

Market Price Prediction of Property Rights from Gas Fired Plants or Plants with Total Installed CHP Source Capacity Below 1 MW until 2025

Authors

Alicja Stoltmann
 Adrian Miller
 Paweł Bućko

Keywords

property rights, energy certification, property right price prediction

Abstract

The resolution on the *Polish Energy Policy until 2030* (PEP-30) was adopted by the Council of Ministers on 10 November 2009. The document specifies the combined electricity and heat generation as a direction of pursuing the goals of energy efficiency, fuel and energy supply security, competitive fuel and energy markets development, and reduction of the energy sector's environmental impact. PEP-30 assumes that electricity generation from high-efficiency co-generation will double by 2020 compared to 2006. Since 2007, a support scheme for CHP generators has been in place in Poland, in the form of transferable property rights from the energy origin, so-called certificates. The yellow certificate is granted for energy generated in gas-fired plants or in units with a capacity below 1 MW. The amendment to the *Energy Law* extends the support scheme's validity until the end of 2018. This paper presents the market price prediction for property rights in CHP until 2025 for gas fired plants or plants with the total CHP source installed capacity below 1 MW, assuming the scheme's extension in its present form.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017315

Received: 26.02.2017

Received in revised form: 07.03.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. Introduction

Property rights from gas fired plants or plants with a total capacity installed in CHP source below 1 MW – so-called yellow certificates – were introduced in 2007 as a support scheme for generators under the amendment to the *Energy Law* [1] pursuant to *Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC* [2]. As defined in the *Energy Law*, cogeneration is the “simultaneous generation of heat and electricity or mechanical energy in the same technological process” [1]. Combined generation of electricity and heat in cogeneration plants contributes to the reduction of CO₂ emissions as a result of increased efficiency of useful energy generation and the saving of primary fuel compared to separated processes [3]. The CHP generation sector development is an important direction of efforts aimed at improving the economy's energy efficiency

included in the *Polish Energy Policy until 2030* (PEP-30) [4]. This document sets out six energy policy directions:

- a) improvement of energy efficiency
- b) increase in security of fuel and energy supplies
- c) diversification of electricity generation mix by adding nuclear power
- d) development of RES, including biofuels
- e) development of competitive markets for fuels and energy
- f) reduction of the energy sector's environmental impact.

The CHP generation technology has been adopted as one of the most important areas of actions to achieve the objectives set out in sub points a, b, e, and f [5].

The PEP-30 document recognised that the cogeneration development will increase the country's energy security and therefore the “double growth by 2020 of the electricity generation by high-efficiency cogeneration technology compared to 2006” [4] has been adopted as a quantitative target of the national energy policy.

The yellow certificate support scheme has been extended until 2018, under the *Act of 14 March 2014 amending the Energy Law Act and some other acts* [6]. It should be considered necessary because of the need to reach the quantitative target set out in the *Polish Energy Policy until 2030* [4], which aims to double the high-efficiency electricity cogeneration by 2020 compared to 2006. This means that in 2020 ca. 49 TWh of electricity should come from the high-efficiency cogeneration.

Additional revenue from sale of the yellow certificates of energy origin resulted in the split of an electricity and heat generator's revenue into two streams: sales of energy and of the yellow certificates. According to the *Energy Law*, "industrial customer, energy company, final customer and commodity brokerage house or a brokerage house referred to in Sec. 1a, to the extent specified in the regulations issued pursuant to Sect. 9, shall: 1) obtain and submit to the President of the Energy Regulatory Office for redemption any certificate of origin referred to in Art. 9e Sect. 1 or Art. 9o Sec. 1 and issued for electricity generated in a sources located in the territory of the Republic of Poland or located in an exclusive economic zone or 2) pay the substitute fee within the deadline specified in Sec. 5, calculated in the manner specified in Sect. 2" [1]. Prices of the certificates depend on market transactions recorded by the Polish Power Exchange (TGE). Property rights in the certificates of origin for electricity generated in a gas-fuelled CHP plant or with the total installed electric power capacity of up to 1 MW, in the TGE data are marked with the PM-GM symbol.

The obligation fulfilment criterion is the submittal to the President of the Energy Regulatory Office (URE) of the required number of certificates or a proof of payment of the substitute fee corresponding to the number of certificates missing to fulfil the obligation. Market trading of the certificates between energy generators and entities obliged to redeem them is subject to the risk of a certificate price fall in the event of their excess (oversupply) in the market. The yellow certificates of energy origin should be obligatorily redeemed in the year of their issue

(by ERO), otherwise their validity expires. This legal regulation prevents the oversupply of yellow certificates in the market as a result of their accumulation. An excessive number of available certificates can significantly lower their market price relative to the substitute fee level. A similar situation occurred in the market of the so-called green certificates issued by the President of the Energy Regulatory Office for energy generation from RES. Resulting from their large oversupply in 2012–2016, the market price of the property rights is more than four times lower than the relevant substitute fee. This creates problems for the regulator, as the scheme is no longer attractive to investors, as well as for energy generators, who now don't earn the expected benefits, causing them financial difficulties. Listed below are the surpluses of the property rights arising from RES generation and the average annual selling prices in transactions concluded at the Polish Power Exchange (TGE).

Revenue from the sale of the certificates significantly affects the financial viability of investment, and consequently the decision to build new plants or not [8]. In [9] the profitability of agricultural biogas plants is analysed. It was found that the certificate price significantly affects the return on investment, due to the revenue from the financial support (relating to the energy certification schemes) and the need to repay high investment outlays. In [10] the determinants are presented of the heat sector development in Poland. The support schemes in the form of certificates have been identified as key factors of the enterprises' positive bottom lines. Also in [11] the yellow certificate support scheme's importance has been recognised in driving the CHP generation development. It's been indicated in [12] that CHP heat units feature higher energy efficiency compared to coal or biomass fired units, although their economic efficiency depends on the support measures i.e. the yellow certificates. According to reference literature, the prediction of the market price of property rights is important in determining the profitability of investment and is addressed in the literature.

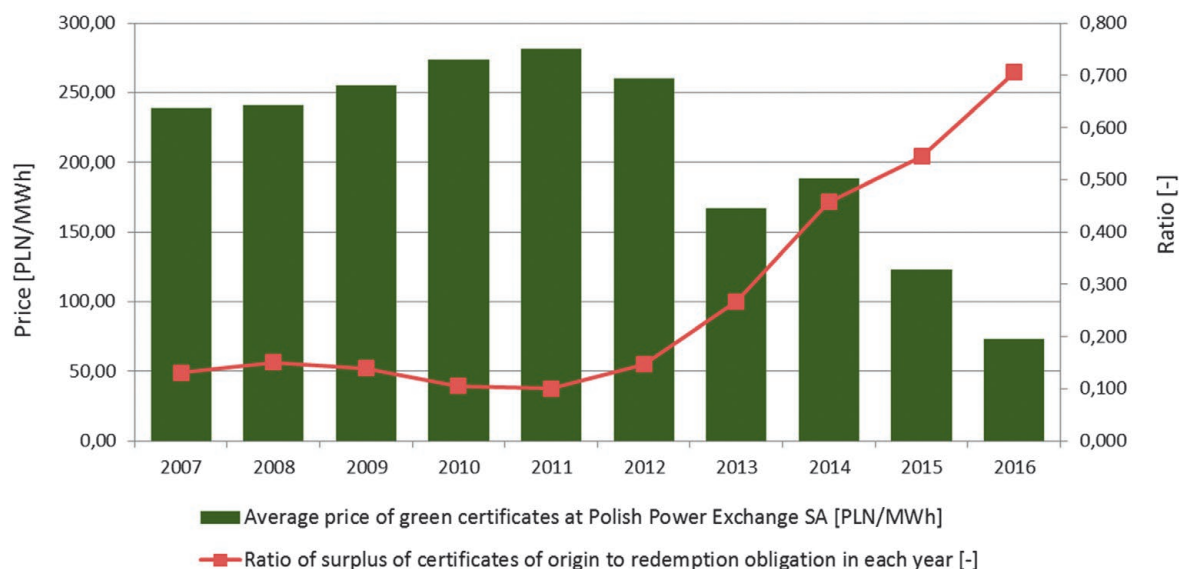


Fig. 1. Average annual prices of green certificates and surpluses of property rights in each year, source: own compilation of TGE data [7]

2. PM-GM demand and supply model

In order to forecast the future yellow certificate pricing, a support scheme performance model was developed based on Excel spreadsheet. The authors modelled the basic relationships and conducted scenario studies. The model's block diagram is shown in Fig. 2, and the assumptions for the model testing scenario are presented later in this paper. The model's primary objective is to forecast the yellow certificate prices based on the estimated demand and demand balance. In view of the future certificate supply estimates, the profitability was analysed of the investment in the CHP sector covered by the support scheme. Neither the probability of obtaining financing for all investments nor possible organizational problems of their implementation were analysed in the model.

The yellow certificate (PM-GM) market price depends on the demand for and supply of the yellow certificates on the market, and on the substitute fee. The demand for and supply of the yellow certificates are determined by three factors. The first factor is the volume of energy sold to final customers, which determines the demand for energy in the National Power System (NPS). The second factor is the obligation to submit certificates to the ERO President for redemption. The third factor is the number of yellow certificates issued. Instead of purchasing the certificates of origin, the seller may pay the substitute fee. The substitute fee takes into account the average electricity selling price on the competitive market. The yellow certificate pricing is shown in Fig. 2.

To forecast the yellow certificate prices, the National Power System (NPS) data obtained from the Polish Power Grids (PSE) were used. PSE acts as transmission grid operator (TSO). The data detailed the demand for electricity in the NPS and had been correlated with the volume of electricity sold to end consumers.

The calculated factor – 0.77 – was used to forecast the electricity sales in subsequent years.

The installed capacity in each year was determined on the basis of details of the capex projects planned and underway in the Polish power sector. Inwestycje Energetyczne, a web portal dedicated to energy sector development, reports 12 gas-fuelled power generation projects planned or in progress.[13] Each project is described in Tab. 1. It was assumed that in the year following the planned project completion the project installed capacity will be available in the power system. If all projects listed in Tab. 1 are successful, in 2025 the total capacity installed in the concerned plants will be three times higher than in 2016 and will amount to 3,246 MW.

The authors have assumed the project implementation scenario according to investor plans. The project implementation probabilities were not analysed in the model.

The demand for the energy origin certificates is the product of the obligation to redeem the property rights from the CHP sources gas fired or with the electrical power capacity below 1 MW (as defined in the *Energy Law Act* [1]) and the volume of electricity sales to final customers. To forecast the volume of certificates issued, the ratio of electricity generation mix in national power plants to the capacity installed in the plants eligible for the yellow certification was determined. The ratio of the volume of yellow certificates issued to the generation output was also determined, thus forecasting the number of the certificates issued by 2025.

3. PM-GM price prediction

The model of the PM-GM price prediction until 2025 was based on the ratio of the yellow certificate selling price to the substitute fee, which is dependent on the prices of electricity and

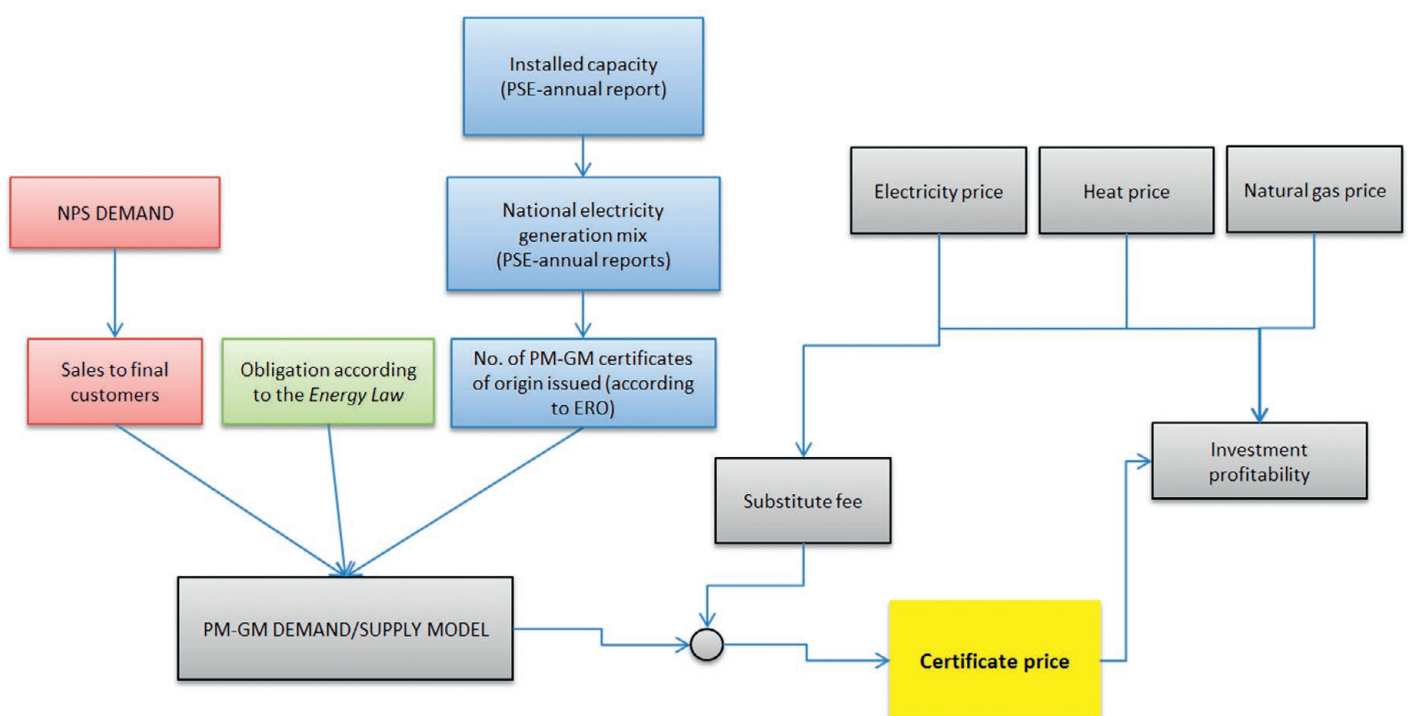


Fig. 2. Yellow certificate pricing, source: own compilation

Name	Investor	Installed capacity	Thermal power	Time frame
HCP Plant Zgierz	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	20 MW		29.02.2012 – 03.2016
Gas-steam unit in CHP Plant Żerań	PGNiG TERMIKA SA	450 MW	250 MWt	08.2014
Gas-oil peak-reserve boiler house in CHP Plant Żerań	PGNiG TERMIKA SA		390 MWt	10.2013 – 2022
CHP Plant Nowa	TAURON Ciepło, now TAMEH POLSKA sp. z o.o.	55 MW		27.01.2012 – 14.01.2016
CHP Plant PAK	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin	120 MW	90 MWt	2017 – Q 03/04 2019
Puławy Power Plant	Azoty Puławy Group	400 MW		30.08.2012 – 31.12.2019
Łagisza Power Plant	TAURON Wytwarzanie and Polski Fundusz Rozwoju PFR SA	413 MW	266 MWt	21.11.2014 – 2019
CHP Plant Radlin	JSW KOKS SA and ARP SA	104 MW	104 MWt	21.11.2014 – 2019
Pomorzany Power Plant	PGE GiEK SA			12.2011 – 2024
Coke Plant Przyjaźni in Dąbrowa Górnicza	Jastrzębska Spółka Węglowa Capital Group	71 MW		16.05.2011 – 29.07.2015
CHP Plant Bydgoszcz	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	400 MW		22.12.2012 – 2027
CHP Plant Gorzów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	138 MW	90 MWt	Q 04 2013 – Q 01/02 2016
CCGT Płock	PKN Orlen SA	608 MW		01.12.2014 – 2017/2018
CCGT Włocławek	PKN Orlen SA	463 MW		11.2010 – Q 01 2017
CHP Plant Rzeszów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	29 MW		22.03.2012 – 24.09.2014
CHP Plant Stalowa Wola	TAURON Wytwarzanie SA PGNiG TERMIKA SA	396.3 MW		31.08.2010 – 2018

Tab. 1. Capex project planned in the generation sector, source: own compilation based on [13]

Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[MWh]	7,551,600	8,942,353	10,373,129	11,844,817	13,358,321	13,558,696	13,762,076	13,968,508	14,178,035	14,390,706

Tab. 2. Volume of certificates of origin required for redemption, i.e. demand, source: own compilation

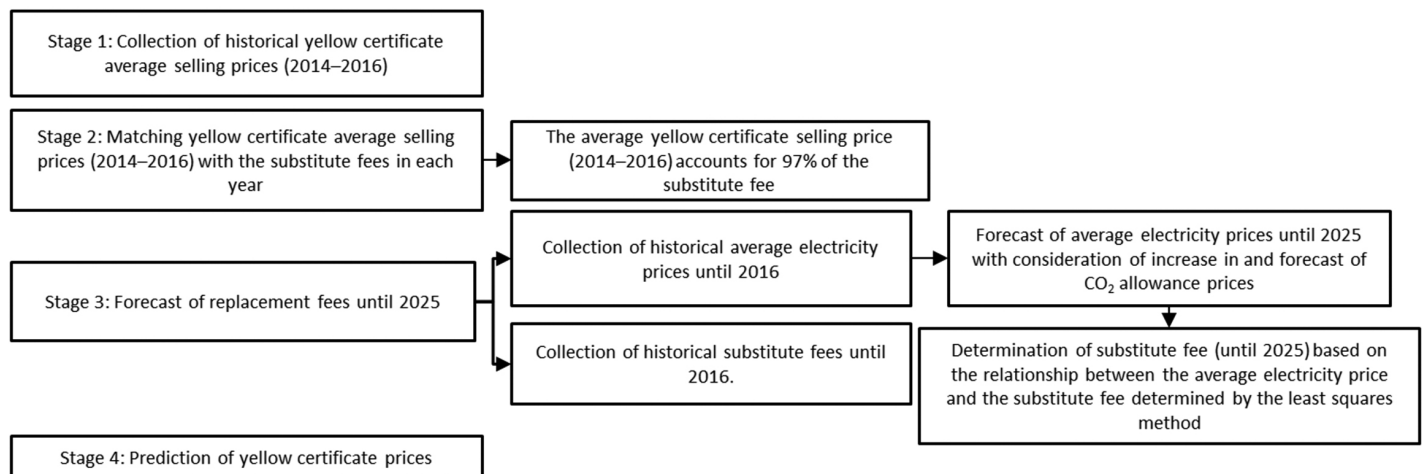


Fig. 3. Stages of yellow certificate price forecasts until 2025, source: own compilation

CO₂ emission allowances. The yellow certificate prices can be predicted in the four stages characterized in Fig. 3.

As shown in Fig. 3, for the yellow certificate price prediction modelling purpose, the yearly-average electricity price in the competitive market was determined. The electricity price in the year following the baseline year is increased by the increase in the CO₂ emission allowance prices, the emission factor and the share of coal power plants in the overall NPS output. The above relationship can be illustrated by the formula proposed by the authors:

$$C_{EE}(n+1) = C_{EE}(n) + \Delta C_{CO_2} \cdot K \cdot E \cdot C \quad (1)$$

where: $C_{EE}(n+1)$ – yearly-average electricity price in the year following the baseline year, $C_{EE}(n)$ – yearly-average electricity price in the baseline year, as quoted by ERO for each year [14], ΔC_{CO_2} – CO₂ allowance price increase between subsequent years [EUR/MgCO₂] [9], K – EUR exchange rate 4.20 [PLN/EUR], E – share of coal power plants in overall NPS output, adopted as 92.35% [15], C – emission factor 0.94 [MgCO₂/MWh] [16].

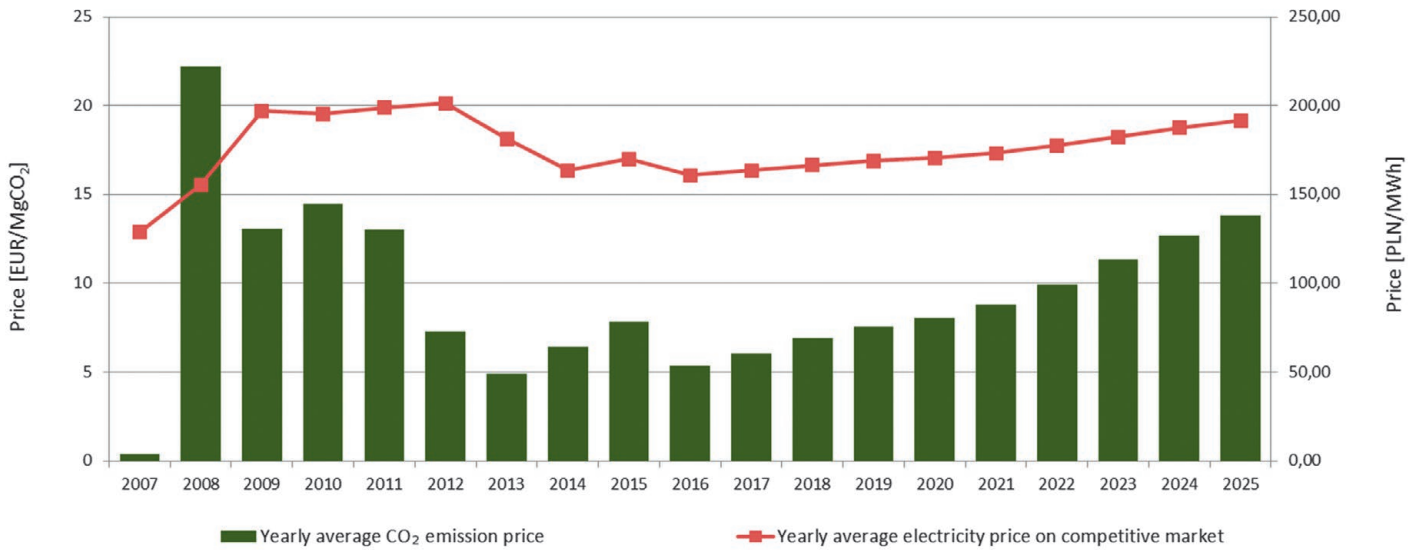


Fig. 4. Yearly average electricity prices on competitive market compared to projected CO₂ emission allowance prices, source: own compilation based on ERO data[14], CO₂ emission forecast based on KOBIZE reports [17]

Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[PLN/MWh]	125.00	115.29	116.62	118.17	119.31	120.24	121.59	123.67	126.21	128.68

Tab. 3. Replacement fee forecast, source: own compilation

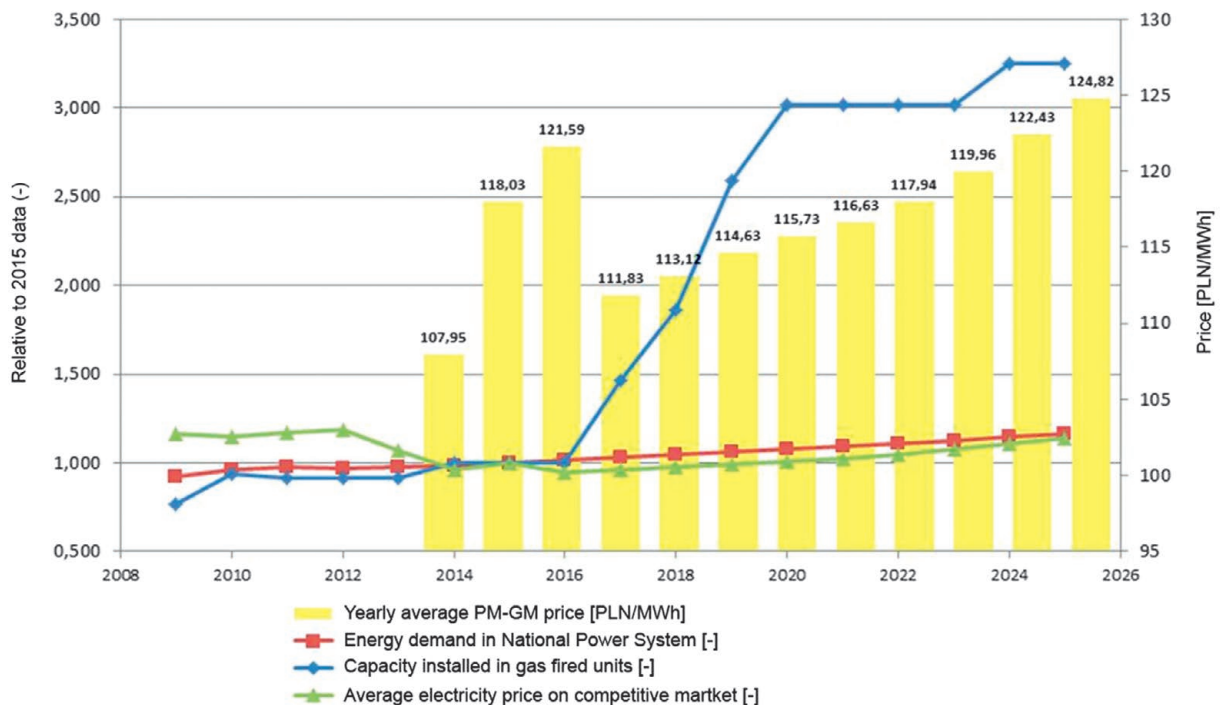


Fig. 5. Forecast of yearly average yellow certificate (PM-GM) prices until 2025

Fig. 4 shows the forecast of the average energy price and CO₂ emission allowance price until 2025 and the yearly average electricity price on the competitive market.

Based on the forecast of the yearly average electricity price, the substitute fee was calculated using the relationship determined

by the least squares method. The substitute fee forecast results are presented in Tab. 3.

Matching the average yellow certificate selling prices (2014–2016) with the substitute fees in each year has shown that the average yellow certificate selling price accounted for ca. 97% of

the respective substitute fee. On this basis, the yellow certificates prices until 2025 were predicted.

Fig. 5 shows a graph of the projected yearly average yellow certificate prices until 2025, along with the above-described data that were referred to their baseline values (baseline values – actual 2015 data). These results were obtained after applying the model discussed in the article and entering the data scenario discussed earlier.

4. Conclusions

The model studies carried out for the analysed scenario of the NPS conditions until 2025, despite the threefold increase in the installed capacity of gas-fired generation units, provide for a stable situation on the market for energy certificates (yellow certificates). The certificate prices will remain close to the expected substitute fee. This is for two reasons. The first reason is the anticipated rising demand for electricity in the NPS and the growing requirements for the gas-fired CHP cogeneration, and the corresponding expected increase in the capacity installed in this type of sources. The second reason is the legal regulation that does not permit so-called banking, i.e. storing yellow certificates for years to come.

While the forecast of the future certificate prices seems optimistic, it should be borne in mind that it depends on the continuation of the current support scheme. The *Energy Law* defines the obligation to redeem the yellow certificates only until the end of 2018. This short time perspective of the support scheme does not encourage potential investors. The low electricity price compared to primary fuel such as high-methane gas does not allow for investment profitability (without support). A solution should be long-term incentives, which may provide evidence of stability, and thus the limited risk, of investing in such generating units.

REFERENCES

1. "The Act of 10 April 1997"; The Energy Law, J. of L. 2006, No. 89, Item 625, as amended.
2. "Directive 2004/8 / EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC", O. J. EU L 52/50 of 21.02.2004.
3. K. Dreszer, "Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w siłowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych" [Assessment of the current state and development prospects of clean coal technologies that can be used in power plants in Poland with the development of technical and economic characteristics], 2008.
4. "Polityka energetyczna Polski do 2030 roku" [w:] "Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009" [The Polish energy policy until 2030 [in:] Annex to Resolution No. 202/2009 of the Council of Ministers of 10 November 2009] Ministry of Economy, 2009.
5. J. Lewandowski, "Opracowanie założeń i kluczowych elementów Programu Rozwoju w Polsce Kogeneracji" [Assumptions and key elements of the CHP Development Program in Poland], Warsaw 2010.
6. "The Act of 14 March 2014 amending the Energy Law Act and some other acts", J. of L. 2014 Item 490.
7. www.tge.pl [access: 20.01.2017].
8. J. Skorek, "Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową" [Technical-economic comparative analysis of gas-fired low-power cogeneration systems with a reciprocating engine or gas turbine], *Instal*, No. 4, 2012.
9. P. Sulewski et al., "Uwarunkowania ekonomiczno-prawne i opłacalność inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce" [Economic and legal conditions and profitability of investments in agricultural biogas plants in Poland], *Zagadnienia Ekonomiki Rolnej*, Vol. 1, No. 346, 2016.
10. J. Kamiński, A. Malik, "Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju" [Analysis of the domestic heating sector – the current state and key determinants of development], *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, No. 92, 2016.
11. M. Bartosik et al., "Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia" [Electricity generation – Diagnosis and therapy], *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 92, nr 10, 2016.
12. B. Zaporowski, "Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas", *Acta Energetica*, No. 1/26, 2016.
13. www.inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl [access: 20.01.2017].
14. "Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 15/2014) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2013" [Information of the President of the Energy Regulatory Office (No. 15/2014) on the average sale price of electricity on the competitive market in 2013], *Urząd Regulacji Energetyki*, Vol. 4, 2014.
15. "Raport 2015 KSE" [KSE 2015 Report], Polskie Sieci Elektroenergetyczne [online], <http://www.pse.pl/index.php?did=2870> [access: 11.05.2017].
16. Z. Grudziński, "Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej" [Situation on the emission allowance exchange market and electricity prices], *Polityka Energetyczna*, Vol. 15, book 3, 2012.
17. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, "Raport z rynku CO₂", [KOBiZ National Center for Balancing and Emissions Management, *Report on CO₂ Market*] May 2016, No. 53.

Alicja Stoltmann

Gdańsk University of Technology

e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl

She graduated from interdisciplinary studies in power engineering, specializing at the Faculty of Electrical Engineering and Automatics in energy markets and in power systems' design and modelling. At present her research interests include issues related to investment processes in the power industry. She is also interested in modelling steam and gas power plants in the GateCycle environment.

Adrian Miller

Gdańsk University of Technology

e-mail: a.w.miller@wp.pl

Graduated in power engineering and electrical engineering from the Faculty of Electrical Engineering and Automatics of Gdańsk University of Technology. Author and co-author of papers on the electricity market, Poland's energy security, electricity costs of energy-intensive enterprises. Now a gas market specialist.

Paweł Bućko

Gdańsk University of Technology

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

A faculty member of the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His research activity is connected with energy economics with particular emphasis on energy system development programming in market conditions. His professional activity is focused on investment analysis of generation sources, analysis of market mechanisms, and energy supply billing principles. He is also an energy auditor and deals with issues of rational use of energy.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 188–194. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Predykcja ceny rynkowej praw majątkowych z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW do 2025 roku

Autorzy

Alicja Stoltmann
 Adrian Miller
 Paweł Bućko

Słowa kluczowe

prawa majątkowe, certyfikacja energii, predykcja ceny praw majątkowych

Streszczenie

Uchwałę w sprawie *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* (PEP-30) podjęła Rada Ministrów 10 listopada 2009 roku. W dokumencie wyszczególniono skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jako jeden z kierunków realizacji celów: poprawy efektywności energetycznej, wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii, a także ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko. PEP-30 zakłada, że do roku 2020 dwukrotnie wzrośnie produkcja energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 roku. Od 2007 roku w Polsce funkcjonuje system wsparcia dla producentów energii elektrycznej i ciepła w procesie kogeneracji, w postaci zbywalnych praw majątkowych pochodzenia energii, tzw. certyfikatów. Za energię wytworzoną w instalacjach opalanych paliwami gazowymi lub w jednostkach o mocy poniżej 1 MW uzyskuje się tzw. żółty certyfikat. Nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne* przedłuża do końca 2018 roku funkcjonowanie systemu wsparcia. W artykule przedstawiono predykcję ceny rynkowej dla praw majątkowych z kogeneracji do 2025 roku dla instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW, zakładając przedłużenie systemu wsparcia w obecnej formie.

Data wpływu do redakcji: 26.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 07.03.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Wprowadzenie

Prawa majątkowe z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW – tzw. żółte certyfikaty – zostały wprowadzone w 2007 roku jako system wsparcia dla wytwórców na mocy nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne* [1], będącej skutkiem ogłoszenia *Dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG* [2]. Zgodnie z definicją podaną w ustawie *Prawo energetyczne*, kogeneracja to „równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego” [1]. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych przyczynia się do obniżenia emisji CO₂ wskutek zwiększonej sprawności wytwarzania energii użytkowej i oszczędności paliwa pierwotnego w porównaniu z procesami rozdzielonymi [3]. Rozwój sektora skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest istotnym kierunkiem działań służących poprawie efektywności energetycznej gospodarki uwzględnionym w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (PEP-30) [4]. Dokument ten wskazuje sześć kierunków polityki energetycznej:

- a) poprawa efektywności energetycznej
- b) wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

- c) dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej
- d) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw
- e) rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii
- f) ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Technologia skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła została przyjęta jako jeden z najistotniejszych kierunków działań, dzięki któremu możliwe będzie osiągnięcie celów określonych w podpunktach a, b, e i f [5].

W dokumencie PEP-30 uznano, że rozwój kogeneracji pozwoli zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne kraju i w związku z tym wskazano „dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu z produkcją w 2006 roku” [4] jako jeden z celów ilościowych polityki energetycznej kraju.

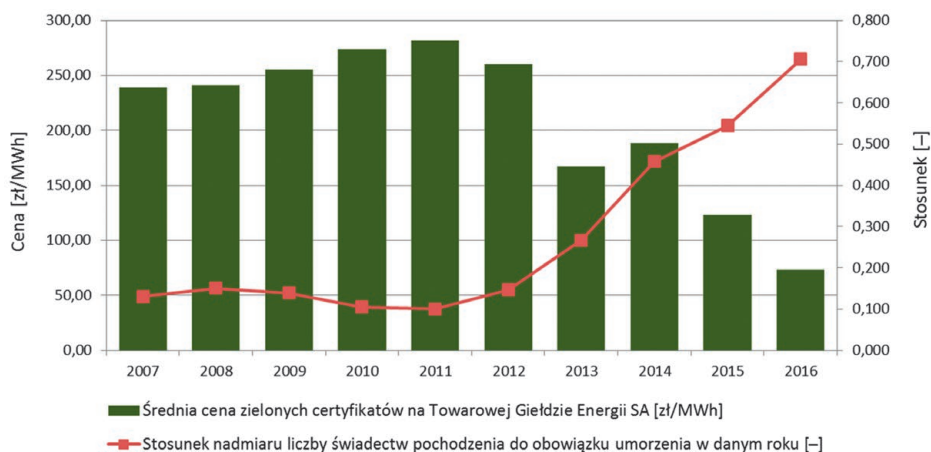
Kontynuacja systemu wsparcia w postaci żółtych certyfikatów została wydłużona do 2018 roku, na mocy *Ustawy z dnia 14 marca 2014 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* [6]. Uznać ją należy za niezbędną ze względu na konieczność osiągnięcia celu ilościowego określonego w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* [4], który zakłada podwojenie do 2020 roku produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 roku. Oznacza

to, że w 2020 roku ok. 49 TWh energii elektrycznej powinno pochodzić z wysokosprawnej kogeneracji.

Dodatkowy przychód ze sprzedaży żółtych certyfikatów pochodzenia energii spowodował rozdzielenie strumienia przychodów dla wytwórcy energii elektrycznej i ciepła na: te związane z przychodem ze sprzedaży energii oraz te pochodzące ze sprzedaży żółtych certyfikatów. Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne* „odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, są obowiązani: 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub 2) uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 5, obliczoną w sposób określony w ust. 2” [1]. Ceny certyfikatów zależą od transakcji rynkowych rejestrowanych przez Towarową Giełdę Energii (TGE). Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej do 1 MW, w danych TGE, oznaczone są symbolem PM-GM.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 188–194. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Zestawienie średniej rocznej ceny zielonych certyfikatów oraz nadwyżki liczby praw majątkowych w poszczególnych latach, źródło: opracowanie własne na podstawie danych TGE [7]

Kryterium wypełnienia obowiązku jest przedstawienie do umorzenia prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wymaganej liczby certyfikatów lub dowodów uiszczenia opłat zastępczych odpowiadających liczbie certyfikatów brakujących do wypełnienia obowiązku. Obrót rynkowy certyfikatami pomiędzy producentami energii a podmiotami zobowiązanymi do ich umorzenia obarczony jest ryzykiem spadku ceny certyfikatów w przypadku ich nadmiernej liczby (nadpodaży) na rynku. Żółte świadectwa pochodzenia energii należy umorzyć obligatoryjnie w roku ich wydania (przez URE), w przeciwnym razie ich ważność wygasa. Dzięki tej regulacji prawnej zapobiega się ewentualnemu pojawieniu się nadpodaży żółtych certyfikatów na rynku, w wyniku ich kumulacji. Nadmierna liczba dostępnych do kupienia certyfikatów może spowodować znaczne obniżenie ich ceny rynkowej w stosunku do poziomu opłaty zastępczej. Podobna sytuacja zaistniała na rynku tzw. zielonych certyfikatów, czyli wydawanych przez prezesa URE świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł. W wyniku ich dużej nadpodaży w latach 2012–2016 rynkowa cena praw majątkowych jest ponad czterokrotnie niższa niż odpowiednia opłata zastępcza. Stwarza to problem zarówno dla regulatora, gdyż system nie jest już atrakcyjny dla inwestorów, jak również dla producentów energii, którzy obecnie nie otrzymują zakładanych korzyści, co powoduje ich kłopoty finansowe. Poniżej przedstawiono zestawienie występującej nadpodaży praw majątkowych pochodzących z OZE oraz średnich cen rocznych wynikających z zawieranych transakcji kupna na Towarowej Gieldzie Energii (TGE). Przychód ze sprzedaży certyfikatów znacząco wpływa na opłacalność finansową inwestycji, a w konsekwencji na decyzję o budowie lub zaniechaniu budowy nowych instalacji [8]. W [9] przedstawiono analizę opłacalności biogazowni rolniczych. Uznano, że poziomy cen certyfikatów znacząco warunkują opłacalność inwestycji, ze względu na przychód związany ze wsparciem finansowym (odnoszącym się do systemów certyfikacji energii)

oraz konieczność spłaty wysokich nakładów inwestycyjnych. W [10] przedstawiono determinanty rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce. Wskazano systemy wsparcia, w postaci certyfikatów, jako kluczowe elementy uzyskania pozytywnych wyników finansowych przedsiębiorstw. Także w [11] zwrócono uwagę na istotność systemów wsparcia w postaci żółtych certyfikatów w stymulowaniu rozwoju kogeneracji. W [12] wykazano, że bloki ciepłownicze charakteryzują się wyższą efektywnością energetyczną w porównaniu z ciepłowniczymi blokami opalanymi węglem i biomasą, aczkolwiek ich efektywność ekonomiczna uzależniona jest od środków wsparcia w postaci żółtych certyfikatów. Jak wynika z przeglądu literatury, predykcja ceny rynkowej praw majątkowych ma istotne znaczenie w wyznaczeniu opłacalności inwestycji i jest tematem podejmowanym w literaturze.

2. Model popytu i podaży PM-GM

W celu prognozy kształtowania się przyszłych cen żółtych certyfikatów opracowano model funkcjonowania systemu wsparcia, wykorzystując skoroszyt Excel. Autorzy zamodelowali podstawowe zależności i przeprowadzili badania scenariuszowe. Schemat blokowy modelu przedstawiony jest na rys. 2, a założenia dotyczące scenariusza badań modelowych prezentowane są w dalszej części artykułu. Podstawowym celem modelu jest określenie prognozy ceny żółtych certyfikatów, na podstawie szacunkowego bilansowania popytu i podaży zapotrzebowania na nie. W zakresie szacowania przyszłej podaży świadectw analizowano opłacalność realizacji inwestycji w sektorze elektrociepłowni, objętych systemem wsparcia. W modelu nie analizowano prawdopodobieństwa uzyskania finansowania dla wszystkich inwestycji oraz ewentualnych problemów organizacyjnych ich realizacji. Cena rynkowa żółtych certyfikatów (PM-GM) uwarunkowana jest wysokością popytu oraz podaży na liczbę żółtych certyfikatów na rynku oraz wysokością opłaty zastępczej. Wysokość popytu oraz podaży certyfikatów uwarunkowana jest trzema czynnikami. Pierwszym z nich jest wysokość

wolumenu energii sprzedanej odbiorcom końcowym, która warunkuje zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Drugim czynnikiem jest obowiązek umorzenia certyfikatu przed prezesem URE. Trzecim czynnikiem jest liczba wydanych żółtych certyfikatów. Zamiast zakupu certyfikatów pochodzenia energii sprzedawca może uiścić opłatę zastępczą. Wysokość opłaty zastępczej uwzględnia średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Schemat kształtowania się ceny żółtych certyfikatów przedstawiono na rys. 2.

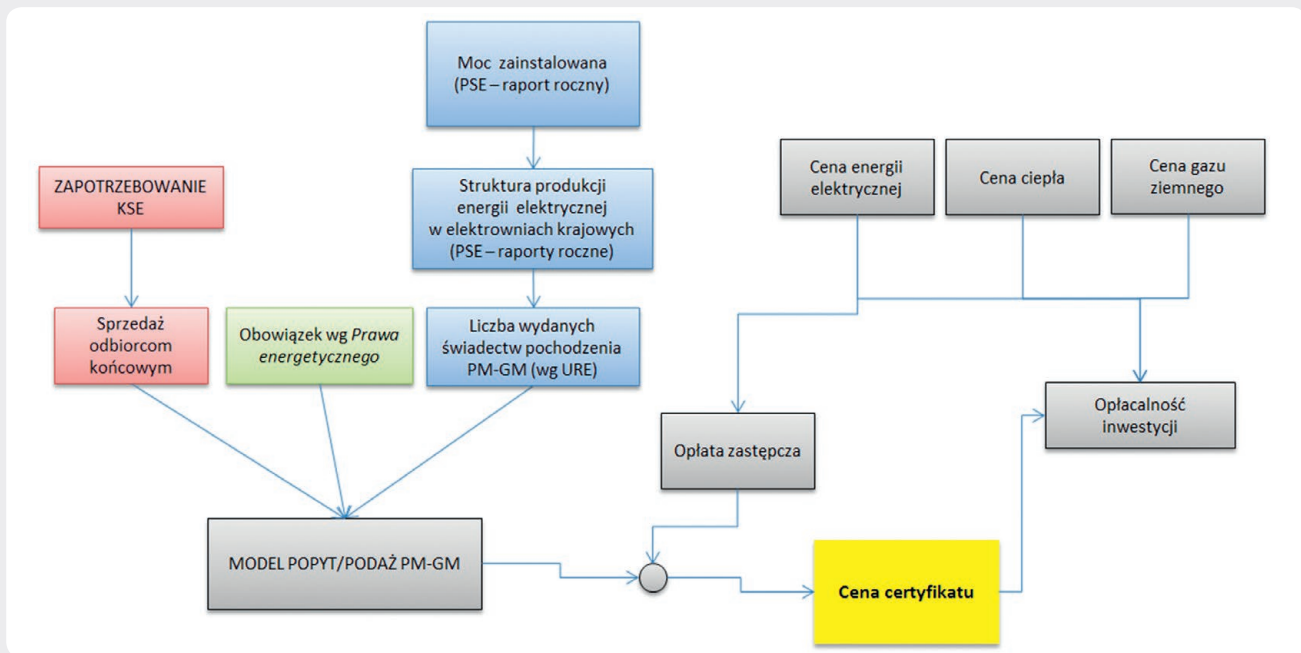
W celu wyznaczenia prognozy cen żółtych certyfikatów skorzystano z danych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które pozyskano od Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE). PSE pełni rolę operatora sieci przesyłowej (OSP). Dane określają zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE i zostały skorelowane z wielkością sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Obliczony współczynnik – wynoszący 0,77 – posłużył do wyznaczenia prognozy sprzedaży energii elektrycznej na kolejne lata.

Przewidywaną moc zainstalowaną dla poszczególnych lat wyznaczono na podstawie informacji dotyczących planowanych oraz będących w budowie inwestycji energetycznych w Polsce. Według portalu Inwestycje Energetyczne planowanych i w trakcie budowy jest 12 inwestycji instalacji wytwarzania energii, dla których energią pierwotną jest gaz [13]. Poszczególne inwestycje scharakteryzowano w tab. 1. Założono, że w roku następnym po planowanym zakończeniu inwestycji określona moc zainstalowana będzie dostępna w systemie elektroenergetycznym. Zakładając powodzenie w realizacji wszystkich inwestycji przedstawionych w tab. 1, w 2025 roku całkowita moc zainstalowana pochodząca z omawianych instalacji będzie trzykrotnie większa w stosunku do mocy zainstalowanej w 2016 roku i będzie wynosić 3246 MW.

Autorzy przyjmują scenariusz realizacji inwestycji wg planów inwestorskich.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 188–194. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Schemat kształtowania się ceny żółtych certyfikatów, źródło: opracowane własne

W modelu nie są analizowane prawdopodobieństwa ich realizacji.

Wysokość popytu na świadectwa pochodzenia energii jest wynikiem iloczynu obowiązku umorzenia praw majątkowych ze źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW (określony w ustawie *Prawo energetyczne* [1]) i wielkości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W celu wyznaczenia wolumenu wydawanych świadectw określono stosunek struktury produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych do mocy zainstalowanej w instalacjach mogących ubiegać się o żółte certyfikaty.

Wyznaczono także stosunek wolumenu wydanych żółtych świadectw do produkcji, dzięki czemu wyznaczono predykcję liczby wydawanych świadectw do 2025 roku.

3. Predykcja ceny PM-GM

Model predykcji cen PM-GM do 2025 roku wyznaczono na podstawie stosunku ceny sprzedaży żółtych certyfikatów oraz wysokości opłaty zastępczej, która zależy od ceny energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO₂. Predykcję cen żółtych certyfikatów można przeprowadzić w czterech etapach, które scharakteryzowano na rys. 3.

Jak przedstawiono na rys. 3, na potrzeby modelu predykcji ceny żółtych certyfikatów wyznaczono średnioroczną cenę energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Cena energii elektrycznej w roku następnym po roku bazowym zwiększona jest o przyrost cen uprawnień do emisji CO₂, współczynnika emisyjności oraz udziału elektrowni węglowych w ogóle jednostek wytwórczych w KSE. Powyższą zależność można zobrazić wzorem zaproponowanym przez autorów:

$$C_{EE}(n+1) = C_{EE}(n) + \Delta C_{CO_2} \cdot K \cdot E \cdot C \quad (1)$$

Nazwa	Inwestor	Moc zainstalowana	Moc cieplna	Ramy czasowe
Elektrociepłownia Zgierz	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	20 MW		29.02.2012 – 03.2016
Blok gazowo-parowy w EC Żerań	PGNiG TERMIKA SA	450 MW	250 MWt	08.2014
Kotłownia szczytowo-rezerwowa gazowo-olejowa w EC Żerań	PGNiG TERMIKA SA		390 MWt	10.2013 – 2022
ZW Nowa	TAURON Ciepło, obecnie TAMEH POLSKA sp. z o.o.	55 MW		27.01.2012 – 14.01.2016
ZE PAK	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin	120 MW	90 MWt	2017 – 03/04 kw. 2019
Elektrownia Puławy	Grupa Azoty Puławy	400 MW		30.08.2012 – 31.12.2019
Elektrownia Łągisza	TAURON Wytwarzanie i Polski Fundusz Rozwoju PFR SA	413 MW	266 MWt	21.11.2014 – 2019
Elektrociepłownia Radlin	JSW KOKS SA i ARP SA	104 MW	104 MWt	07.04.2015 – 2019
Elektrownia Pomorzany	PGE GIEK SA			12.2011 – 2024
Koksownia Przyjaźń w Dąbrowie Górniczej	Grupa Kapitałowa Jastrzębska Spółka Węglowa	71 MW		16.05.2011 – 29.07.2015
Elektrociepłownia Bydgoszcz	Polska Grupa Energetyczna Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	400 MW		22.12.2012 – 2027
Elektrociepłownia Gorzów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	138 MW	90 MWt	04 kw. 2013 – 01/02 kw. 2016
CCGT Płock	PKN Orlen SA	608 MW		01.12.2014 – 2017/2018
CCGT Włocławek	PKN Orlen SA	463 MW		11.2010 – 01 kw. 2017
Elektrociepłownia Rzeszów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	29 MW		22.03.2012 – 24.09.2014
Elektrociepłownia Stalowa Wola	TAURON Wytwarzanie SA PGNiG TERMIKA SA	396,3 MW		31.08.2010 – 2018

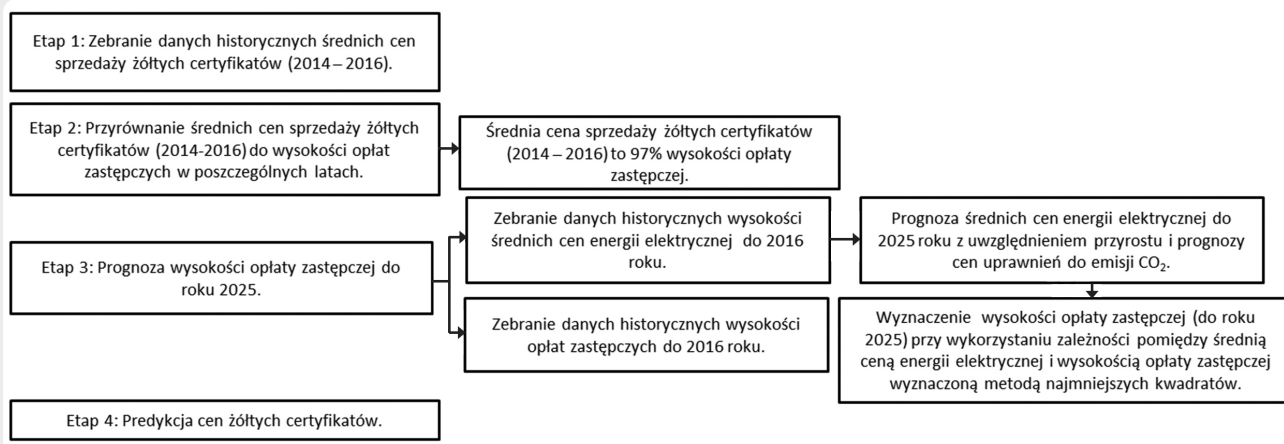
Tab. 1. Planowane inwestycje w sektorze wytwarzania, źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 188–194. When referring to the article please refer to the original text.

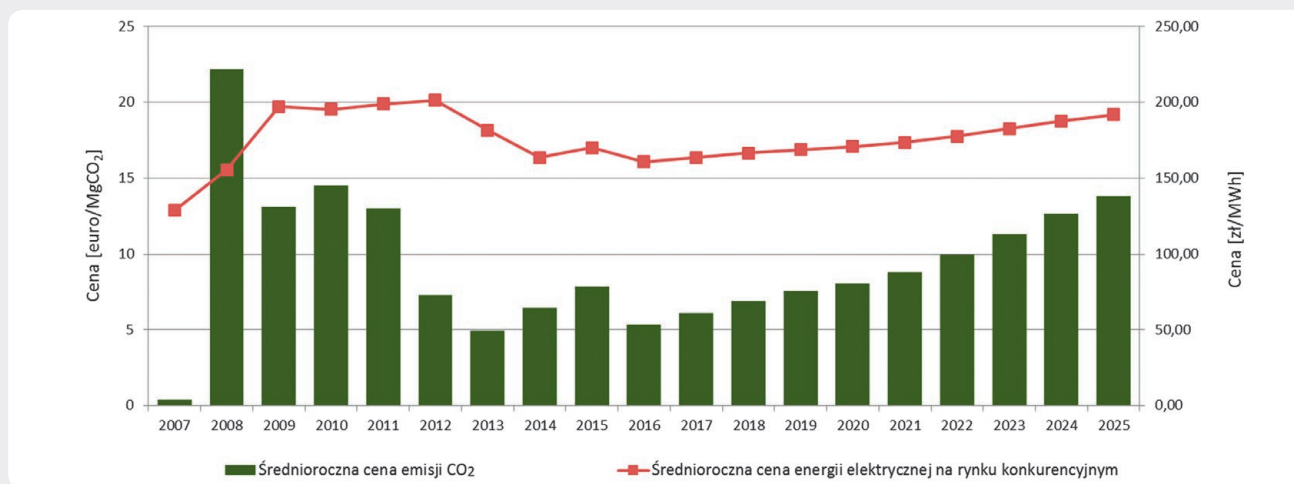
PL

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[MWh]	7 551 600	8 942 353	10 373 129	11 844 817	13 358 321	13 558 696	13 762 076	13 968 508	14 178 035	14 390 706

Tab. 2. Wolumen świadectw pochodzenia wymaganych do umorzenia, tzw. zapotrzebowanie, źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Etapy prognozowania cen żółtych certyfikatów do roku 2025, źródło: opracowanie własne



Rys. 4. Zestawienie średniej rocznej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w porównaniu z prognozowaną ceną emisji CO₂, źródło: opracowanie własne wg danych URE [14], prognozę emisji CO₂ oparto na raportach KOBIZE [17]

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[zł/MWh]	125,00	115,29	116,62	118,17	119,31	120,24	121,59	123,67	126,21	128,68

Tab. 3. Prognoza wysokości opłaty zastępczej, źródło: opracowanie własne

gdzie: $C_{EE}(n+1)$ – średnioroczna cena energii elektrycznej w roku następującym po roku bazowym, $C_{EE}(n)$ – średnioroczna cena energii elektrycznej w roku bazowym, podawana przez URE dla każdego roku [14], ΔC_{CO_2} – przyrost cen uprawnień do emisji CO₂ między kolejnymi latami [euro/MgCO₂] [9], K – kurs euro równy 4,20 [zł/euro], E – udział elektrowni węglowych w ogóle jednostek wytwórczych w KSE, przyjęto 92,35% [15], C – współczynnik emisyjności wynoszący 0,94 [MgCO₂/MWh] [16].

Na rys. 4 przedstawiono prognozę średniej ceny energii i ceny uprawnień do emisji CO₂ do 2025 roku oraz średniorocznej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

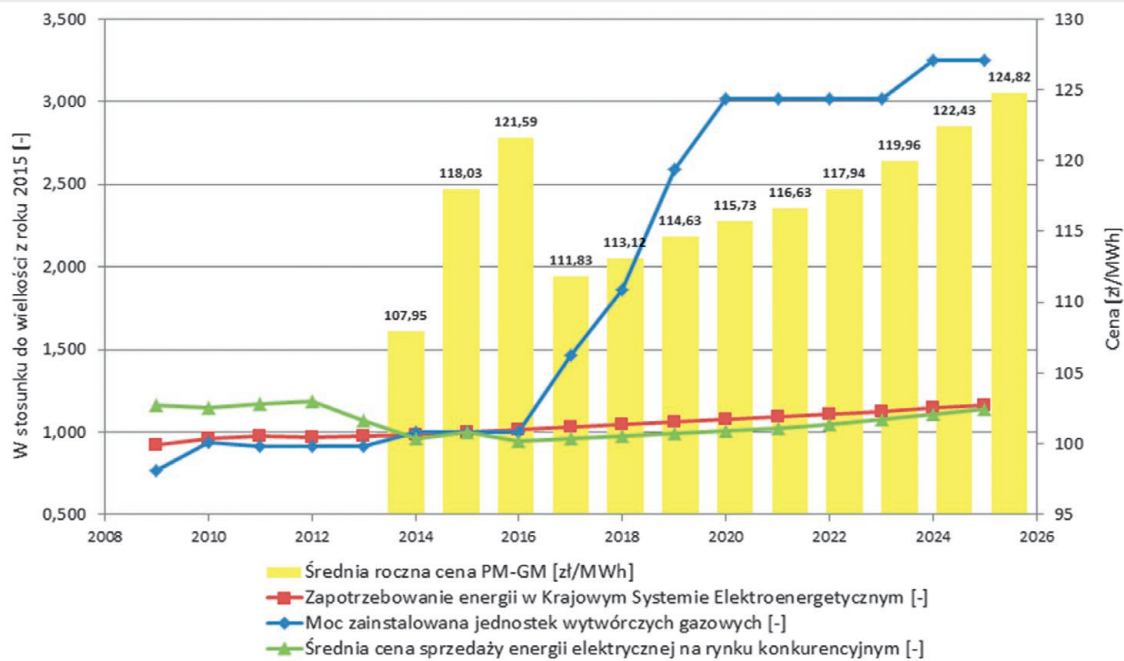
Na podstawie prognozy średniej rocznej ceny energii elektrycznej wyznaczono wysokość opłaty zastępczej, wykorzystując zależność wyznaczoną metodą najmniejszych kwadratów. Wyniki prognozowania wysokości opłaty zastępczej przedstawiono w tab. 3.

Przyrównanie średnich cen sprzedaży żółtych certyfikatów (2014–2016) do wysokości opłat zastępczych w poszczególnych latach wykazało, że średnia cena sprzedaży żółtych certyfikatów wynosiła ok. 97% wysokości opłaty zastępczej. Na tej podstawie dokonano predykcji cen żółtych certyfikatów do 2025 roku.

Na rys. 5 przedstawiono wykres prognozowanej średniorocznej ceny żółtych certyfikatów do 2025 roku, wraz z objaśnieniami powyżej danymi, które odniesiono

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 188–194. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 5. Prognoza średniorocznej ceny żółtych certyfikatów (PM-GM) do 2025 roku

do wartości bazowych tych wielkości (wartości bazowe – dane rzeczywiste z 2015 roku). Wyniki te uzyskano po zastosowaniu omawianego w artykule modelu i wprowadzeniu scenariusza danych omówionych wcześniej.

4. Wnioski

Przeprowadzone badania modelowe dla analizowanego scenariusza sytuacji w KSE do 2025 roku, pomimo trzykrotnego wzrostu mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwo gazowe, przewidują stabilną sytuację na rynku świadectw pochodzenia energii (żółtych świadectw). Ceny świadectw utrzymują się w pobliżu przewidywanej opłaty zastępczej. Wynika to z dwóch powodów. Pierwszym powodem jest przewidywane rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE oraz rosnące wymagania w stosunku do rozwoju kogeneracji gazowej, adekwatny przewidywany wzrost mocy zainstalowanej w tym typie źródeł. Drugim jest regulacja prawna niepozwalająca na tzw. bankowanie, czyli przechowywanie na kolejne lata żółtych certyfikatów.

O ile prognoza ceny certyfikatów na przyszłe lata wydaje się optymistyczna, należy pamiętać, że uzależniona ona jest od kontynuacji obecnego systemu wsparcia. Prawo energetyczne definiuje obowiązek umarzania żółtych certyfikatów tylko do końca 2018 roku. Krótki interwał czasowy dotyczący systemu wsparcia nie zachęca potencjalnych inwestorów. Niska cena energii elektrycznej w stosunku do paliwa pierwotnego, jakim jest gaz wysokometanowy, nie pozwala na rentowność inwestycji (bez wsparcia). Rozwiązaniem powinno być wprowadzenie zachęt długoterminowych, mogących świadczyć o stabilności, a tym samym ograniczonym ryzyku inwestowania w tego typu jednostki wytwórcze.

Bibliografia

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625, z późn. zm.
2. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz. Urz. UE L 52/50 z 21.02.2004.
3. Dreszer K., Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w siłowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych, 2008.
4. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku [w:] Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009, Ministerstwo Gospodarki, 2009.
5. Lewandowski J., Opracowanie założeń i kluczowych elementów Programu Rozwoju w Polsce Kogeneracji, Warszawa 2010.
6. Ustawa z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2014 r. poz. 490.
7. www.tge.pl [dostęp: 20.01.2017].
8. Skorek J., Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową, *Instal* 2012, nr 4.
9. Sulewski P. i in., Uwarunkowania ekonomiczno-prawne i opłacalność inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce, *Zagadnienia Ekonomiki Rolnej* 2016, t. 1, nr 346.
10. Kamiński J., Malik A., Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 2016, nr 92.
11. Bartosik M. i in., Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, t. 92, nr 10.
12. Zaporowski B., Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas, *Acta Energetica* 2016, No. 1/26.
13. www.inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl [dostęp: 20.01.2017].
14. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 15/2014) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2013, *Urząd Regulacji Energetyki*, 2014, vol. 4.
15. Raport 2015 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne [online], <http://www.pse.pl/index.php?did=2870> [dostęp: 11.05.2017].
16. Grudziński Z., Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna* 2012, t. 15, z. 3.
17. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Raport z rynku CO₂*, maj 2016, r. 53.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 188–194. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Alicja Stoltmann

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl

Ukończyła studia na kierunku międzywydziałowym: energetyka, specjalizując się na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki w obszarze rynków energii oraz projektowania i modelowania systemów energetycznych. Obecnie obszar jej badań obejmuje zagadnienia związane z procesami inwestycyjnymi w energetyce. Interesuje się także modelowaniem instalacji energetycznych elektrowni parowych i gazowych w środowisku GateCycle.

Adrian Miller

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: a.w.miller@wp.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki na kierunkach energetyka i elektrotechnika. Autor i współautor artykułów dotyczących rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwa energetycznego Polski, kosztów energii elektrycznej przedsiębiorstw energochłonnych. Obecnie pracuje na stanowisku specjalisty ds. rynku gazu.

Paweł Bućko

dr hab. inż. prof. nadzw. PG

Politechnika Gdańska

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa jest związana z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Jego aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii.