

# Modelling of the Polish Electricity Generation Subsystem in MARKAL Program with Emphasis on the EU Emissions Trading Scheme

## Authors

Magdalena Anna Malinowska  
Marcin Jaskólski

## Keywords

energy sector, emission allowances, EU Emission Trading Scheme, decarbonisation, MARKAL, EU ETS

## Abstract

This paper addresses issues related to greenhouse gas emissions in the European Union and measures to reduce them, in particular the European Emissions Trading Scheme (EU ETS). A model of the Polish electricity generation subsystem, taking into account EU ETS mechanisms, has been developed using the MARKAL optimization package. Data collected on the basis of available projects, regulations and statistics were entered into the model. The results of the modelling were used for formulating the following conclusions. Even the very high price of emission allowances (103 EUR/t CO<sub>2</sub>-eq) will not result in complete decarbonisation of the power sector by 2030. However, the allowance price levels will have a significant impact on the structure of electricity generation and the electrical power available in the system. Only high allowance prices will be an incentive to invest in renewable and nuclear energy based generation units. Power generation technologies with CO<sub>2</sub> capture systems can be a chance to sustain the carbon economy while reducing emissions, but the problem will be the large-scale carbon dioxide storage.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017312**

Received: 13.02.2017

Received in revised form: 07.03.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

## 1. Introduction

Incremental environmental pollution with greenhouse gas emissions and, in particular, carbon dioxide, has led most countries around the world to put enormous pressure on their reduction to offset the climate change they carry. Owing to the European Union initiative, the EU ETS European Union Emission Trading Scheme was established. This is the first and the biggest system aiming mainly to drastically reduce greenhouse gas emissions to the atmosphere from manufacturing, energy generation and, since 2012, aviation units. The idea of creating this market was conceived in the XX century, and it came into effect in 2005. Since then, it has undergone constant changes to improve its performance, yet it is still far from ideal, which is influenced by many changing factors.

The purpose of this analysis was to map the operation of the emissions trading system in the European Union in a model of the energy systems development, in particular, the electricity

generation subsystem. A short description of the EU ETS is presented. The most important part of the study, detailed in [1], was the development of emissions trading data as well as the verification of the system model developed using the MARKAL optimization package and more broadly presented in [2], the optimisation analysis in the time horizon until 2030, in line with the perspective of the new energy and climate policy [3].

## 2. The European Emissions Trading Scheme

EU Member States have set up a trading system for greenhouse gas emission allowances, which was designed to control emissions, promote pro-ecological efforts, and thus contribute to halting climate change. The EU ETS is the basis for the European Union's reduction strategy of the greenhouse gas emissions resulting from human activity. The EU ETS currency is EUA – European Union Allowance. One allowance entitles the holder to emit one ton of CO<sub>2</sub>, two tones of N<sub>2</sub>O or perfluorocarbons (PFC).

Now the system has entered the third stage, which brought about significant changes in its operation [4]. The most important of these was setting the upper limit for all emissions for the whole EU ETS (in stages I and II, the limits were set for individual countries) and reducing that limit by 1.74% each year. Still, a large part of the allowances is allocated free of charge, especially for the industry at risk of CO<sub>2</sub> emission escape. The electric power sector is obliged to purchase all allowances at auctions [4]. Excluded are the countries that joined the European Union (EU) in 2004, where power plant operators still receive free emission allowances, and invest the saved capital in improving energy infrastructure [4]. The EU ETS, in its third stage, although implementing the Kyoto Protocol, contributes to reducing emissions, but is not itself a well-functioning system. The European Commission (EC) seeks to ensure that all allowances are distributed by auction, as this is the only way to implement the principle – the polluter pays [4]. The fourth stage is scheduled to commence in 2021. It will be based on auction sales, cooperation of European and non-European platforms on efficient control and monitoring of emissions [4].

### 3. Model of the electricity generation subsystem and the European Emissions Trading Scheme

The model of the electricity generation sub-sector in the EU ETS was developed using the MARKAL (MARKet ALlocation) optimisation package described in detail in [2]. MARKAL is a tool for programming development models of power systems, with emphasis on the generation structure, based on energy balance. The optimization procedure determines the cheapest way to cover the final or useful energy demand, depending on the model detail degree, meeting the imposed constraints. The model takes into consideration, inter alia, emission reduction mechanisms, including EU ETS, as described in detail in [2]. In this paper, the model assumptions are verified and the development of the electricity generation structure is forecast, as well as its capacity installed in the National Power System, until 2030. The

purpose of this analysis was also to examine how the absence of free allowances and the increase in their prices will affect the choice of electricity generation technologies, with particular regard to coal and nuclear power plants, in the aforementioned time perspective.

#### 3.1. Final electricity demand forecast

The modelling assumed the forecast of the demand for final electricity in Poland until 2030, broken down into economic sectors, included in [5]. It is presented in Tab. 1.

#### 3.2. Fuel price forecasts

Prices of the most important energy resources were forecast in the document, *Energy policy for Poland until 2030*. [6]. The coal price in 2009 was revalued, as already in 2015 it had dropped to ca. 59 USD/t (1,87 EUR/GJ) [7]. The forecast of prices of fuels imported to Poland is presented in Tab. 2. Also very important in the fuel pricing context are the prices of Polish energy coal, which in 2016 fluctuated around 213 PLN/t (2.35 EUR/GJ) and in the last months of 2016 increased to 219 PLN/t (2.42 EUR/GJ). This was a decrease, anyway, over the previous years, when the average price was 234 PLN/t (2.59 EUR/GJ) in 2015 and 280 PLN/t (3.09 EUR/GJ) in 2014 [7].

#### 3.3 Technical-economic-environmental details of electricity generation technologies

The results of modelling in MARKAL optimization package have an impact also on the emission coefficients assigned to each technology. For efficient operation of the model, it was necessary to implement the coefficients broken down by technology and type of fuel. These data were collected by the National Centre for Emission Balancing and Management (KOBiZE) in document *Net calorific values and CO<sub>2</sub> emission coefficients in 2012 for reporting under the European Emissions Trading Scheme for 2015* [8].

Listed in Tab. 3 are the key data needed to properly run the MARKAL model. These data were developed in [2] and updated

Specification/model year (planning period)	2010 (2010–2014)	2015 (2015–2019)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
<b>Industry and construction</b>	43.9	44.7	46.8	51.0	53.8
<b>Transport</b>	3.6	4.4	4.7	5.0	5.2
<b>Agriculture</b>	1.7	1.9	2.1	2.1	2.2
<b>Trade and services</b>	42.4	47.5	52.2	57.3	65.6
<b>Households</b>	27.8	30.9	33.6	36.5	40.7
<b>Total</b>	119.4	129.4	139.4	151.9	167.5

Tab. 1. Forecast of demand for final electricity [TWh/a], derived from [1], developed on the basis of [5]

Fuel	Unit	2010 (2010–2014)	2015 (2015–2019)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
<b>Natural gas</b>	EUR/GJ	5.58	7.94	8.73	9.23	9.66
<b>Hard coal</b>	EUR/GJ	2.79	2.79	2.93	3.01	3.01

Tab. 2. Forecast of prices of fuels imported to Poland, derived from [1], developed on the basis of [5]

Technology	$\eta$	$k_n$			$k_{es}$	$d$
	[%]	[EUR'10/kW]			[EUR'10/ kW/a]	[1/a]
		2010	2020	2030	2010–2030	2010–2030
Commercial hard-coal thermal plants –existing	39	1216	1216	1216	30.8	0.10
Commercial lignite thermal plants –existing	39	1216	1216	1216	30.8	0.10
Commercial CHP plants up to 200 MW* – existing	29	1575	1575	1575	22.8	0.10
Commercial CHP plants 100–199 MW* – existing	33	994	994	994	14.4	0.10
Commercial CHP plants 50–99 MW* – existing	23	1939	1939	1939	28.1	0.10
Commercial CHP plants up to 49 MW* – existing	18	3085	3085	3085	44.7	0.10
Commercial CHP plants – independent – existing	15	3029	3029	3029	43.8	0.10
Pumped storage plants – existing	67	1935	1935	1935	1.6	0.10
Plants with pumped storage element – existing	100	1737	1737	1737	173.7	0.10
Other hydro plants – existing	100	1625	1782	2111	44.8	0.10
Industrial hard coal CHP plants – existing	14	4583	4583	4583	66.3	0.10
Industrial gas CHP plants – existing	6	5224	5224	5224	75.6	0.10
Industrial biomass and gas CHP plants – existing	14	5001	5001	5001	72.4	0.10
Industrial other fuel CHP plants – existing	14	4369	4369	4369	63.2	0.10
Run-of-the-river plants – independent – existing	100	2891	2891	2877	50.0	0.10
Wind plants – existing	100	1281	1213	1156	31.0	0.07
Biogas plants – existing	30	2147	2058	1953	77.2	0.09
Biomass plants – existing	35	1706	1635	1550	56.4	0.08
Commercial hard-coal thermal plants – new (2010–2025)	43	1431	1431	1431	42.9	0.15
Commercial lignite thermal plants – new (2010–2025)	43	1431	1431	1431	42.9	0.15
Plants with coal gasification and CO <sub>2</sub> sequestration	38	2594	2594	2165	84.9	0.15
Thermal plants with coal dust boiler and CO <sub>2</sub> sequestration	34	2576	2576	2040	71.0	0.15
Thermal plants with coal dust boiler with supercritical parameters and CO <sub>2</sub> sequestration	34	2576	2576	2040	71.0	0.15
Thermal plants with lignite fluidal boiler with supercritical parameters and CO <sub>2</sub> sequestration	37	5687	5687	4937	84.2	0.15
Gas/steam plants with coal gasification and CO <sub>2</sub> sequestration	38	2594	2594	2165	84.9	0.15
Nuclear plants with PWR reactors (2025–2030)	34	4586	4437	3475	123.0	0.11
Wind farms – on shore	100	1281	1213	1156	31.0	0.07
Wind farms – off shore	100	3707	2863	2269	104.0	0.09
PV photovoltaic panels	100	2325	1634	1291	21.5	0.08
Plants with gasification of energy crops (biomass)	35	1706	1635	1550	56.4	0.08
Gas/steam plants with biomass gasification	58	3240	3240	3118	26.5	0.08
Gas/steam plants with biomass gasification and CO <sub>2</sub> sequestration	34	3888	3888	2598	35.1	0.08
Biogas engines	30	2147	2058	1953	77.2	0.09
Municipal waste fuelled steam turbines	50	6083	5833	5541	219.1	0.10
Gas plants – intervention sources (2015–2025)	41	359	359	359	14.3	0.09
Commercial natural gas plants – new (2010–2025)	62	716	716	716	17.9	0.09
Fuel cells for natural gas	50	4294	3578	1789	62.5	0.15
Commercial hard-coal CHP plants – new (2010–2025)	23	2317	2317	2317	33.5	0.08
Commercial natural gas CHP plants – new (2010–2025)	29	931	931	931	28.0	0.09
Commercial biomass CHP plants – new (2010–2025)	20	2891	2780	2655	103.4	0.08
CHP plants with biogas engine (new)	35	2791	2675	2539	100.4	0.09
CHP plants – fuel cells (natural gas)	50	4294	3578	1789	62.5	0.15
CHP plants – micro gas turbines (<120 kW)	33	4000	4000	3118	19.5	0.09

\* max. capacity

Tab. 3. Characteristics of electricity generation technologies, derived from [1], developed on the basis of [2, 9, 10]. Legend:  $\eta$  – gross electricity generation efficiency [%];  $k_n$  – unit capital expenditure relative to net capacity [EUR'10/kW];  $k_{es}$  – unit operating costs relative to net output [EUR'10/kW/a];  $d$  – discount rate [1/a]; E – power plants; EC – CHP plants; EJ – nuclear plants; GZ – natural gas; PWR – pressurized water reactor); WB – lignite; WK – hard coal

based on [9], which is an attachment to publication *World Energy Outlook 2014*. The discount rate ( $d$ ) was derived from [2] based on [10].

### 3.4. Limit of CO<sub>2</sub> allowances

Fig. 1 shows changes in the EU ETS allowance limit since the onset of the system (2005) and their trend until 2050. The chart shows the ineffectiveness of the EU ETS operation. The recorded emissions are much lower than the annual limits. If the emissions continue to fall at a slow pace, to achieve the EU targets it would be necessary to reduce the total number of allowances so that it is at most equal to the actual emissions. In the years 2005–2014 the emissions dropped by 24%, while they were projected to decline by 20% by 2020 [11]. Future goals were therefore prematurely achieved.

In the first and second stages of the EU ETS operation Poland received about 11% of the total pool of allowances available under the scheme [11]. It was assumed that this share would remain unchanged in the fourth EU ETS stage. The figures for stage three were derived from the forecast of the National Centre for Emission Balancing and Management (KOBIZE) [12], their indicative values are listed in Tab. 4.

### 3.5. Prices of CO<sub>2</sub> allowances

The other most important factor of the system success, just after to the total number of allowances available, is their price. This factor greatly affects the overall performance of the system. If it is too low, it fails to provide an incentive to invest in low-carbon solutions, because it is more profitable for generators to buy emission allowances. This is still possible as there are many available on the market. It may change only when the MSR Market Stability Reserve mechanism is implemented [15]. Then the number of allowances can be adjusted as needed, which will have a significant impact on their pricing.

Prices that fluctuated between 4–7 EUR/EUA in 2016 cannot ensure cost-effective investment in low-carbon technologies. It is estimated that the price cap at which the purchase of allowances would be a relatively heavy burden on participants is 30–36 EUR/EUA. In view of the current policy and the approach of governments to greenhouse gases, it is unlikely that the prices will rise by 500%. For Poland, with its economy carbon-based to the largest extent of all EU ETS participant countries, the consequences of such a solution could be disastrous, as after waiving the free allowances in 2019 it would probably not be able to bear the cost of purchasing them. [16]

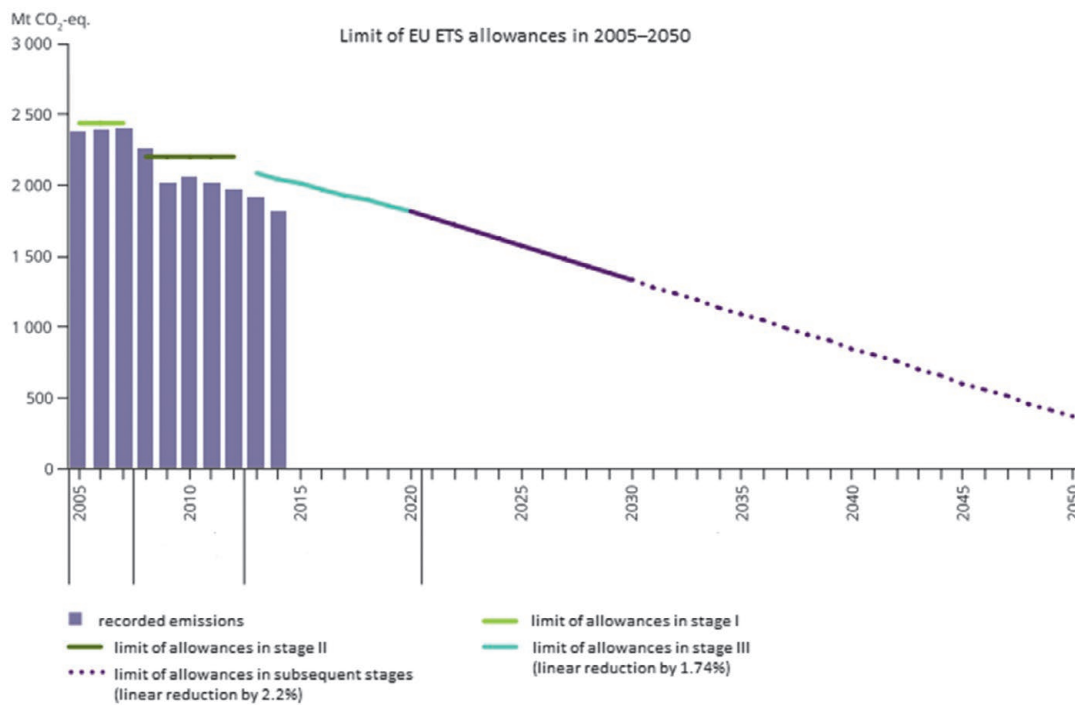


Fig. 1. Limit of allowances in 2005–2050, derived from [11]

	Year				
	2010	2015	2020	2025	2030
No of allowances for Poland (million t CO <sub>2</sub> -eq/a)	279.6	196.4	180.5	169.3	151.5
Number of free allowances allocated to power plants, CHPs and heat plants – averaged over the model period	151.8	56.1	0	0	0

Tab. 4. Current and anticipated number of allowances available to Polish EU ETS participants of and allocated free of charge to power plants, CHPs, and heat plants in Poland under EU ETS. (million t CO<sub>2</sub>-eq/a), developed on the basis of [1, 2], after [12–4]

	Year				
	2010 (2010– 2014)	2015 (2020– 2024)	2020 (2020– 2024)	2025 (2025– 2029)	2030 (2030– 2034)
PRICE 1 PEP 2050	<b>13</b>	<b>8</b>	13	19	25
PRICE 2 DECC (low)			10	31	52
PRICE 3 DECC (medium)			23	63	103

Tab. 5. Forecast of CO<sub>2</sub> emission allowance prices in EU ETS [EUR/ tCO<sub>2</sub> eq], derived from [1], developed after [11, 17, 19, 20]

The average allowance prices for the 2010–2014(2010 model) and 2015–2019 (2015 model) planning periods were entered to the model, well as their forecasts for the following years. The price for the 2010 model was derived from publication *Trends*

and projections in the EU ETS in 2015 [11], and the price for 2015 modelling from KOBiZE reports [17, 18]. The 2020–2030 forecast was developed by the UK's Department for Energy and Climate Change (DECC) [19]. DECC predicts three pricing paths – low, medium and high. For the purpose of this study the low and medium price scenarios were adopted, as they are more likely than the high price variant. In addition, the forecast developed for the draft document *Energy policy for Poland until 2050* (PEP 2050) [20] will appear in the model. The allowance pricing forecasts adopted for the analysis are set out in the Tab. 5.

#### 4. Results

Listed in Tab. 6 are forecasts of annual electricity generation outputs for each technology, for three CO<sub>2</sub> emission allowance price levels. In the case of PRICE 1 (PEP 2050 forecast), i.e. the lowest of the allowance prices under consideration, the

Electricity generation technology	Variant	2015		2020		2025		2030	
		A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>	A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>	A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>	A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>
Coal and lignite thermal plants – existing	PRICE 1	97,998	50	76,519	48	68,787	50	60,385	49
	PRICE 2	97,998	50	78,271	49	58,007	42	42,872	35
	PRICE 3	97,998	50	69,841	44	52,428	38	0	0
Coal and lignite thermal plants – new	PRICE 1	8,499	90	41,296	90	41,296	90	41,296	90
	PRICE 2	8,499	90	41,296	90	41,296	90	41,296	90
	PRICE 3	8,499	90	41,296	90	41,296	90	19,317	42
Coal and lignite thermal plants with sequestration	PRICE 1	–	–	–	–	–	–	–	–
	PRICE 2	–	–	–	–	–	–	2,522	90
	PRICE 3	–	–	–	–	–	–	65,372	90
Nuclear plants with PWR reactors	PRICE 1	–	–	–	–	–	–	943	83
	PRICE 2	–	–	–	–	–	–	24,721	83
	PRICE 3	–	–	–	–	–	–	24,721	83
RES – existing	PRICE 1	1,722	22	1,588	21	1,804	24	1,669	24
	PRICE 2	1,722	22	1,413	18	1,804	24	1,669	24
	PRICE 3	1,722	27	1,588	22	1,804	28	1,669	29
RES – new	PRICE 1	9,613	27	7,868	22	11,042	22	35,296	24
	PRICE 2	9,613	27	7,868	22	28,465	23	35,642	25
	PRICE 3	9,613	22	7,868	21	37,894	24	45,193	24
Gas plants – intervention sources	PRICE 1	–	–	0	0	0	0	0	0
	PRICE 2	–	–	0	0	0	0	0	0
	PRICE 3	–	–	0	0	0	0	0	0
Hydro plants	PRICE 1	2,941	15	2,791	14	3,269	16	3,269	16
	PRICE 2	2,492	12	2,492	12	2,610	13	2,610	13
	PRICE 3	2,941	15	2,791	14	2,760	14	3,269	16
Commercial CHPs	PRICE 1	22,882	46	18,039	41	17,679	47	13,295	46
	PRICE 2	22,882	46	18,039	41	17,679	47	13,295	46
	PRICE 3	22,882	46	17,646	40	17,514	47	13,081	45
Commercial CHPs – new	PRICE 1	311	16	1,899	17	11,628	35	15,483	37
	PRICE 2	311	16	1,899	17	3,964	25	7,085	31
	PRICE 3	311	16	440	5	560	7	341	4
Industrial CHP	PRICE 1	4,383	31	3,400	32	2,316	28	1,359	23
	PRICE 2	5,078	36	3,400	32	2,316	28	1,359	23
	PRICE 3	3,353	24	2,521	23	1,995	24	1,359	23

Tab. 6. Annual net electricity generation output A<sub>r</sub> [GWh/a] and utilisation of net generation capacity c<sub>f</sub> [%] broken down into technologies, developed on the basis of [1]

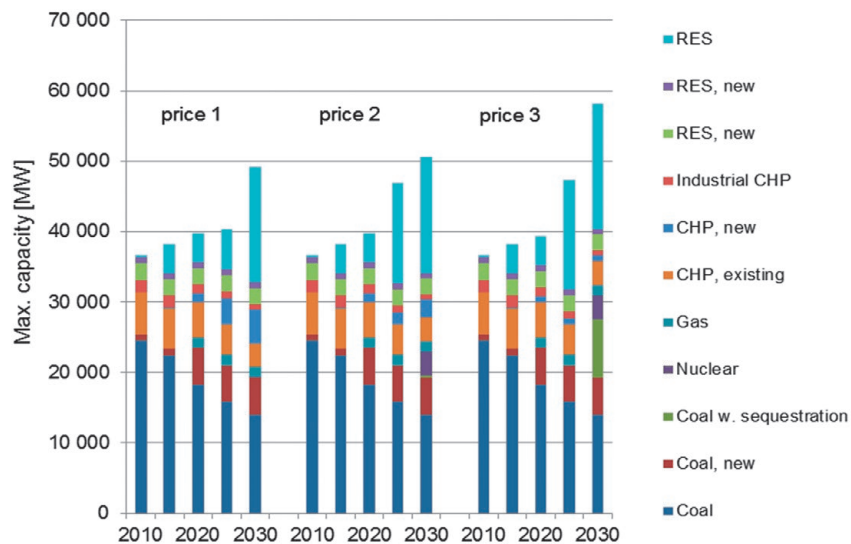


Fig. 2. Expected net generation capacity mix in the Polish power system [1]

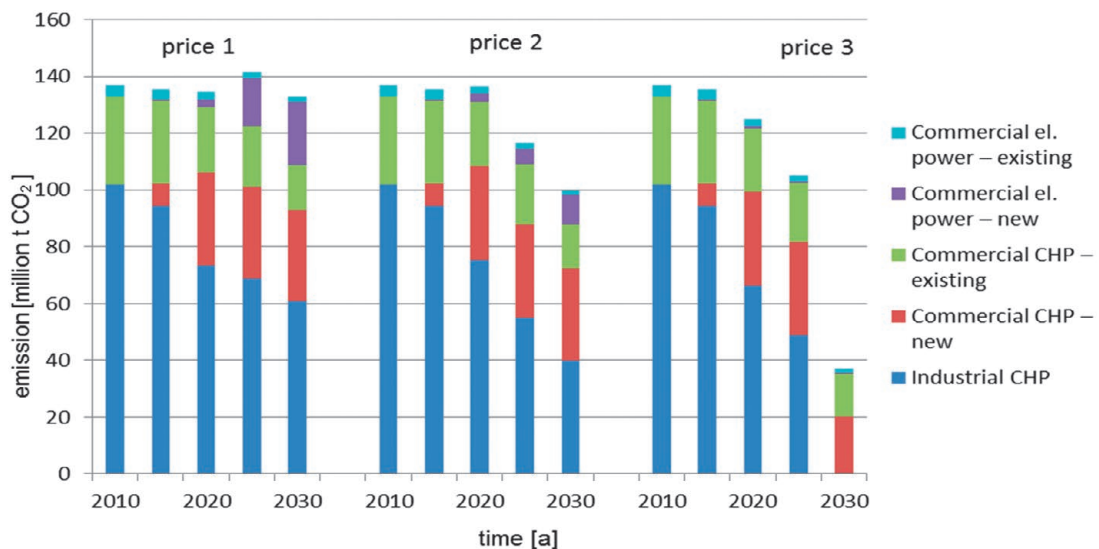


Fig. 3. Expected annual CO<sub>2</sub> emissions from Polish power plants and CHPs participating in the EU ETS allowance trading scheme [1]

introduction is not foreseen of the coal with CO<sub>2</sub> sequestration (CCS – Carbon Capture and Storage) technology, because this option is not competitive with regard to technologies without CCS. Similarly, in the case of PRICE 2, the share of sequestration-based technology in the electricity generation mix was only 1%, but with high allowance prices (PRICE 3) it increased to 38%. Therefore, this confirms the thesis that the allowance price has a significant impact on the will to invest in low-carbon solutions, including those based on CO<sub>2</sub> capture and storage. In addition, with the rise in allowance prices and the significant decline in electricity generation from coal-fuelled power plants and CHPs, grows the RES output. Electricity generation in nuclear power plants is proposed since 2030 on every pricing path. In the cases of PRICE 2 and PRICE 3, the share of nuclear power in the electricity generation mix was 14%, whereas in the case of PRICE 1 it amounted to 0.5% only.

Fig. 2 presents the net electricity generation capacity in the Polish power system, in the planning perspective until 2030.

The overall net electricity generation capacity grows with rising CO<sub>2</sub> emission allowance prices. Analysis of the net generation capacity utilisation in power plants of each type (Tab. 6) shows its decline in coal plants, existing and post-2010 (baseline year for the model) alike, under high EUA (PRICE 3) prices. Fig. 2 also shows the appearance of non-zero net capacities of gas power plants. Since they are operated as intervention sources at the peak demand for electric power in the system, their share in the electricity generation mix is negligible. They produce less than 0.5 GWh/a and their net capacity is 1459 MW in 2030, in all pricing paths. They are included in the mix is, because the model needs to reflect the requirements of peak load coverage and power reserve maintenance by the power system.

The MARKAL model analysis shows that the emissions decrease with the CO<sub>2</sub> allowance price's increase, as shown in Fig. 3. Therefore, the EU ETS scheme effectiveness depends to a large extent on the price of emission allowances, stimulated by the introduction of MSR market mechanisms such as the market

Season	Time of day	Variant	2015 (2015–2019)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
summer	day	PRICE 1	230	268	444	599
		PRICE 2	230	255	458	680
		PRICE 3	230	279	605	855
summer	night	PRICE 1	230	268	209	326
		PRICE 2	230	255	300	300
		PRICE 3	230	279	420	194
spring/autumn	day	PRICE 1	230	268	444	602
		PRICE 2	230	255	458	684
		PRICE 3	230	279	605	857
spring/autumn	night	PRICE 1	230	268	209	328
		PRICE 2	230	255	300	303
		PRICE 3	230	279	420	196
winter	day	PRICE 1	230	268	444	599
		PRICE 2	230	255	458	680
		PRICE 3	230	279	605	921
winter	night	PRICE 1	230	268	209	326
		PRICE 2	230	255	300	300
		PRICE 3	230	279	420	239

Tab. 7. Marginal cost of electricity broken down by year's sub-periods and variants of CO<sub>2</sub> emission allowance prices in PLN/MWh, developed on the basis of [1]

stability reserve. According to the highest price path (PRICE 3) the total annual CO<sub>2</sub> emissions from the Polish power plants and CHPs participating in the EU ETS would fall to 37 million t CO<sub>2</sub> in 2030, that is, by 70% compared to 2010, when the emissions amounted to 138 million t CO<sub>2</sub>. It is worth noting that the upper limit of the allowances for Poland assumed for 2030 was 151.5 million EUA.

Listed in Tab. 7 are the marginal costs of electricity. These results, obtained in the optimization process, are important for electricity consumers because, by way of the pricing mechanism, they are charged with high generation costs. In the most pessimistic variant of the EUA (PRICE 3) price, the marginal cost of electricity generation increases fourfold between 2015 and 2030. The increase in generation costs will be highest during the winter.

## 5. Summary

This analysis allows for critical assessment of the EU ETS scheme. If the CENA 3 scenario, i.e. very high prices of emission allowances, is realised in the future (103 EUR/t CO<sub>2-eq</sub> in 2030), the scheme will have the chance to perform properly and meet the CO<sub>2</sub> emission reduction requirements. However, if this does not happen, the scheme will be completely inefficient as there will be no financial incentive at which the emission reduction is profitable. Then the EU ETS scheme will not contribute to the reduction of CO<sub>2</sub> total emission, and it will only become a financial instrument similar to the tax system. In addition, the EU ETS scheme, based so much on the allowance price, which in this case is unstable and hardly predictable, can not be the basic tool for combating global warming for the whole European Union. Particularly sensitive to the allowance price are the technologies of fossil

fuel combustion with CO<sub>2</sub> sequestration. New and planned coal-fired power plants and CHP plants should be designed with the capacity to install carbon dioxide capture systems in case of a rise in the allowance prices. Today, this technology is considered to be a promising engineering solution that is actually able to reduce carbon dioxide emissions, and the results of this modelling have confirmed it. The problem, however, is the CO<sub>2</sub> storage in the long-term horizon. The storage potential has been included in the model.

Another conclusion that can be made on the basis of the analysis is the appropriateness of building nuclear power plants. All price variants indicate that nuclear power plants could make a significant contribution to reducing the national CO<sub>2</sub> emissions, but only in 2030. It is also the earliest technically feasible year in which this could happen, since the implementation of a nuclear power plant development project could last up to a dozen or so years.

## REFERENCES

1. M. Malinowska, "The model of European Union Emission Trading Scheme", Gdańsk University of Technology, 2016.
2. M. Jaskólski, "Modelling long-term technological transition of Polish power system using MARKAL: Emission trade impact", *Energy Policy*, Vol. 97, 2016, pp. 365–377.
3. European Council, "2030 Climate and energy policy framework – EUCO 169/14, 2014".
4. European Union, "The EU Emissions Trading System (EU ETS)", 2013.

5. The Energy Market Agency, "Projections of energy and fuel demand to 2030 – Update, 2011" [online], [http://www.mg.gov.pl/files/upload/11099/ARE MG\\_2011\\_Raport\\_koncowy\\_01\\_09\\_2011.pdf](http://www.mg.gov.pl/files/upload/11099/ARE MG_2011_Raport_koncowy_01_09_2011.pdf). [access: 31.08.2015].
6. Ministry of Economy of the Republic of Poland, "Energy Policy of Poland until 2030 – Appendix to Resolution no. 202/2009 of the Council of Ministers of 10 November 2009", Warsaw, 2009.
7. "Cena zbytu polskiego węgla w końcu przewyższyła koszt" [The selling price of Polish coal has finally surpassed the cost], WNP. pl Portal Gospodarczy, 2016 [online], [http://gornictwo.wnp.pl/cena-zbytu-polskiego-wegla-w-koncu-przewyzyyla-koszt,283706\\_1\\_0\\_0.html](http://gornictwo.wnp.pl/cena-zbytu-polskiego-wegla-w-koncu-przewyzyyla-koszt,283706_1_0_0.html) [access: 19.10.2016].
8. "Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2013 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2016" [Net calorific values and CO<sub>2</sub> emission coefficients in 2012 for reporting under the European Emissions Trading Scheme for 2016], Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2015 [online], <http://www.kobize.pl/en/article/aktualnosci-2015/id/664/wartosci-opalowe-wo-i-wskazniki-emisji-co2-we-w-roku-2013-do-raportowania-w-ramach-wspolnotowego-systemu-handlu-uprawnieniami-do-emisji-za-rok-2016> [access: 20.10.2016].
9. International Energy Agency, "IEA – Investment Costs, World Energy Outlook", 2014 [online], <http://www.worldenergyoutlook.org/weo-model/investmentcosts/> [access: 04.04.2016].
10. "Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies", Oxera, Oxford/Brussels, 2011.
11. "Trends and projections in the EU ETS in 2015", No. 14, European Environmental Agency, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015.
12. E. Smol, "Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem »limitu« krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013–2020" [Methodology with an example calculation of the "limit" of national greenhouse gas emission for Poland in 2013–2020], Warsaw, 2010.
13. "Regulation no. 472 of 10 April 2014 on the list of installations generating electricity, included in emission trading scheme within trading period beginning from 1 January 2013, with the reason for granting them emission allowances", Council of Ministers of the Republic of Poland, 2014.
14. "National Allocation Plan for CO<sub>2</sub> Emission Allowances 2008–2012 Trading Period", Ministry of the Environment of the Republic of Poland, Warsaw, 2006.
15. "Proposal for a decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC", European Commission, Brussels, 2014.
16. D. Anthes, G. Schattney, "The role of CO<sub>2</sub> for European and international climate policy, Sustainable Natural Resources Management", 2015 [online], <http://www.managingnaturalresources.com/single-post/2015/02/19/The-role-of-CO2-for-European-and-international-climate-policy-> [access: 20.10.2016].
17. "Raport z rynku CO<sub>2</sub>" [CO<sub>2</sub> market report], National Centre for Emission Balancing and Management KOBiZE, No. 53, 2016, pp. 1–11.
18. "Raport z rynku CO<sub>2</sub>" [CO<sub>2</sub> market report], National Centre for Emission Balancing and Management KOBiZE, 2017, No. 58, pp. 1–16.
19. "Updated short-term traded carbon values used for UK public policy appraisal", DECC, London, 2015.
20. „Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku" [Conclusions from prognostic analyses for the Polish Energy Policy until 2050], Ministry of Economy, Warsaw, 2015.

### Magdalena Anna Malinowska

Gdańsk University of Technology

e-mail: [magdalena27malinowska@gmail.com](mailto:magdalena27malinowska@gmail.com)

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2017). Currently a student of economics at the University of Gdańsk. Her scientific interests include energy economics, industrial organization, natural resources and environmental economics.

### Marcin Jaskólski

Gdańsk University of Technology

e-mail: [marcin.jaskolski@pg.gda.pl](mailto:marcin.jaskolski@pg.gda.pl)

Graduated from Gdańsk University of Technology (2002). An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His scientific interests, besides integrated modelling of power system development, include the use of RES and nuclear power generation. He completed a course in biomass use at the University of Lund in Sweden (2002–2003) and research fellowships at the International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) in Laxenburg, Austria (2003) and the Institute of Energy Economics and Rational Use of Energy (IER) at the University of Stuttgart (2004). He participated in courses in nuclear power engineering at the Atomic Energy and Alternative Energy (CEA) Commission in Saclay, France (2010). In 2011 he took an internship in nuclear reactor safety analysis at EDF SEPTEN research centre in Lyon.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

PL

# Modelowanie polskiego podsystemu wytwarzania energii elektrycznej w programie MARKAL ze szczególnym uwzględnieniem Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji

## Autorzy

Magdalena Anna Malinowska  
 Marcin Jaskólski

## Słowa kluczowe

energetyka, uprawnienia do emisji, unijny system handlu uprawnieniami do emisji, dekarbonizacja, MARKAL, EU ETS

## Streszczenie

Artykuł dotyczy problematyki emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej oraz działań mających na celu ich redukcję, w szczególności Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS). Model polskiego podsystemu wytwarzania energii elektrycznej, uwzględniający mechanizmy EU ETS, został opracowany za pomocą pakietu optymalizacyjnego MARKAL. Do modelu zostały wprowadzone dane zebrane na podstawie dostępnych projektów, rozporządzeń i danych statystycznych. Wyniki działania modelu posłużyły w sformułowaniu następujących wniosków. Nawet bardzo wysoka cena uprawnień do emisji (103 EUR/t CO<sub>2-eq</sub>) nie będzie skutkować całkowitą dekarbonizacją sektora elektroenergetycznego w perspektywie do 2030 roku. Jednakże poziomy cen uprawnień będą miały istotny wpływ na strukturę wytwarzania energii elektrycznej i osiągalną moc elektryczną w systemie. Jedynie wysokie ceny uprawnień będą bodźcem do inwestowania w jednostki wytwórcze wykorzystujące odnawialne zasoby energii i energię jądrową. Technologie wytwarzania energii elektrycznej wyposażone w układy wychwyty CO<sub>2</sub> mogą być szansą na utrzymanie gospodarki węglowej przy jednoczesnej redukcji emisji, ale problemem będzie składowanie dwutlenku węgla na dużą skalę.

Data wpływu do redakcji: 13.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 07.03.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

## 1. Wprowadzenie

Rosnące zanieczyszczenie środowiska emisjami gazów cieplarnianych, a w szczególności dwutlenku węgla, spowodowało, iż większość państw na świecie zaczęła kłaść ogromny nacisk na ich redukcję w celu zniwelowania zmian klimatycznych, jakie za sobą niosą. Dzięki inicjatywie Unii Europejskiej powstał Europejski System Handlu Emisjami (ang. EU ETS – *European Union Emission Trading Scheme*). Jest to pierwszy i zarazem największy system, którego głównym celem jest drastyczne obniżenie poziomu emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, pochodzących z jednostek przemysłu wytwórczego, energetycznego jak również, od 2012 roku, z lotnictwa. Idea stworzenia tego rynku powstała już w ubiegłym stuleciu, a weszła on w życie w 2005 roku. Od tej pory ulega nieustannym zmianom w celu doskonalenia jego działania, które jednak w dalszym ciągu jest dalekie od ideału, na co ma wpływ wiele zmieniających się czynników.

Celem tej analizy było odwzorowanie funkcjonowania systemu handlu emisjami w Unii Europejskiej w modelu rozwoju systemów energetycznych, w szczególności podsystemu wytwarzania energii elektrycznej. Przedstawiona została krótka charakterystyka EU ETS. Najważniejszą częścią pracy, szczegółowo opisanej w [1], było opracowanie danych liczbowych z zakresu handlu uprawnieniami do emisji, jak również weryfikacja modelu systemu, opracowanego z wykorzystaniem pakietu optymalizacyjnego MARKAL i szerzej zaprezentowanego w [2], przeprowadzenie analizy

optymalizacyjnej w horyzoncie czasowym do 2030 roku, zgodnym z perspektywą nowej polityki energetyczno-klimatycznej [3].

## 2. Europejski System Handlu Emisjami

Państwa członkowskie UE stworzyły system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, który ma kontrolować emisje, wspomagać działania proekologiczne, a w rezultacie przyczynić się do zahamowania zmian klimatycznych. EU ETS stanowi podstawę wypracowanej przez Unię Europejską strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych, będących rezultatem działalności człowieka. Walutą EU ETS są uprawnienia do emisji (EUA – *European Union Allowance*). Jedno uprawnienie daje prawo do wyemitowania przez daną jednostkę jednej tony CO<sub>2</sub>, dwóch ton N<sub>2</sub>O lub perfluorowęglodorów (PFC). Obecnie system weszła w trzeci etap, który przyniósł znaczące zmiany w jego funkcjonowaniu [4]. Najważniejszą z nich było ustalenie górnego limitu wszystkich emisji dla całego EU ETS (w etapach I i II limity dotyczyły poszczególnych państw) oraz zmniejszenie owego limitu o 1,74% każdego roku. W dalszym ciągu jednak duża część uprawnień przydzielana jest bezpłatnie, szczególnie dotyczy to przemysłu obciążonego ryzykiem ucieczki emisji CO<sub>2</sub>. Sektor elektroenergetyczny zobligowany jest do zakupu wszystkich uprawnień na aukcjach [4]. Wyjątkiem są państwa, które przystąpiły do Unii Europejskiej (UE) w 2004 roku, w których operatorzy elektrowni nadal otrzymują bezpłatne uprawnienia

do emisji, a zaoszczędzony kapitał mają inwestować w ulepszanie infrastruktury energetycznej [4]. EU ETS w trzecim etapie, choć realizuje postulaty Protokołu z Kioto, przyczyniając się do redukcji emisji, nie jest jednak sam w sobie dobrze funkcjonującym systemem. Komisja Europejska (KE) dąży do tego, aby wszystkie uprawnienia rozdzielane były drogą sprzedaży aukcyjnej, gdyż jest to jedyny sposób służący wdrożeniu zasady – zanieczyszczający płaci [4]. W 2021 roku planowane jest wejście w życie czwartego etapu. Ma on opierać się na prowadzeniu sprzedaży aukcyjnej, współpracy platform europejskich i tych spoza Europy, na sprawnym kontrolowaniu i monitorowaniu emisji [4].

## 3. Model podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Do opracowania modelu funkcjonowania podsektora wytwarzania energii elektrycznej w EU ETS wykorzystano model wykonany za pomocą pakietu optymalizacyjnego MARKAL (ang. *MARKet Allocation*), szczegółowo opisany w [2]. MARKAL to narzędzie do programowania modeli rozwoju systemów energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem struktury wytwórczej, na podstawie bilansu energii. Procedura optymalizacyjna wyznacza najtańszy sposób pokrycia zapotrzebowania na energię finalną lub użyteczną, w zależności od stopnia szczegółowości modelu, spełniający zadane ograniczenia. W modelu uwzględnione zostały m.in. mechanizmy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

PL

redukcji emisji, w tym EU ETS, co zostało szczegółowo opisane w [2]. W tym artykule dokonano weryfikacji założeń modelu i wyznaczono prognozy rozwoju struktury wytwarzania energii elektrycznej i zainstalowanej mocy elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do 2030 roku. Celem tej analizy było także sprawdzenie, jak brak bezpłatnych uprawnień oraz wzrost ich cen wpłynie na wybór technologii wytwarzania energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem elektrowni węglowych i jądrowych, w wyżej wspomnianej perspektywie czasowej.

### 3.1. Prognozy zapotrzebowania na finalną energię elektryczną

Do uruchomienia modelu wykorzystano prognozę zapotrzebowania na finalną energię elektryczną dla Polski do 2030 roku z podziałem na sektory gospodarki, zawartą w [5]. Przedstawiono ją w tab. 1.

### 3.2. Prognozy cen paliw

Prognoza cen najważniejszych surowców energetycznych została zamieszczona w dokumencie, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* [6]. Cena węgla prognozowana na 2009 rok została przeszacowana, gdyż już w 2015 roku spadła ona do ok. 59 USD/t (1,87 EUR/GJ) [7]. Prognozę cen paliw importowanych do Polski przedstawiono w tab. 2. W kontekście paliw bardzo ważne są również ceny polskiego węgla energetycznego, które w 2016 roku oscyływały wokół 213 zł/t (2,35 EUR/GJ), a w ostatnich miesiącach 2016 roku zanotowały wzrost do 219 zł/t (2,42 EUR/GJ). To i tak spadek w stosunku do poprzednich lat, kiedy średnia cena wynosiła 234 zł/t (2,59 EUR/GJ) w 2015 roku i 280 zł/t (3,09 EUR/GJ) w 2014 roku [7].

Wyszczególnienie/rok modelu (okres planowania)	2010 (2010–2014)	2015 (2015–2019)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
Przemysł i budownictwo	43,9	44,7	46,8	51,0	53,8
Transport	3,6	4,4	4,7	5,0	5,2
Rolnictwo	1,7	1,9	2,1	2,1	2,2
Handel i usługi	42,4	47,5	52,2	57,3	65,6
Gospodarstwa domowe	27,8	30,9	33,6	36,5	40,7
Razem	119,4	129,4	139,4	151,9	167,5

Tab. 1. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh/a], zaczerpnięto z [1], opracowano na podstawie [5]

Paliwo	Jednostka	2010 (2010–2014)	2015 (2015–2019)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
Gaz ziemny	EUR/GJ	5,58	7,94	8,73	9,23	9,66
Węgiel kamienny	EUR/GJ	2,79	2,79	2,93	3,01	3,01

Tab. 2. Prognoza cen paliw importowanych do Polski, zaczerpnięto z [1], opracowano na podstawie [5]

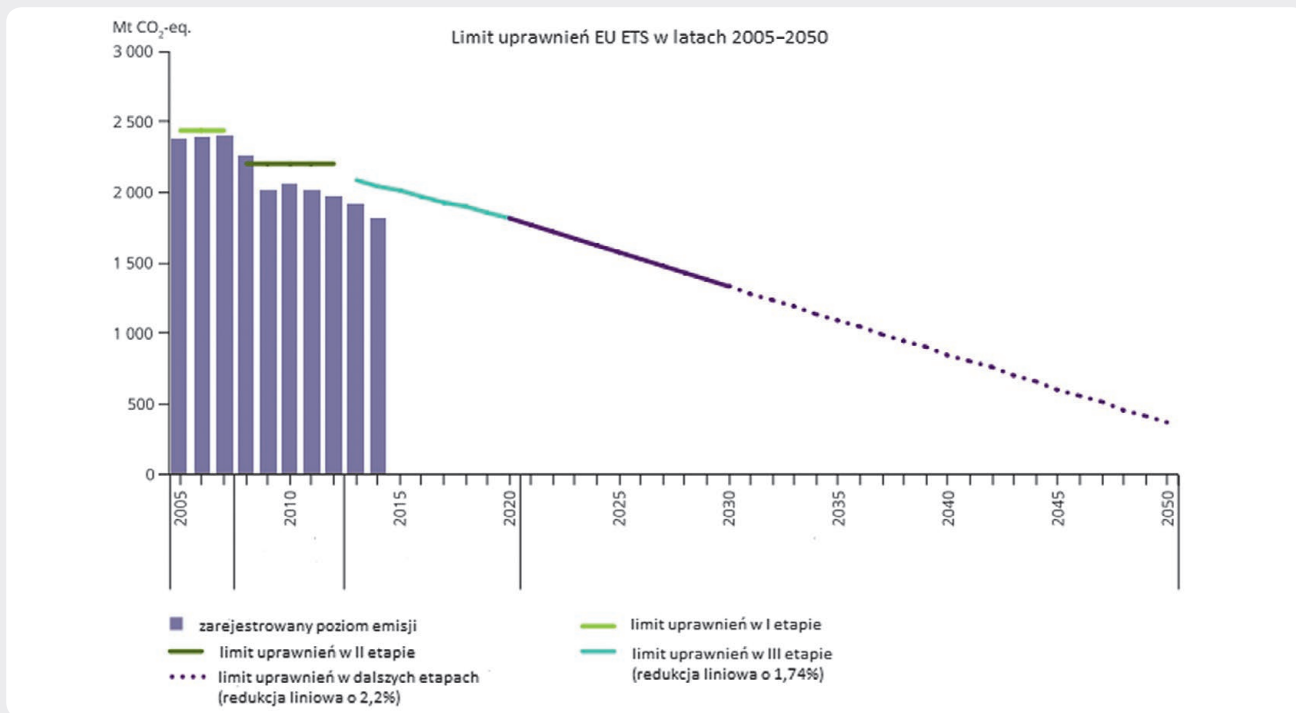
### 3.3. Dane techniczno-ekonomiczno-środowiskowe technologii wytwarzania energii elektrycznej

Na wyniki modelowania w pakiecie optymalizacyjnym MARKAL mają również wpływ wskaźniki emisyjności przypisane poszczególnym technologiom. Do sprawnego działania modelu potrzebne było zaimplementowanie współczynników w podziale na technologie i rodzaj paliwa. Dane te zostały zebrane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) w dokumencie *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2012 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2015* [8].

W tab. 3 zawarto kluczowe dane potrzebne do prawidłowego uruchomienia modelu MARKAL. Dane te zostały opracowane w [2] i zaktualizowane na podstawie [9], który jest załącznikiem do publikacji *World Energy Outlook 2014*. Stopa dyskonta (*d*) została zaczerpnięta z [2] na podstawie [10].

### 3.4. Limit uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Na rys. 1 przedstawiono, jak zmienił się limit przyznawanych uprawnień w EU ETS od początku działania systemu (2005) oraz trend zmian w perspektywie 2050 roku. Wykres uwiadamia o braku efektywności działania EU ETS. Zarejestrowana emisja jest na dużo niższym poziomie niż ustalane corocznie limity. Jeżeli emisja



Rys. 1. Limit uprawnień w latach 2005–2050, zaczerpnięto z [11]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Nazwa technologii	$\eta$	$k_n$			$k_{es}$	$d$
	[%]	[EUR'10/kW]			[EUR'10/ kW/a]	[1/a]
		2010	2020	2030	2010– 2030	2010– 2030
E ciepłne zawodowe na WK – istniejące	39	1216	1216	1216	30,8	0,10
E ciepłne zawodowe na WB – istniejące	39	1216	1216	1216	30,8	0,10
EC zawodowe o mocy od 200 MW* – istniejące	29	1575	1575	1575	22,8	0,10
EC zawodowe o mocy od 100 do 199 MW* – istniejące	33	994	994	994	14,4	0,10
EC zawodowe o mocy od 50 do 99 MW* – istniejące	23	1939	1939	1939	28,1	0,10
EC zawodowe o mocy do 49 MW* – istniejące	18	3085	3085	3085	44,7	0,10
EC zawodowe – niezależne – istniejące	15	3029	3029	3029	43,8	0,10
E szczytowo-pompowe – istniejące	67	1935	1935	1935	1,6	0,10
E z członem pompowym – istniejące	100	1737	1737	1737	173,7	0,10
E wodne zawodowe pozostałe – istniejące	100	1625	1782	2111	44,8	0,10
EC przemysłowe na WK – istniejące	14	4583	4583	4583	66,3	0,10
EC przemysłowe na gaz – istniejące	6	5224	5224	5224	75,6	0,10
EC przemysłowe na biomasę i biogaz – istniejące	14	5001	5001	5001	72,4	0,10
EC przemysłowe na inne paliwa – istniejące	14	4369	4369	4369	63,2	0,10
E wodne przepływowe – niezależne – istniejące	100	2891	2891	2877	50,0	0,10
E wiatrowe – istniejące	100	1281	1213	1156	31,0	0,07
E biogazowe – istniejące	30	2147	2058	1953	77,2	0,09
E na biomasę – istniejące	35	1706	1635	1550	56,4	0,08
E ciepłne zawodowe na WK – nowe (2010–2025)	43	1431	1431	1431	42,9	0,15
E ciepłne zawodowe na WB – nowe (2010–2025)	43	1431	1431	1431	42,9	0,15
E ze zgazowaniem WK i sekwestracją CO <sub>2</sub>	38	2594	2594	2165	84,9	0,15
E ciepłne z kotłem pyłowym na WK z sekwestracją CO <sub>2</sub>	34	2576	2576	2040	71,0	0,15
E ciepłne z kotłem pyłowym na WB na parametry nadkrytyczne z sekwestracją CO <sub>2</sub>	34	2576	2576	2040	71,0	0,15
E ciepłne z kotłem fluidalnym na WB na parametry nadkrytyczne z sekwestracją CO <sub>2</sub>	37	5687	5687	4937	84,2	0,15
E – układy gazowo-parowe ze zgazowaniem WB i sekwestracją CO <sub>2</sub>	38	2594	2594	2165	84,9	0,15
EJ z reaktorami PWR (2025–2030)	34	4586	4437	3475	123,0	0,11
E wiatrowe – lądowe	100	1281	1213	1156	31,0	0,07
E wiatrowe – morskie	100	3707	2863	2269	104,0	0,09
E – panele fotowoltaiczne PV	100	2325	1634	1291	21,5	0,08
E ze zgazowaniem upraw energetycznych (biomasa)	35	1706	1635	1550	56,4	0,08
E – układy gazowo-parowe ze zgazowaniem biomasy	58	3240	3240	3118	26,5	0,08
E – układy gazowo-parowe ze zgazowaniem biomasy z sekwestracją CO <sub>2</sub> (po 2030 roku)	34	3888	3888	2598	35,1	0,08
E – silniki na biogaz	30	2147	2058	1953	77,2	0,09
E – układy z turbiną parową opalane odpadami komunalnymi	50	6083	5833	5541	219,1	0,10
E gazowe – źródła interwencyjne (2015–2025)	41	359	359	359	14,3	0,09
E zawodowe na GZ – nowe (2010–2025)	62	716	716	716	17,9	0,09
Ogniwa paliwowe na gaz ziemny	50	4294	3578	1789	62,5	0,15
EC zawodowe na WK – nowe (2010–2025)	23	2317	2317	2317	33,5	0,08
EC zawodowe na gaz ziemny – nowe (2010–2025)	29	931	931	931	28,0	0,09
EC zawodowe na biomasę – nowe (2010–2025)	20	2891	2780	2655	103,4	0,08
EC z silnikiem na biogaz (nowe)	35	2791	2675	2539	100,4	0,09
EC – ogniwa paliwowe (gaz ziemny)	50	4294	3578	1789	62,5	0,15
EC – mikroturbiny gazowe (<120 kW)	33	4000	4000	3118	19,5	0,09

\*moc osiągalna elektryczna

Tab. 3. Charakterystyki technologii wytwarzania energii elektrycznej, zacierpnięte z [1], opracowane na podstawie [2, 9, 10]. Legenda:  $\eta$  – sprawność brutto wytwarzania energii elektrycznej [%];  $k_n$  – jednostkowe nakłady inwestycyjne odniesione do mocy elektrycznej netto [EUR'10/kW];  $k_{es}$  – jednostkowe koszty eksploatacyjne odniesione do mocy elektrycznej netto [EUR'10/kW/a];  $d$  – stopa dyskonta [1/a]; E – elektrownie; EC – elektrociepłownie; EJ – elektrownie jądrowe; GZ – gaz ziemny; PWR – reaktor wodny ciśnieniowy (ang. *Pressurized Water Reactor*); WB – węgiel brunatny; WK – węgiel kamienny

będzie nadal spadać w powolnym tempie, konieczne do osiągnięcia założonych przez UE celów byłoby obniżenie całkowitej liczby uprawnień, tak by była co najwyżej równa faktycznej emisji. W latach 2005–2014 poziom emisji spadł o 24%, a planowany był spadek o 20% w perspektywie do 2020 roku [11]. Przyszłe cele zostały zatem przedwcześnie osiągnięte.

W pierwszym i drugim etapie funkcjonowania EU ETS Polska otrzymywała ok. 11% z całej puli uprawnień dostępnych w ramach systemu [11]. Założono, że udział ten pozostanie bez zmian w etapie czwartym EU ETS. Dane liczbowe dla etapu trzeciego zostały zaczerpnięte z prognozy Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) [12], pogładowe ich wartości zostały zamieszczone w tab. 4.

### 3.5. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Drugim najważniejszym czynnikiem wpływającym na realizowanie celów systemu, zaraz po całkowitej dostępnej liczbie uprawnień, jest ich cena. Czynnikiem ten ma bardzo duży wpływ na całe funkcjonowanie systemu. Jeśli jest zbyt niska – nie stanowi bodźca dla jednostek do inwestowania w niskoemisyjne rozwiązania, ponieważ bardziej opłacalne jest dla wytwórców wykupienie praw do emisji. Jest to nadal możliwe, ponieważ na rynku jest dostępna duża ich liczba. Sytuacja ta może zmienić się dopiero, gdy do obiegu wejdzie mechanizm stabilności rynkowej – MSR (ang. *Market Stability Reserve*) [15]. Wtedy to liczbę uprawnień będzie można korygować w zależności od potrzeb, co będzie miało znaczący wpływ na kształtowanie się cen.

Ceny, które w 2016 roku oscylowały w zakresie 4–7 EUR/EUA, nie są w stanie zapewnić opłacalności inwestycji w niskoemisyjne rozwiązania technologiczne. Szacuje się, że pułapem cenowym, przy którym kupowanie uprawnień byłoby stosunkowo dużym obciążeniem dla uczestników, jest 30–36 EUR/EUA. W związku z obecną polityką i podejściem władz państw do problematyki gazów cieplarnianych jest to mało prawdopodobne, aby ceny wzrosły o 500%. Dla Polski, której gospodarka energetyczna opiera się na węglu w największym udziale ze wszystkich krajów uczestniczących w EU ETS, skutki takiego rozwiązania mogłyby być fatalne, gdyż po zniesieniu bezpłatnych uprawnień w 2019 roku prawdopodobnie nie byłaby w stanie ponieść kosztów ich zakupu. [16]

Do modelu wprowadzono średnie ceny uprawnień dla okresów planowania 2010–2014 (model 2010) oraz 2015–2019 (model 2015), a także ich prognozę na następne lata. Cena uprawnień dla modelu 2010 została zaczerpnięta z publikacji *Trends and projections in the EU ETS in 2015* [11], a cena dla modelowania 2015 z raportów przygotowywanych przez KOBIZE [17, 18]. Prognoza na lata 2020–2030 została opracowana przez brytyjski Departament ds. Energii i Zmian Klimatu (ang. *DECC – Department of Energy and Climate Change*) [19]. W przewidywaniach DECC prognozuje się trzy ścieżki – ceny: niskie, średnie i wysokie. Na potrzeby tej pracy użyte zostaną scenariusze niskich i średnich cen, gdyż istnieje większe prawdopodobieństwo kształtowania się ich

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

PL

	Lata				
	2010	2015	2020	2025	2030
Liczba uprawnień dla Polski (mln t CO <sub>2-eq</sub> /a)	279,6	196,4	180,5	169,3	151,5
Liczba darmowych uprawnień przyznana elektrowniom, elektrociepłowniom i ciepłowniom – uśredniona za okres modelu	151,8	56,1	0	0	0

Tab. 4. Aktualna i przewidywana liczba uprawnień dostępna dla polskich uczestników EU ETS oraz przyznawana za darmo elektrowniom, elektrociepłowniom i ciepłowniom w Polsce w ramach EU ETS (mln t CO<sub>2-eq</sub>/a), opracowano na podstawie [1, 2], według [12–4]

	lata				
	2010 (2010–2014)	2015 (2020–2024)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
CENA 1 PEP 2050	13	8	13	19	25
CENA 2 DECC (ceny niskie)			10	31	52
CENA 3 DECC (ceny średnie)			23	63	103

Tab. 5. Prognoza ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w EU ETS [EUR/tCO<sub>2-eq</sub>], zaczerpnięto z [1], opracowano według [11, 17, 19, 20]

na tym poziomie niż wariantu cen wysokich. Dodatkowo w modelu pojawi się prognoza opracowana na potrzeby projektu dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2050 roku* (PEP 2050) [20]. Prognozy cen uprawnień, użyte w analizie, zostały zamieszczone w tab. 5.

#### 4. Wyniki

W tab. 6 przedstawiono przewidywane wielkości rocznych produkcji energii elektrycznej w poszczególnych technologiach, dla trzech poziomów cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. W przypadku CENA 1 (prognoza PEP 2050), czyli najniższych z rozpatrywanych cen uprawnień, nie jest przewidziane wprowadzenie technologii wytworczych na węgiel z sekwestracją CO<sub>2</sub> (ang. CCS – Carbon Capture and Storage), ponieważ ta opcja nie jest konkurencyjna w stosunku do technologii bez CCS. Podobnie w przypadku CENA 2 udział technologii z sekwestracją w całej strukturze wytwarzania energii elektrycznej wyniósł zaledwie 1%, ale w przypadku wysokich cen uprawnień (CENA 3) udział ten był na poziomie 38%. Tym samym jest to potwierdzenie tezy, że cena uprawnień ma znaczący wpływ na chęć

Technologia wytwarzania energii elektrycznej	Wariant	2015		2020		2025		2030	
		A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>	A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>	A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>	A <sub>r</sub>	c <sub>f</sub>
E ciepłe na WK i WB – istniejące	CENA 1	97 998	50	76 519	48	68 787	50	60 385	49
	CENA 2	97 998	50	78 271	49	58 007	42	42 872	35
	CENA 3	97 998	50	69 841	44	52 428	38	0	0
E ciepłe na WK i WB – nowe	CENA 1	8 499	90	41 296	90	41 296	90	41 296	90
	CENA 2	8 499	90	41 296	90	41 296	90	41 296	90
	CENA 3	8 499	90	41 296	90	41 296	90	19 317	42
E ciepłe na WK i WB z sekwestracją	CENA 1	–	–	–	–	–	–	–	–
	CENA 2	–	–	–	–	–	–	2 522	90
	CENA 3	–	–	–	–	–	–	65 372	90
EJ z reaktorami PWR	CENA 1	–	–	–	–	–	–	943	83
	CENA 2	–	–	–	–	–	–	24 721	83
	CENA 3	–	–	–	–	–	–	24 721	83
E OZE – istniejące	CENA 1	1 722	22	1 588	21	1 804	24	1 669	24
	CENA 2	1 722	22	1 413	18	1 804	24	1 669	24
	CENA 3	1 722	27	1 588	22	1 804	28	1 669	29
E OZE – nowe	CENA 1	9 613	27	7 868	22	11 042	22	35 296	24
	CENA 2	9 613	27	7 868	22	28 465	23	35 642	25
	CENA 3	9 613	22	7 868	21	37 894	24	45 193	24
E gazowe – źródła interwencyjne	CENA 1	–	–	0	0	0	0	0	0
	CENA 2	–	–	0	0	0	0	0	0
	CENA 3	–	–	0	0	0	0	0	0
E wodne	CENA 1	2 941	15	2 791	14	3 269	16	3 269	16
	CENA 2	2 492	12	2 492	12	2 610	13	2 610	13
	CENA 3	2 941	15	2 791	14	2 760	14	3 269	16
EC zawodowe	CENA 1	22 882	46	18 039	41	17 679	47	13 295	46
	CENA 2	22 882	46	18 039	41	17 679	47	13 295	46
	CENA 3	22 882	46	17 646	40	17 514	47	13 081	45
EC zawodowe – nowe	CENA 1	311	16	1 899	17	11 628	35	15 483	37
	CENA 2	311	16	1 899	17	3 964	25	7 085	31
	CENA 3	311	16	440	5	560	7	341	4
EC przemysłowe	CENA 1	4 383	31	3 400	32	2 316	28	1 359	23
	CENA 2	5 078	36	3 400	32	2 316	28	1 359	23
	CENA 3	3 353	24	2 521	23	1 995	24	1 359	23

Tab. 6. Roczna produkcja energii elektrycznej netto A<sub>r</sub> [GWh/a] oraz stopień wyzyskania mocy elektrycznej netto c<sub>f</sub> [%] w podziale na technologie, opracowano na podstawie [1]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

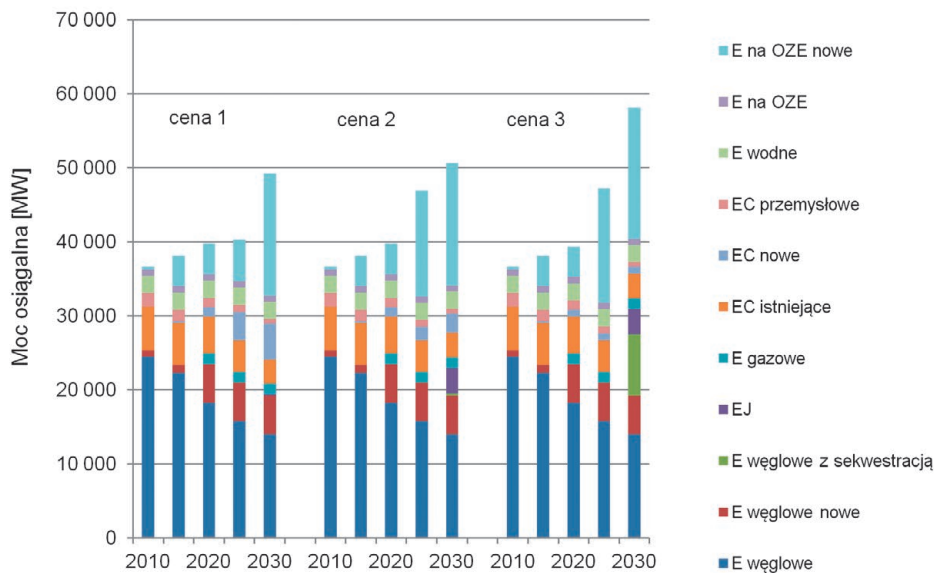
PL

inwestowania w niskoemisyjne rozwiązania, w tym oparte na wychwycie i składowaniu CO<sub>2</sub>. Dodatkowo wraz ze wzrostem cen uprawnień i znacznym spadkiem produkcji energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni na węgiel wzrasta produkcja bazująca na odnawialnych źródłach energii. Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych jest proponowane od 2030 roku, w każdej ścieżce cenowej. W przypadkach CENA 2 i CENA 3 udział elektrowni jądrowych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wyniósł 14%, podczas gdy w przypadku CENA 1 wyniósł on zaledwie 0,5%.

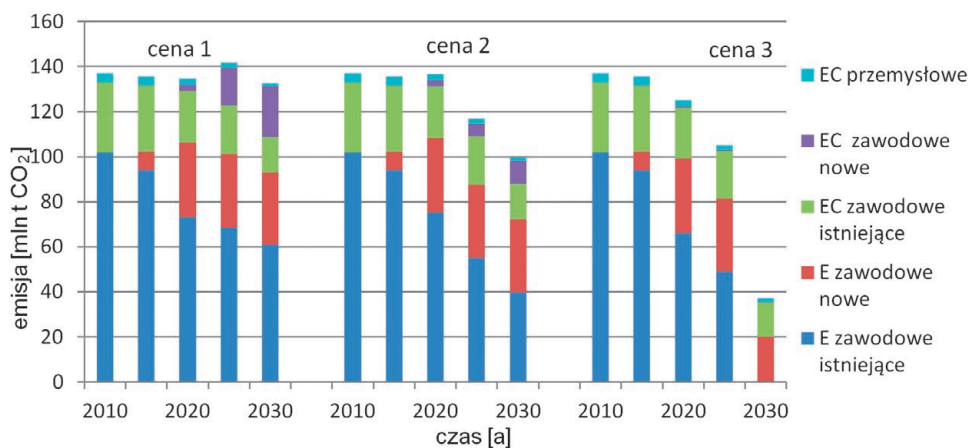
Na rys. 2 zaprezentowano strukturę mocy elektrycznej netto w polskim systemie elektroenergetycznym, w perspektywie planowania do 2030 roku. Całkowita moc elektryczna netto jest tym wyższa, im wyższa jest cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Analiza stopni wyzyskania mocy elektrycznej netto poszczególnych typów elektrowni (tab. 6)

pokazuje, że ma to związek ze zmniejszeniem wartości tego stopnia dla elektrowni węglowych, zarówno istniejących, jak i zbudowanych po 2010 roku (bazowym roku dla modelu), w warunkach wysokich cen EUA (CENA 3). Na rys. 2 pojawiają się również niezerowe wartości mocy netto dla elektrowni gazowych. Ze względu na to, że pracują one jako źródło interwencyjne przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc elektryczną w systemie, mają one pomijalnie mały udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Produkują ilość energii mniejszą niż 0,5 GWh/a, a ich moc netto jest na poziomie 1459 MW w 2030 roku, we wszystkich ścieżkach cenowych. Ich obecność w strukturze wynika z wymagań stawianych modelowi, odwzorowujących wymagania stawiane systemowi elektroenergetycznemu, w zakresie pokrycia szczytowego obciążenia oraz utrzymania wymaganej rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym.

W rozpatrywanej analizie z zastosowaniem modelu MARKAL spadki poziomu emisji są tym większe, im bardziej wzrasta cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co ilustruje rys. 3. Skuteczność EU ETS zależy zatem w znacznej mierze od ceny uprawnień do emisji, stymulowanej poprzez wprowadzenie mechanizmów rynkowych, takich jak rezerwa stabilności rynkowej (ang. MSR – *Market Stability Reserve*). Według ścieżki najwyższych cen (CENA 3) całkowity poziom rocznej emisji CO<sub>2</sub> w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach, uczestniczących w EU ETS, miałyby spaść do 37 mln t CO<sub>2</sub> w 2030 roku, czyli o 70% w stosunku do 2010 roku, kiedy poziom emisji wyniósł 138 mln t CO<sub>2</sub>. Warto zaznaczyć, że założony górny limit uprawnień dla Polski na 2030 rok wynosił 151,5 mln EUA. W tab. 7 przedstawiono koszt końcowy energii elektrycznej. Wyniki te, otrzymane w procesie optymalizacji, są ważne z punktu widzenia odbiorców energii elektrycznej,



Rys. 2. Przewidywana struktura mocy elektrycznej netto w polskim systemie elektroenergetycznym [1]



Rys. 3. Przewidywane roczne wielkości emisji CO<sub>2</sub> z elektrowni i elektrociepłowni w Polsce, uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami (EU ETS) [1]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

PL

gdyż to oni poprzez cenę energii są obciążani wysokimi kosztami wytwarzania. W najbardziej pesymistycznym wariantcie ceny EUA (CENA 3) koszt końcowy wytwarzania energii elektrycznej wzrasta czterokrotnie w okresie 2015–2030. Wzrost kosztów wytwarzania będzie najwyższy w okresie zimowym.

### 5. Podsumowanie

Przeprowadzona w pracy analiza pozwala na krytyczną ocenę systemu EU ETS. Jeśli w przyszłości spełniony zostanie scenariusz CENA 3, czyli bardzo wysokich cen uprawnień do emisji (103 EUR/t CO<sub>2</sub>-eq w roku 2030), system będzie miał szansę działać poprawnie i spełnić postulat dotyczący redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Jeżeli jednak tak się nie stanie, system będzie całkowicie niewydolny, gdyż nie będzie bodźca finansowego, przy którym redukcja emisji byłaby opłacalna. W tej sytuacji system EU ETS nie będzie przyczyniał się do redukcji ogólnej ilości emisji CO<sub>2</sub>, a stanie się jedynie instrumentem finansowym, podobnym do systemu podatkowego. Dodatkowo system EU ETS, który aż w tak dużym stopniu bazuje na cenie uprawnień, która w tym przypadku jest wartością niestabilną i trudną do przewidzenia, nie może być podstawowym narzędziem do walki z globalnym ociepleniem dla całej Unii Europejskiej. Szczególnie wrażliwe na ceny uprawnień są technologie spalania paliw kopalnych z sekwestracją CO<sub>2</sub>. Nowe i planowane elektrownie i elektrociepłownie na węgiel powinny być przystosowane do zainstalowania w nich układów do wychwytu dwutlenku węgla na wypadek wzrostu cen uprawnień. Obecnie technologia ta jest uważana za obiecujące rozwiązanie technologiczne, które faktycznie jest w stanie zredukować poziom emisji dwutlenku węgla, a wyniki modelowania to potwierdzają. Problemem jednak jest składowanie CO<sub>2</sub> w horyzoncie długoterminowym. Potencjał składowania został uwzględniony w modelu. Kolejnym wnioskiem, który można sformułować na podstawie dokonanej analizy, jest zasadność budowy elektrowni jądrowych. Wszystkie warianty cenowe wskazują na to, że elektrownie jądrowe mogłyby mieć istotny wkład w obniżeniu krajowych emisji CO<sub>2</sub>, ale dopiero w 2030 roku. Jest to też najwcześniejszy możliwy ze względów technicznych rok, w którym mogłoby to nastąpić, gdyż realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej może trwać nawet kilkanaście lat.

### Bibliografia

1. Malinowska M., The model of European Union Emission Trading Scheme [in Polish: Opracowanie modelu systemu handlu uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej], Gdańsk University of Technology, 2016.
2. Jaskólski M., Modelling long-term technological transition of Polish power system using MARKAL: Emission trade impact, *Energy Policy* 2016, Vol. 97, s. 365–377.

pora roku	pora dnia	Wariant	2015 (2015–2019)	2020 (2020–2024)	2025 (2025–2029)	2030 (2030–2034)
lato	dzień	CENA 1	230	268	444	599
		CENA 2	230	255	458	680
		CENA 3	230	279	605	855
lato	noc	CENA 1	230	268	209	326
		CENA 2	230	255	300	300
		CENA 3	230	279	420	194
wiosna/jesień	dzień	CENA 1	230	268	444	602
		CENA 2	230	255	458	684
		CENA 3	230	279	605	857
wiosna/jesień	noc	CENA 1	230	268	209	328
		CENA 2	230	255	300	303
		CENA 3	230	279	420	196
zima	dzień	CENA 1	230	268	444	599
		CENA 2	230	255	458	680
		CENA 3	230	279	605	921
zima	noc	CENA 1	230	268	209	326
		CENA 2	230	255	300	300
		CENA 3	230	279	420	239

Tab. 7. Koszt końcowy energii elektrycznej w podziale na podokresy roku i warianty cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w zł/MWh, opracowano na podstawie [1]

3. European Council, 2030 Climate and energy policy framework – EUCO 169/14, 2014.
4. European Union, The EU Emissions Trading System (EU ETS), 2013.
5. The Energy Market Agency, Projections of energy and fuel demand to 2030 – Update, 2011 [online], [http://www.mg.gov.pl/files/upload/11099/ARE MG 2011\\_Raport\\_koncowy\\_01\\_09\\_2011.pdf](http://www.mg.gov.pl/files/upload/11099/ARE MG 2011_Raport_koncowy_01_09_2011.pdf). [dostęp: 31.08.2015].
6. Ministry of Economy of the Republic of Poland, Energy Policy of Poland until 2030 – Appendix to Resolution no. 202/2009 of the Council of Ministers of 10 November 2009, Warsaw, 2009.
7. Cena zbytu polskiego węgla w końcu przewyższyła koszt, WNP.pl Portal Gospodarczy, 2016 [online], [http://gornictwo.wnp.pl/cena-zbytu-polskiego-węgla-w-koncu-przewyższyła-koszt,283706\\_1\\_0\\_0.html](http://gornictwo.wnp.pl/cena-zbytu-polskiego-węgla-w-koncu-przewyższyła-koszt,283706_1_0_0.html) [dostęp: 19.10.2016].
8. Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2013 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2016, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2015 [online], <http://www.kobize.pl/en/article/aktualnosc-2015/id/664/wartosci-opalowe-wo-i-wskazniki-emisji-co2-we-w-roku-2013-do-raportowania-w-ramach-wspolnotowego-systemu-handlu-uprawnieniami-do-emisji-za-rok-2016> [dostęp: 20.10.2016].
9. International Energy Agency, IEA – Investment Costs, World Energy Outlook, 2014 [online], <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/> [dostęp: 4.04.2016].
10. Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies, Oxera, Oxford/Brussels, 2011.
11. Trends and projections in the EU ETS in 2015, No. 14, European Environmental Agency, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015.
12. Smol E., Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem „limitu” krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013–2020, Warszawa, 2010.
13. Regulation no. 472 of 10 April 2014 on the list of installations generating electricity, included in emission trading scheme within trading period beginning from 1 January 2013, with the reason for granting them emission allowances, Council of Ministers of the Republic of Poland, 2014.
14. National Allocation Plan for CO<sub>2</sub> Emission Allowances 2008–2012 Trading Period, Ministry of the Environment of the Republic of Poland, Warsaw, 2006.
15. Proposal for a decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC, European Commission, Brussels, 2014.
16. Anthes D., Schattney G., The role of CO<sub>2</sub> for European and international climate policy, Sustainable Natural Resources Management, 2015 [online], <http://www.managingnaturalresources.com/single-post/2015/02/19/The-role-of-CO2-for-European-and-international-climate-policy-> [dostęp: 20.10.2016].
17. Raport z rynku CO<sub>2</sub>, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami 2016, nr 53, s. 1–11.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 147–154. When referring to the article please refer to the original text.

PL

18. Raport z rynku CO<sub>2</sub>, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami 2017, nr 58, s. 1–16.
19. Updated short-term traded carbon values used for UK public policy appraisal, DECC, London, 2015.
20. Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2015.

#### Magdalena Anna Malinowska

inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: magdalena27malinowska@gmail.com

Absolwentka Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Sterowania Politechniki Gdańskiej (2017). Obecnie studentka ekonomii na Uniwersytecie Gdańskim. Jej zainteresowania naukowe to ekonomia energii, organizacja przemysłu, zasoby naturalne i ekonomia środowiska.

#### Marcin Jaskólski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Politechnice Gdańskiej (2002). Jest adiunktem w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmuje wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. Ukończył szkolenia na temat wykorzystania biomasy na Uniwersytecie w Lund w Szwecji (2002–2003) i odbył stypendia naukowe w Międzynarodowym Instytucie Analiz Systemów Stosowanych (IIASA) w Laxenburgu, Austria (2003) oraz Instytucie Ekonomii Energetyki i Racjonalnego Wykorzystania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2004). Uczestniczył w kursach z dziedziny energii jądrowej w Komisji Energii Atomowej i Energii Alternatywnej (CEA) w Saclay we Francji (2010). W 2011 roku odbył praktyki w zakresie analizy bezpieczeństwa reaktorów jądrowych w centrum badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.