainstalowaną w elektrowniach jądrowych w Polsce, wg wariantów B11–B33, przedstawiono na rys. 2. Wykresy uzupełniono o wartość górnego ograniczenia na moc zainstalowaną w elektrowniach obu generacji (EJGEN3).

W najtańszym wariantcie (B11) moc zainstalowana w EJ, proponowana przez MARKAL, w latach 2025 i 2030 osiąga wartość górnego ograniczenia, odpowiednio 3300 MW i 6600 MW. Po 2040 roku, w wyniku zainstalowania jednostek generacji IV, moc zainstalowana w EJ wzrasta do poziomu 12 846 MW, osiągając w 2060 roku wartość 16 107 MW. Realizacja tego wariantu, jak również wariantów B21 i B31, wydaje się być mało prawdopodobna, ze względu na zbyt optymistyczne, wg opinii autora, założenia dotyczące nakładów na budowę i kosztów eksploatacji EJ. Innym powodem wątpliwości co do realnego wypełnienia tego nad wyraz ambitnego planu jest znaczny ciężar finansowy i związane z tym

ryzyko inwestycyjne, charakterystyczne dla projektu jądrowego.

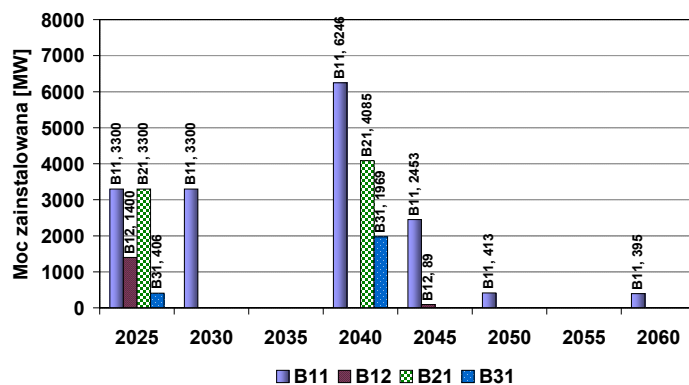
W zrównoważonym wariantcie obliczeń (B12), charakteryzującym się wskaźnikiem nakładów inwestycyjnych $k_n = 4500 \text{ EUR}(2009)/\text{kW}$, moc zainstalowana utrzymuje się na poziomie 1400–1500 MW w rozpatrywanym horyzoncie czasowym (2025–2060).

Wielkość produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, w proponowanych wariantach, zaprezentowano na rys. 3, a udział EJ w produkcji energii elektrycznej w Polsce na rys. 4. W najtańszym wariantcie (B11) wielkość produkcji w 2060 roku osiąga wartość 117 TWh/a (38% w ilości energii elektrycznej wytworzonej w Polsce). Z kolei w wariantcie zrównoważonym (B12), proponowana do wytworzenia ilość wynosi 10–11 TWh/a (3–5% w krajowej produkcji). Z obliczeń wynika, że stopień wyzyskania mocy zainstalowanej we wszystkich latach eksploatacji EJ i dla obu technologii (E2A i E2B) wynosi 83%, co jest najwyższą możliwą wartością przewidzianą w charakterystyce technologii.

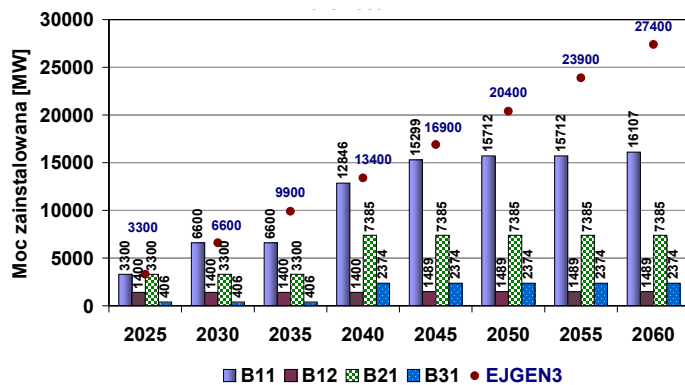
Przedstawione powyżej wyniki pozwalają na ilościową analizę wielkości mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w EJ w różnych wariantach. Dowodzą wrażliwości modelu matematycznego opartego na programowaniu liniowym, na wartości danych wprowadzanych do niego. Jednocześnie każą zachować ostrożność w stosunku do analiz prowadzonych z tego typu narzędziami.

W celu przedyskutowania wyboru zestawu technologii przez model MARKAL opracowano strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dla wariantów B11, B22, B33, które oprócz różnych wskaźników techniczno-ekonomicznych elektrowni jądrowych (B11 – najtańsze, B33 – najdroższe) charakteryzują się różnymi wartościami zastosowanych stóp dyskonta (B11 – 6%, B22 – 8% i B33 – 10%). Do porównania wybrano lata: 2025 (pierwszy rok dostępności generacji III+ w Polsce), 2040 (pierwszy zakładany rok dostępności generacji IV w Polsce) i 2060 (ostatni rok modelu). Wyniki przedstawiono na rys. 5.

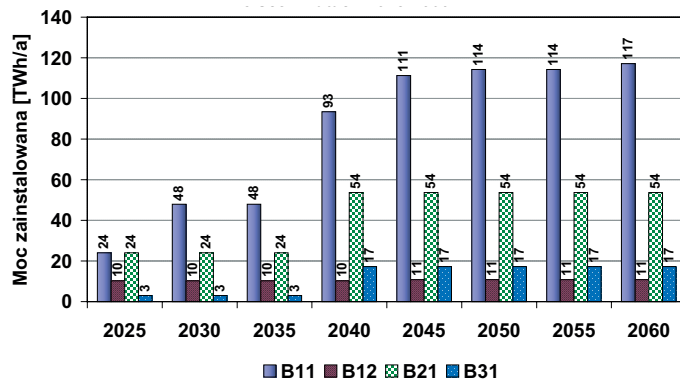
Z rezultatów badań przedstawionych powyżej wynika, że produkcja z obecnie zainstalowanych i pozostających w eksploatacji do 2025 roku elektrowni powinna, wg przedstawionego planu, wynieść 41–42 TWh/a. W 2040 roku byłaby na poziomie 7–8 TWh/a, a w 2060 roku – zaledwie ok. 1 TWh/a. Ze względu na wysokie koszty emisji CO₂ model MARKAL proponuje przeniesienie produkcji do technologii charakteryzujących się zerowym wskaźnikiem emisji CO₂, w tym odnawialnych źródeł energii (elektrownie wiatrowe) lub elektrowni węglowych i gazowych z układem sekwestracji dwutlenku węgla (CCS – ang. *Carbon Capture and Storage*) oraz technologii opartych na wykorzystaniu biomasy, które nie ponoszą opłat za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. Elektrownia jądrowa wpisuje się w tę charakterystykę, nie emitując ani CO₂, ani SO_x, ani NO_x. Oczywiście emisje te mogłyby występować w całym cyklu życia, począwszy od emisji powstających w trakcie budowy, aż po te towarzyszące likwidacji, ale zakres niniejszej analizy nie obejmuje ich w całości i nie są one przedmiotem systemu handlu uprawnieniami do emisji,



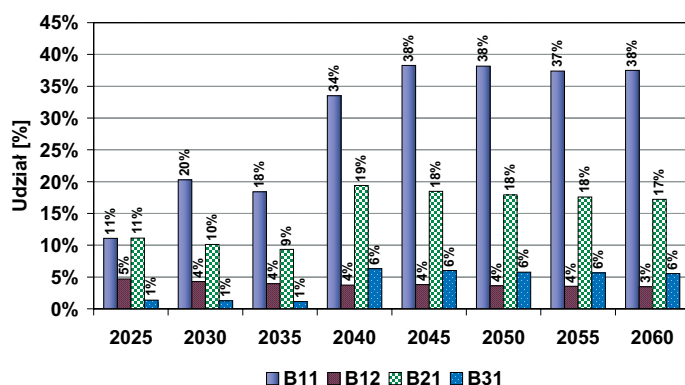
Rys. 1. Proponowane inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL



Rys. 2. Moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL



Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL



Rys. 4. Udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach jądrowych w bilansie energii elektrycznej w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL

dotyczącego źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Z analiz zaprezentowanych na rys. 1–5 wynika, że w wariantcie B11 proponowany jest znaczący udział EJ w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Niskie

koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ spowodowałyby, że elektrownie oparte na węglu byłyby w stosunku do nich niekonkurencyjne z powodu kosztów emisji SO_x i NO_x nawet przy zastosowaniu instalacji odsiarczania spalin. EJ nie mogą jednak

konkurować z elektrowniami opartymi na biomase i elektrowniami wiatrowymi, gdyż źródła te otrzymują wsparcie w postaci świadectw pochodzenia energii, a dodatkowo wyznaczono minimalny udział tego typu źródeł w finalnym zużyciu energii elektrycznej. W związku z tym istnieje pewien minimalny poziom produkcji w źródłach opartych na odnawialnych zasobach energii. W wariantach B22 i B33 elektrownie jądrowe, których koszty są znacznie wyższe niż w przypadku B11, nie zostają wybrane przez procedurę optymalizacyjną, a ich miejsce zajmują elektrownie węglowe z sekwencją CO_2 . Głównym problemem związanym z tą technologią jest składowanie CO_2 lub jego utylizacja. Niewykluczone, że w charakterystyce tej technologii koszty związane z CCS nie zostały właściwie oszacowane i w rzeczywistości mogą być znacznie większe, co wpłynęłoby na konkurencyjność w stosunku do elektrowni jądrowych i gazowych.

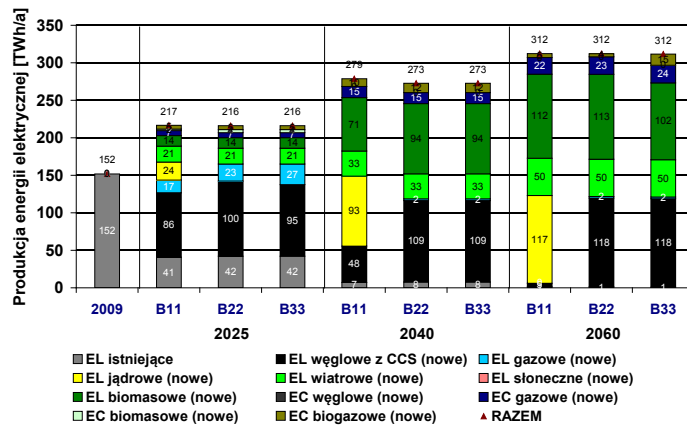
4. Wnioski końcowe

Wyniki badań modelowych potwierdziły, że kluczowymi czynnikami dla opłacalności EJ będą nakłady inwestycyjne poniesione na jej budowę i stopa oprocentowania kapitału. Duży udział energetyki jądrowej mógłby być realny, gdyby wskaźnik nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni pozostał na poziomie 3300–3500 EUR(2012)/kW, przy jednoczesnym realnym oprocentowaniu kapitału na poziomie 6%. Dodatkowym warunkiem byłoby rozszerzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO_2 w taki sposób, aby kupowane były one na giełdzie w całości, a nie przyznawano je za darmo w planie alokacji. Oprócz CO_2 podobny system objąłby emisję NO_x i SO_x . W ten sposób EJ stałyby się jedną z opcji technologicznych „bezemisyjnego” systemu energetycznego. Efektem tych działań byłby jednak znaczący wzrost kosztu wytwarzania energii elektrycznej, co przełożyłoby się na wyższe ceny energii na rynku hurtowym.

Niestety, może się okazać, że osiągnięcie tak niskiego poziomu nakładów jednostkowych jak w wariantach BX1 nie będzie możliwe i wówczas pozostaniemy przy technologiach węglowych, w których zastosowany zostanie układ CCS. Jednakże duży ich udział spowoduje problem składowania ogromnych ilości dwutlenku węgla lub ich gospodarczego wykorzystania. Z kolei duży udział energetyki jądrowej będzie się wiązał z odpowiednim zarządzaniem odpadami promieniotwórczymi.

W przedstawionych scenariuszach nie ma pewności co do osiągnięcia zamierzonych poziomów produkcji energii elektrycznej w układach spalających biomasę, głównie z powodu rozproszenia zasobów. Pociągałoby to za sobą duże rozproszenie źródeł wytwórczych lub ponoszenie wysokich kosztów transportów paliw.

Dość ambitnym celem wydaje się osiągnięcie produkcji w elektrowniach wiatrowych na poziomie 50 TWh/a w 2060 roku, a trzeba zaznaczyć, że wybrana opcja obejmuje jedynie lądowe technologie, z pominięciem morskich farm, które okazują się niekonkurencyjne przy założeniach przyjętych w modelu. Tak duży udział lądowych farm wiatrowych pociąga za sobą konieczność przygotowania terenów pod inwestycje. Ponadto konieczne byłoby



EL – elektrownie, EC – elektrociepłownie, CCS – Carbon Capture and Storage (wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla)

Rys. 5. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w wariantach B11, B22 i B33 w latach 2009, 2025, 2040 i 2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL

przystosowanie systemu elektroenergetycznego (SEE) do współpracy z farmami wiatrowymi o tak dużej łącznej mocy zainstalowanej, tak aby bilans mocy czynnej i biernej był zachowany. Bilans mocy czynnej wpływa na częstotliwość w SEE. Z kolei deficyt mocy biernej może spowodować poważną awarię napięciową [18].

Opcje technologiczne wykorzystujące gaz ziemny mogą okazać się atrakcyjne dla inwestorów, gdy zapewniona zostanie stabilność ceny gazu ziemnego. Może uda się osiągnąć ten stan w wyniku szerszej eksploatacji krajowych zasobów gazu metodami niekonwencjonalnymi. Autor przypomina, że w założeniach modelu jest utrzymanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji co najmniej do 2060 roku, ostatniego roku analizy. To dość długi okres. W związku z tym należałoby się zastanowić nad narzędziami wsparcia wymuszającymi zwiększenie innowacyjności w sektorze technologii OZE. Zwiastunem takiego systemu są proponowane zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii, zakładające istnienie współczynników korekcyjnych dla różnych technologii. Jednocześnie autor proponuje opracowanie scenariuszy,

w których wsparcie dla źródeł kończyłoby się np. w 2030 roku.

Bibliografia

- Jaskólski M., Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej, *Rynek Energii* 2012, nr 6 (103), s. 15–22.
- Jaskólski M., Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part I – concept of the model, *Acta Energetica* 2012, nr 3/12, s. 15–20.
- Jaskólski M., Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon, Part II – Model and forecast assumptions, *Acta Energetica* 2012, nr 4/12, s. 4–13.
- Loulou R., Goldstein G., Noble K., Documentation of the MARKAL Family of Models, Energy Technology Systems Analysis Programme, October 2004.
- Mielczarski W., Elektrownie atomowe – obliczenia kosztów, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2009, nr 10, s. 19–21.
- Mielczarski W., Kosztowna energetyka jądrowa, *Energetyka* 2010, nr 11(677), s. 715–719.

- Struczpewski A., Czy Polsce opłaci się budowa elektrowni jądrowych?, *Energia Elektryczna* 2009, nr 6.
- Struczpewski A., Aspekty ekonomiczne rozwoju energetyki jądrowej, Instytut Energii Atomowej POLATOM 2009.
- Struczpewski A., Energetyka jądrowa w Polsce. Opłacalność budowy, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2010, nr 12.
- Paska J., Metodyka oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Rynek Energii* 2012, nr 2 (99), s. 24–28.
- International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), Projected Costs of Generating Electricity, Edition 2010, Paris 2010.
- Commission of the European Communities, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2008) 744, Brussels 2008.
- Ustawa o odnawialnych źródłach energii, projekt z 20 grudnia 2011 roku, Ministerstwo Gospodarki, Departament Energetyki, Warszawa 2011.
- Agencja Rynku Energii SA, Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Warszawa, wrzesień 2011.
- Badania systemowe „EnergSys” sp. z o.o. na zlecenie Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem skutków dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej dla Polski – SYNTEZA, wersja z 14 czerwca 2010, Warszawa, czerwiec 2010.
- UK MARKAL Model v3.24, Documentation [online], http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=ES_MARKAL_Documentation_2010.
- Zaporowski B., Generation technologies of the future for Polish power system, *Acta Energetica* 2012, nr 2/11, s. 83–87.
- Małkowski R., Generacja rozproszona jako sterowane źródło napięcia i mocy biernej dla sieci średniego napięcia, *Rynek Energii* 2012, nr 5 (102), s. 16–23.

Marcin Jaskólski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: mjask@ely.pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.