

High-efficiency Gas Cogeneration – an Assessment of the Support Mechanism

Authors

Maciej Sołtysik
Karolina Mucha-Kuś

Keywords

cogeneration, support system, efficiency

Abstract

The development of a single European energy market implies the need to harmonise national laws and the directions of the sector's growth to EU determinants. One of these elements was the introduction of a system to support the development of high-efficiency cogeneration, including gas cogeneration. Several years of the mechanisms' performance allows for analysis of the advisability and correctness of the support model format, and assessment of its impact on the sub-sector's development and the cost of its operation. Against the background of the support system introduction origins, the paper presents results of volumetric and price analyses, trends, and assessment of the balance of property rights and of the mechanism's effectiveness.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015309

1. Introduction

Combined heat and power generation was one of the first areas of the energy market in Poland to receive targeted support. Promotion of combined heat and power generation took place across many layers and based on various legal standards. As part of tariffs submitted for the approval of the President of the Energy Regulatory Office (ERO), the prices which guaranteed entities representing that sector coverage of justified costs and return on investments were being shaped in an arbitrary manner. Concurrently in the years 2004–2006, there applied statutory provisions which required energy retailers to ensure that a certain mandatory share of the electricity sold originated from high-efficiency cogeneration. The preferences also applied to the administrative and technical issues related to the connection of CHP plants to the network.

An increase in the number of support instruments was the consequence of more than just in-market demands, but also a result of the need to implement community directives. In the analysed case this was in particular Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004. Pursuant to point (1) of the preamble to directive [1]: "Promotion of high-efficiency cogeneration based on a useful heat demand is a Community priority given the potential benefits of cogeneration with regard to saving primary energy, avoiding network losses and reducing emissions, in particular of greenhouse gases". Giving priority to combined heat and power generation, in compliance with the provisions of art. 194 of the Treaty on the Functioning of the European Union [10], facilitates the improvement of energy supply safety, growth of competitiveness and

meeting set environmental targets – and in particular, reducing the CO₂ emissions. The directive, being only a guidance document, outlined permissible forms and profiles of support mechanisms, including primarily as in point (26): "investment aid, tax exemptions or reductions, green certificates and direct price support schemes". For the purpose of the implementation of these directional specifications, the Member States were obliged to perform analyses of technical and economic potential of cogeneration within their local markets and to identify developmental obstacles in that subsector. In accordance with the recommendations of the directive, the support mechanism was to be selected independently, in compliance with point (32) (...) "allowing each Member State to choose the regime, which corresponds best to its particular situation (...)".

From the Polish legislator's point of view it was optimal to select a mechanism based on a certification system. The required provisions were introduced by the amendment to the Energy Law Act in January 2007. This mechanism focused on a multi-layered support aiming primarily to ensure a stable economic environment, minimise administrative barriers and to create a market – i.e. demand and supply – for the product in the form of transferable property rights resulting from certificates of origin for energy from promoted generation sources. In line with the original assumptions, six-year duration of the mechanism was considered substantial. This mechanism was to facilitate the modernisation and construction of new generation capacities, and its costs were to be sustainably covered by electrical energy recipients. The analysis performed on the basis of the conclusions drawn from several years of operation of the support mechanism

systems of highly-efficient cogeneration has enabled the formulation of opinions and assessments of the efficiency of the systems applied. The results of these conclusions, formed on the basis of highly-efficient gas cogeneration, are presented in this article.

2. Effectiveness of the support mechanism

Effectiveness may be analysed as a certain economic category used as a criterion for the assessment of the functioning and developmental potential of the mechanism assessed. In regard to the case analysed, this term may be identified with the principle of sustainable management in the following variants: relating to capacity – where maximizing the effectiveness is of primary importance – and relating to savings – where minimizing outlays and expenditures is the ultimate objective. Therefore, an effective support mechanism should facilitate the modernisation of the existing capacities and create new capacities and, at the same time, limit the fiscal, administrative and technical barriers while minimizing the expenditure assigned to energy recipients. In the context of this definition it is essential to mention the most crucial assumptions of the mechanism which affect the assessment of its efficiency.

2.1. Equivalent fee

Calculation of the value of the property rights on the market takes place with the participation of the following parties: the supply side, i.e. cogeneration producer, and the demand side, i.e. energy retailers, which are obliged to purchase and cancel a suitable share of property rights (PMGM), equivalent with the share of electrical energy sold to end users.

In the event of a withdrawal from a purchase and cancellation of property rights, the obliged retailer is entitled to pay the so-called equivalent fee, i.e. a certain substitute, which ensures the fulfilment of the retailer's obligations, preventing the issuance of a penalty. Therefore, the amount of the equivalent fee and the algorithm for determining the fee constitute the most

vital determinants of the support mechanism. Its amount has an impact on the behaviour of the market players, on the number of property rights included in the exchange registers and is also a crucial reference point in the creation of investment projections. When implementing the provisions of the directive [1] to Polish law, the legislator made sure to provide the algorithm used to determine the equivalent fee with certain flexibility and assigned the President of the Energy Regulatory Office (ERO) with competencies for its calculation.

For cogeneration units fired with gas or units with total installed electrical capacity not exceeding 1 MW, the equivalent fee should vary between 15% and 110% of the competitive market's price. This formula, calculated in the 'n' year, defined the value of the fee for year 'n + 1' on the basis of data from the competitive market from year 'n - 1'. Consequently, the mechanism did not reflect the current requirements, market developments, and pricing trends, but instead displayed strong inertia. The faulty design of this algorithm was also identified in the report assessing the six-month period of functioning of this support mechanism [6], published in December 2007.

In accordance with economic assumptions used as the framework for the support mechanism's design, the minimum threshold value of a certificate of origin, guaranteeing the attainment of the IRR index at the level of 10%, considered sufficient when implementing new investments, achieved the level of 120 PLN/MWh for gas sources. Despite the sufficient flexibility of the algorithm, in none of the years from the first period of functioning of the mechanism (2007–2012) did the equivalent fee equal or exceed the threshold value of the property right nominal for that particular year. The potential investment incentive could have occurred in 2013, however, the support mechanism no longer applied in that year. The years 2014–2015 were, in turn, a period when the support mechanism again entered into operation with its principle form unchanged.

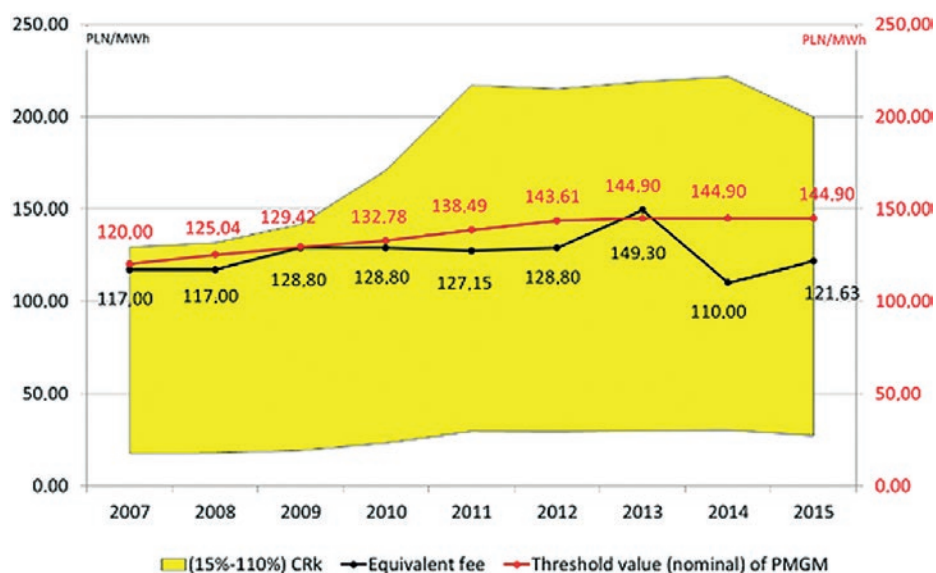


Fig. 1. Equivalent fee level, own work

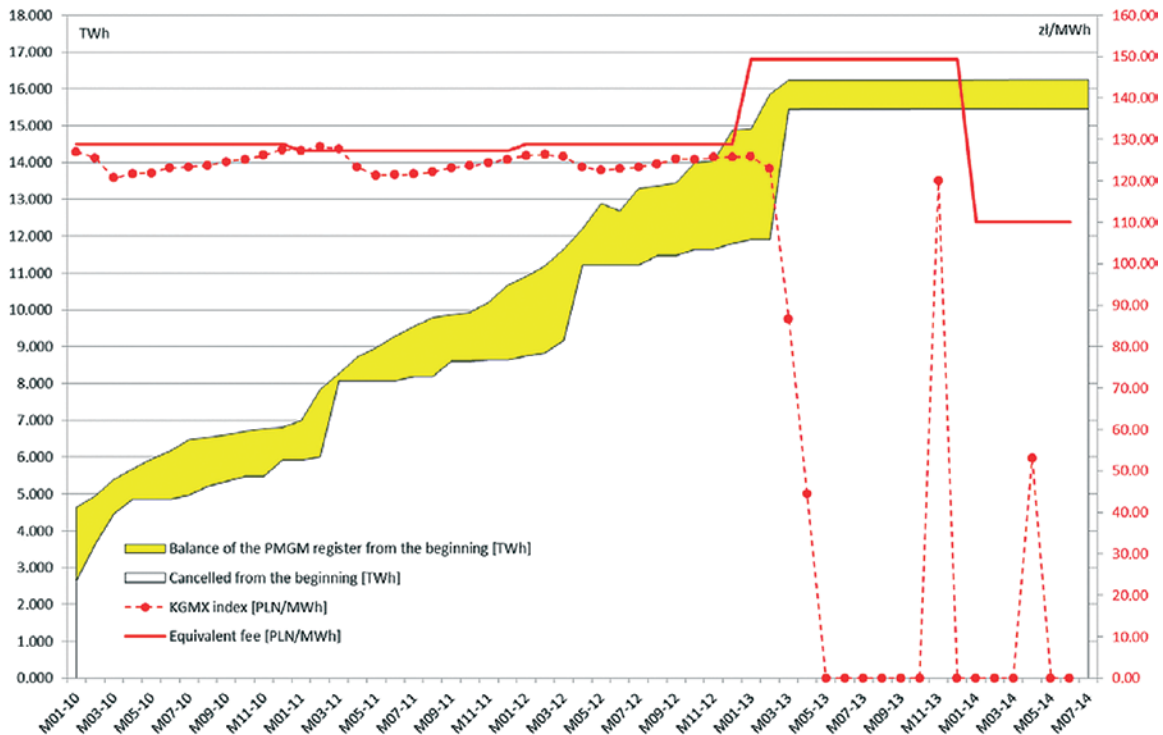


Fig. 2. Value of the price index and balance of the PMGM registers, own work on the basis of data [2]

PMGM		ISSUED FOR THE PERIOD						TOTAL
		1.01–31.12.2007	1.01–31.12.2008	1.01–31.12.2009	1.01–31.12.2010	1.01–31.12.2011	1.01–31.12.2012	
issued in 2013						6 050	1 356 843	1 362 892
issued in 2012					80 371	1 535 444	2 665 015	4 280 830
issued in 2011		238 104	256 695		1 330 797	2 276 765		4 102 362
issued in 2010	[MWh]			631 583	1 809 023			2 440 605
issued in 2009			754 868	2 438 229				3 193 097
issued in 2008		1 089 574	2 223 517					3 313 091
TOTAL		1 327 679	3 235 081	3 069 812	3 220 191	3 818 259	4 021 858	18 692 878
value of PMGM	[million PLN]	155.3	378.5	395.4	414.8	485.5	518.0	2 347.5

Tab. 1. Number and value of issued PMGM property rights. Own work on the basis of [8]

Within that period, the amount of equivalent fees was 55% and 67%, respectively, of the competitive market's price, which also had a negative effect on the investment moods.

These risks were indicated in the conclusions to the report [6], where it was underlined that "the support system based exclusively on the certificates of electricity origin from high efficiency cogeneration will fail to create sufficient investment incentives. The level of the early equivalent fees [...] has been set much below the certificate prices assumed for evaluating economic potential of the cogeneration. Moreover, in practice the certificate price may prove much lower than the set value of the equivalent fee. [...] in the case of an excess of certificates (too small

a market) their value could even drop to nearly zero". The risks identified in the document, particularly relating to the incorrect calculation of value of equivalent fees and generation of demand, came to fruition and had an impact on the balancing of register states at the end of the period of the mechanism's validity.

2.2. Status of registers

The support mechanism valid in the years 2007–2012 did not limit the validity of the property right only to the year in which the right was issued.

In the event of incorrect calculation of demand indices, the algorithm resulted in the accumulation of property rights at the

registers of the market participants, which increased the supply in an artificial manner and caused the drop in prices. The collapse of the market was also due to the lack of legible signals from the legislator pointing clearly to an interruption or continuation of the support mechanism's functioning. This policy of disinformation and, consequently, termination of support, resulted in the drop of the value of PMGM property rights to zero, as illustrated in Fig. 2.

The surplus held in the registers became worthless which primarily resulted in the actions undertaken by interested industry sectors aiming at the reactivation of the support mechanism. As a result, the Energy Act Law [9] was revised in March 2014, reinstating the support system for highly-efficient cogeneration plants. The functioning of the mechanism was limited, with 30 June 2019 specified as the final deadline for the cancellation of property rights or payment of an equivalent fee. The most crucial change introduced to the original model was awarding the certificates of origin with a time limit, which made their validity limited to one year from the production of energy. This limit was introduced in order to eliminate the aggregation of rights in the registers and to decouple their value from the surplus in the system.

Another key modification was connected to the property rights issued before the amended Energy Law Act came into force, and assumed that these property rights would not be considered in the settlement of the obligation's performance. The support

mechanism modified in this way began to operate in April 2014, and the first property rights found their way to the registers in July 2014.

At this point it should be noted that the demand for property rights was additionally determined by the provisions of the Regulation [7] which state that if an energy company in the year previous to the year in which the tariff was prepared performed its obligation by paying the equivalent fee to the amount matching the amount of electrical energy higher than 10% of the sales portfolio, this company could take into consideration only 80% of the costs of the equivalent fee incurred as justified costs in the tariff.

The inability to take into consideration the full costs incurred would noticeably translate into an increased demand and, consequently, a higher value of the property rights.

2.3. Effectiveness assessment of the mechanism

According to the assumptions, the support mechanism was to tap into the technical and economic potential of cogeneration and facilitate modernisation and construction of new generation capacities, minimizing, at the same time, all costs incurred. In the years 2007–2012, combined heat and power generation led to the issuance of approx. 18.7 TWh PMGM, whose market value related to equivalent fees amounting approx. PLN 2.3 billion.

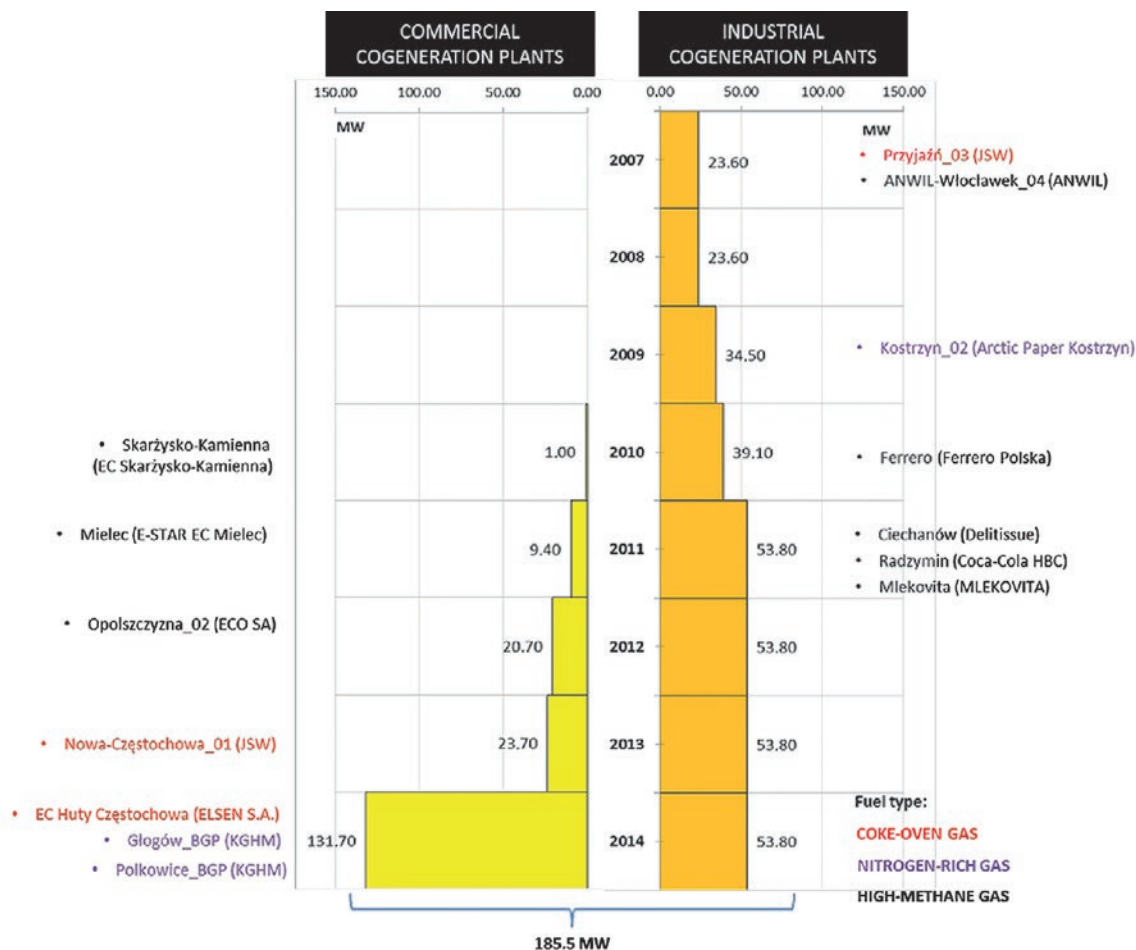


Fig. 3. List of new capacities commissioned in the years 2007–2014. Own work of the basis [3, 4]

Tab. 1 presents the above data in detail. By referring the value of support to the quantity of energy sold to end users it could be concluded that the social cost of this system was on average approx. 3.3 PLN/MWh in the analysed period.

At this point it seems justified to present the results which were obtained thanks to supplying the support mechanism with 2.3 billion PLN. As outlined in the publications [3, 4], there were new investments introduced to the Polish electrical power system, both in the field of commercial and industrial power generation. In total, in the years 2007–2014, nearly 186 MW of capacity allocated in sources based on coke-oven, nitrogen-rich and high-methane gas were commissioned, as illustrated in detail in Fig. 3. It should be emphasized that because of the length of the investment cycle, only some decisions on the construction were made on the basis of the financial support provided by the property rights' market. Assuming the value of 3.7 million PLN/MW [5] as the unit cost for the construction of a gas source and the cycle of duration of the preparatory and construction phase to be approx. 5 years [5], it could be stated that the collected financial resources should be sufficient for the construction of approx. 620 MW within the next several years.

3. Overview

In accordance with the results of the calculations conducted in 2007, i.e. at the time when the support mechanism was being introduced, the cogeneration systems in Poland produced approx. 280 PJ of heat, which referred to only 64% of the economic potential (approx. 430 PJ). This situation could have been altered by the implementation of the support mechanism and setting its height at the level of 120 PLN/MWh for gas technologies. This would have encouraged the growth of the economic potential by approx. 23%, i.e. to the level of 530 PJ in 2020 [6]. The algorithm for the calculation of the equivalent fee and the mechanism for cancellation of property rights resulted in the permanent calculation of property rights below the threshold value forming the investment reference point. During the period of nearly six years of the support mechanism's functioning, only about 186 MW were commissioned from new cogeneration gas sources, with the value of the entire market amounting to 2.3 billion PLN.

The introduction of a new mechanism in 2014, which allowed for temporary validity of the property rights and negated the possibility of the entirety of the costs related to the payment of equivalent fees being transposed to the tariff, will strengthen the market value of the property rights. Nonetheless, in the opinion of the authors, this will not constitute a sufficient stimulus for investment as the value of the equivalent fee for 2015 is lower by approx. 17% than the nominal threshold value which guarantees the financial viability of an investment. In addition, the global reduction of the dynamics in the demand for heat, which also has an effect on the scheduled investments in generation capacities, can be of great concern to the analysts. In accordance with [5], in the years 2014–2050, only an increase of approx. 12% and 7%, respectively in the demand for heat will take place in the urban and industrial sector.

REFERENCES

1. Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, 11 February 2004.
2. <http://www.polpx.pl/>.
3. Katalog Elektrociepłowni Przemysłowych [Catalogue of Industrial Cogeneration Plants], ARE, Warsaw, July 2014.
4. Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych [Catalogue of Commercial Power Plants and Cogeneration Power Plants], ARE, Warsaw, April 2014.
5. Model optymalnego miksu energetycznego dla Polski do roku 2060 [The model of an optimal energy mix for Poland until 2060], ver. 3.0; Chancellery of the Prime Minister of Poland, Department for Strategic Analysis, Warsaw, 2 February 2015.
6. Report evaluating progress achieved in increasing share of electricity produced in high-efficiency cogeneration in total domestic electricity generation, Monitor Polski 2012, No. 1, Item 12, appendix to the Announcement of the Minister of Economy of 12 December 2007.
7. Regulation of the Minister of Economy of 10 December 2014 on methods of calculating data provided in the applications for the issuance of certificates of origin from cogeneration and the detailed scope of the obligation to confirm data relating to the quantity of electrical energy generated in high-efficiency cogeneration, Journal of Laws of 2014, item 1940.
8. Activity reports of the President of the ERO for 2007–2013, Energy Regulatory Office Bulletins.
9. Energy Law Act, Journal of Laws 2012.1059 as amended, 10 April 1997.
10. Consolidated version of the Treaty on European Union and the Treaty on the Functioning of the European Union, Official Journal of the European Union, 30 March 2010, Vol. 53, Notice No. 2010/C83/01.

Maciej Soltysik

TAURON Polska Energia SA

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering, Silesian University of Technology (2000) and postgraduate studies at the Academy of Economics in Katowice (2007) and AGH University of Science and Technology in Kraków (2010). Obtained his doctoral degree at the Institute of Electrical Power Engineering, Wrocław University of Technology (2010). For more than a decade, his work has been connected with the power industry. He obtained his professional experience in Enion SA, Everen sp. z o.o., EDF Group and TAURON Polska Energia SA. Member of the Polish Electricity Association (PKEE), Association of Energy Trading (TOE), and its working groups. Expert witness in electrical power engineering and electricity market. Author and co-author of several dozen scientific papers.

Karolina Mucha-Kuś

TAURON Polska Energia SA

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Graduate of the Silesian International Business School (2008) and postgraduate studies on nuclear energy at the AGH University of Science and Technology (2012), as well as the PhD programme at the University of Economics in Katowice (2012). She was second in the international contest for the best doctoral thesis organised by the Technical University of Ostrava – VŠB-TUO. Professionally involved with the power industry since 2007. Her areas of scientific interest cover strategies of effective behaviour of energy market participants. Author of papers concerning strategic management, especially research on competition strategies. Member of the Association of Energy Trading (TOE) and its working groups.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 97–102. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wysokosprawna kogeneracja gazowa – ocena mechanizmu wsparcia

Autorzy

Maciej Sołtysik
 Karolina Mucha-Kuś

Słowa kluczowe

kogeneracja, system wsparcia, efektywność

Streszczenie

Tworzenie wspólnego europejskiego rynku energii implikuje konieczność dostosowywania prawa krajowego i kierunków rozwoju sektora do determinant unijnych. Jednym z tych elementów było wprowadzenie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, w tym kogeneracji gazowej. Kilkuletnia historia funkcjonowania mechanizmów pozwala na dokonanie analiz zasadności i poprawności formy modelu wsparcia, oceny jego wpływu na rozwój podsektora oraz kosztów jego funkcjonowania. W artykule przedstawiono na tle genezy wprowadzenia systemu wsparcia wyniki analiz wolumetryczno-cenowych, trendy, ocenę bilansu praw majątkowych oraz dokonano oceny efektywności mechanizmu.

1. Wstęp

Wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła było na polskim rynku energii jednym z pierwszych obszarów, w ramach którego zastosowane zostały mechanizmy wsparcia. Promowanie odbywało się na wielu płaszczyznach i w oparciu o różne normy prawne. W ramach taryf przedkładanych do zatwierdzenia prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) kształtowane były w sposób arbitralny ceny gwarantujące podmiotom reprezentującym ten sektor pokrywanie uzasadnionych kosztów i zwrot poniesionych nakładów. Równolegle w latach 2004–2006, obowiązywały regulacje ustawowe nakładające na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek zapewnienia w sprzedawanym wolumenie odpowiedniego udziału energii z wysokosprawnej kogeneracji. Preferencje dotyczyły także kwestii administracyjnych i technicznych związanych z przyłączeniem jednostek kogeneracyjnych do sieci.

Zwiększenie się gamy instrumentów wspierających wynikało nie tylko z potrzeb wewnątrzrynkowych, lecz było także następstwem konieczności implementacji dyrektyw wspólnotowych, a w analizowanym przypadku w szczególności Dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku. Zgodnie z treścią pkt (1) preambuły dyrektywy [1] „Promowanie wysoko wydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych”. Priorytetowe podejście do produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, będące w zgodzie z zapisami art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej [10], przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii, wzrostu konkurencyjności i do osiągnięcia efektów środowiskowych, a w szczególności redukcji emisji CO₂. Dyrektywa, będąca jedynie dokumentem kierunkowym, wskazała dopuszczalne formy i kształt mechanizmów wsparcia,

w tym w szczególności, za brzmieniem pkt. (26), na „pomoc inwestycyjną, zwolnienia z podatku lub obniżenie podatku, zielone certyfikaty oraz systemy bezpośrednich dopłat do cen”. W celu realizacji wskazanych wytycznych kierunkowych państwa członkowskie zostały zobligowane do przeprowadzenia analiz potencjału technicznego i ekonomicznego kogeneracji w ramach swoich rynków lokalnych oraz identyfikacji barier rozwoju tego podsektora. Wybór modelu wsparcia, zgodnie z rekomendacjami dyrektywy, miał mieć suwerenny charakter, co było w zgodzie z pkt (32) „[...] pozwole każdemu Państwu Członkowskiemu wybrać rozwiązania najbardziej odpowiadające jego sytuacji [...]”.

Optymalnym, z punktu widzenia ustawodawcy polskiego, był wybór modelu bazującego na systemie certyfikacji. Stosowne zapisy zostały wprowadzone w życie nowelizacją ustawy Prawo energetyczne w styczniu 2007 roku. Celem tak skonstruowanego mechanizmu było wielopłaszczyznowe wsparcie skupiające się głównie wokół zapewnienia stabilnego środowiska ekonomicznego i minimalizacji barier administracyjnych oraz wykreowaniu rynku, czyli stron podażowej i popytowej, na towar w postaci zbywalnych praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii wytworzonej w promowanych typach źródeł wytwórczych. Zgodnie z pierwotnymi założeniami za wystarczający uznano blisko sześcioletni okres trwania mechanizmu, który miał się przyczynić przede wszystkim do modernizacji i budowy nowych mocy wytwórczych, czego koszty miały być w sposób zrównoważony pokryte przez odbiorców energii elektrycznej.

Analiza dokonana na bazie doświadczeń kilkuletniego trwania systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji pozwala na sformułowanie wniosków i konkluzji oraz dokonanie oceny efektywności zastosowanych mechanizmów, czego wyniki na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji gazowej zostały zaprezentowane na łamach niniejszego artykułu.

2. Efektywność wsparcia

Efektywność może być rozpatrywana jako pewna kategoria ekonomiczna, używana jako kryterium oceny funkcjonowania oraz szans rozwojowych badanego mechanizmu. W analizowanym przypadku pojęcie to utożsamiane może być z zasadą racjonalnego gospodarowania w wariantach: wydajnościowym, gdzie liczy się maksymalizacja efektu, i oszczędnościowym, gdzie funkcją celu jest minimalizacja nakładów i kosztów. Mechanizm wsparcia działający w sposób efektywny powinien zatem być tak skonstruowany, by z jednej strony przyczynić się do modernizacji istniejących i budowy nowych mocy wytwórczych oraz ograniczyć bariery fiskalne, administracyjne i techniczne, z jednoczesnym zachowaniem minimalizacji ciężaru kosztowego, przenieszonego na odbiorców. W kontekście tak ujętej definicji ważne stają się przytoczenie najistotniejszych założeń mechanizmu rzutujących na ocenę jego efektywności.

2.1. Opłata zastępcza

Wartościowanie praw majątkowych na rynku odbywa się z udziałem stron: podażowej, czyli wytwórców kogeneracyjnych, oraz popytowej, czyli sprzedawców energii, którzy zobligowani zostali do zakupu i umorzenia stosownego udziału praw majątkowych (PMGM), odpowiadającego części energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym. W przypadku odstąpienia od zakupu i umorzenia praw majątkowych zobligowany sprzedawca ma możliwość wniesienia tzw. opłaty zastępczej (Ozg), czyli pewnego substytutu, gwarantującego mu realizację obowiązku i uniknięcie kar. Wysokość opłaty zastępczej i algorytm jej wyznaczania jest zatem najistotniejszą determinantą mechanizmu wsparcia. Jej wysokość wpływa na zachowania graczy rynkowych, na liczbę praw majątkowych znajdujących się na rejestrach giełdy oraz stanowi istotne odniesienie przy konstruowaniu projekcji inwestycyjnych.

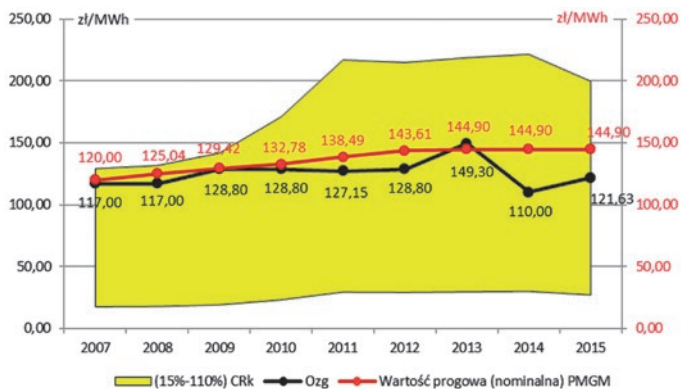
Ustawodawca, implementując zapisy dyrektywy [1] do prawa polskiego, zadbał o nadanie pewnej elastyczności algorytmowi kreowania opłaty zastępczej i nadał

kompetencje do jej wyliczania przesewi URE. Dla jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem bądź o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 1 MW opłata zastępcza powinna się zawierać w przedziale między 15% a 110% ceny rynku konkurencyjnego. Taka konstrukcja, wyliczana w roku 'n', określała wartość opłaty na rok 'n + 1' na podstawie danych z rynku konkurencyjnego z roku 'n - 1'. Mechanizm nie odzwierciedlał zatem bieżących uwarunkowań, rozwoju rynku, trendów cenowych i charakteryzował się silną inercją. Na wadliwą konstrukcję tego algorytmu wskazywał ponadto opublikowany w grudniu 2007 roku raport oceniający półroczne funkcjonowanie wsparcia [6].

Zgodnie z założeniami ekonomicznymi, według których powstawała koncepcja modelu wsparcia, minimalna progowa wartość świadectwa pochodzenia,

gwarantująca uzyskanie uznanego za wystarczający przy realizacji nowych inwestycji wskaźnika IRR na poziomie 10%, wyniosła dla źródeł gazowych 120 zł/MWh. Pomimo wystarczającej elastyczności algorytmu w żadnym z lat pierwszego okresu funkcjonowania mechanizmu (2007–2012) opłata zastępcza nie zrównała się ani nie przekroczyła nominalnej dla danego roku progowej wartości prawa majątkowego, co zilustrowano na rys. 1. Potencjalny bodziec inwestycyjny mógłby się pojawić w 2013 roku, jednakże był to rok, w którym mechanizm wsparcia już nie obowiązywał. Lata 2014–2015 to z kolei okres ponownego wejścia w życie mechanizmu w niezmienionej co do pryncypium formie. W tym okresie wysokości opłat zastępczych wyniosły jedynie odpowiednio 55% i 67% ceny z rynku konkurencyjnego, co również negatywnie przełożyło się na nastroje inwestycyjne.

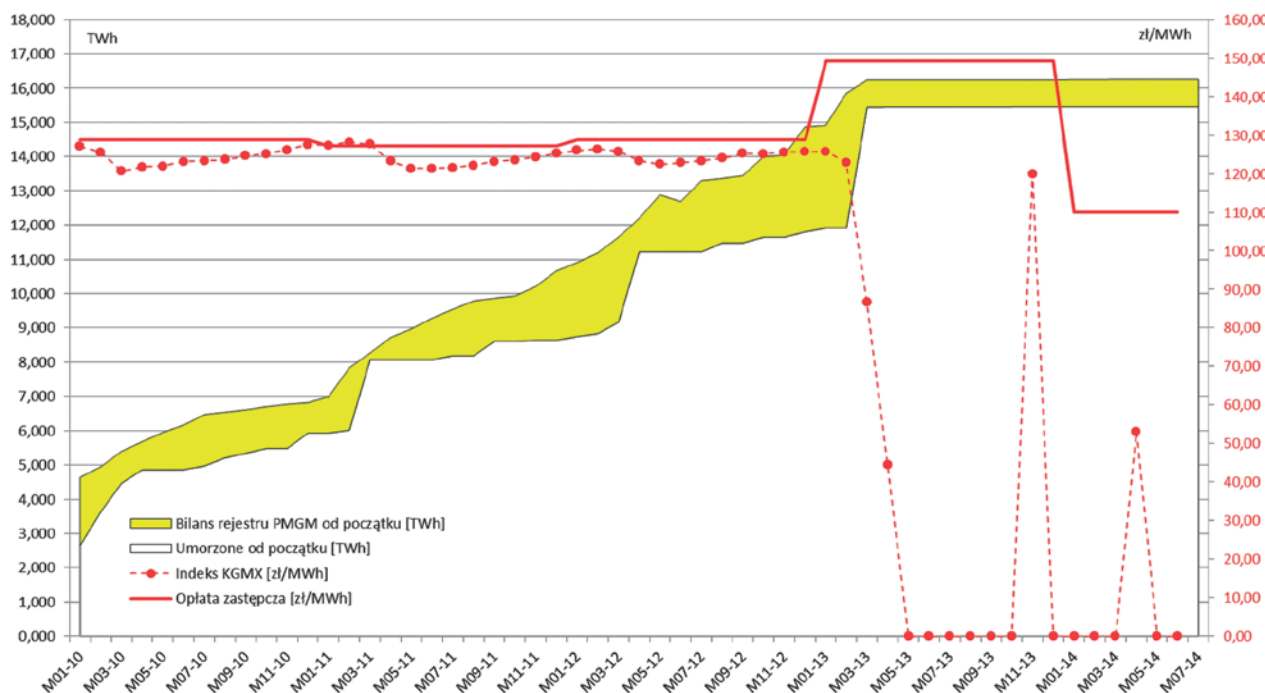
Na ryzyka te wskazano we wnioskach raportu [6], gdzie podkreślono, że cyt. „system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszych opłat zastępczych [...] ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicznego kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. [...] W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zera”. Wskazane w dokumencie ryzyka, głównie w zakresie niewłaściwego wywarościowania opłat zastępczych oraz wykreowania popytu, zmaterializowały się i wpłynęły na zbilansowanie stanu rejestrów na koniec okresu obowiązywania mechanizmu.



Rys. 1. Poziom opłat zastępczych, opracowanie własne

2.2. Stan rejestrów

Mechanizm wsparcia obowiązujący w latach 2007–2012 nie ograniczał ważności prawa majątkowego wyłącznie do roku, w którym zostało ono wydane. Algorytm ten, w przypadku niewłaściwego sparometryzowania wskaźników popytowych, skutkowało kumulowaniem praw majątkowych na rejestrach uczestników rynku, co w sztuczny sposób zwiększało podaż i przyczyniało się do spadków cen. Na załamanie się rynku miał także wpływ brak czytelnych sygnałów ze strony ustawodawcy wskazujących w sposób jednoznaczny na przerwanie bądź kontynuację funkcjonowania mechanizmu wsparcia. Tak prowadzona polityka dezinformacji i w konsekwencji wygaśnięcie wsparcia skutkowało spadkiem wartości



Rys. 2. Wartość indeksu cenowego i bilans rejestrów PMGM, opracowanie własne na podstawie danych [2]

praw majątkowych PMGM do zera, co zilustrowano na rys. 2.

Znajdująca się na rejestrach nadwyżka stała się bezwartościowa, co stało się m.in. powodem podjęcia przez zainteresowane środowiska branżowe działań zmierzających do reaktywacji mechanizmu. W konsekwencji w marcu 2014 roku została znowelizowana ustawa Prawo energetyczne [9], przywracająca system wsparcia dla wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych. Działanie mechanizmu ograniczono, wskazując 30 czerwca 2019 roku jako ostateczny termin utworzenia praw majątkowych bądź wniesienia opłaty zastępczej. Najistotniejszą zmianą, jaką wprowadzono względem pierwotnego modelu, było nadanie świadectw pochodzenia atrybutu terminowości, ograniczającej ich ważność do roku wyprodukowania energii. Ograniczenie to zostało wprowadzone w celu wyeliminowania agregacji praw na rejestrach i uniezależnienia ich wartości od nadwyżek w systemie. Drugą kluczową zmianą dotyczyła praw majątkowych wydanych przed dniem wejścia w życie znowelizowanej ustawy i zakładała brak możliwości ich uwzględnienia przy rozliczeniu wykonania obowiązku. Tak skonstruowany mechanizm rozpoczął swoje funkcjonowanie w kwietniu 2014 roku, a pierwsze prawa majątkowe znalazły się w rejestrach w lipcu 2014 roku.

Należy w tym miejscu podkreślić, że popyt na prawa majątkowe został dodatkowo zdeterminowany zapisami rozporządzenia [7], z którego wynika, że w przypadku,

gdy przedsiębiorstwo energetyczne w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy zrealizowało ciężący na nim obowiązek poprzez uiszczenie opłaty zastępczej w wysokości odpowiadającej ilości energii elektrycznej większej niż 10% portfela sprzedażowego, to przedsiębiorstwo to w taryfie może jako koszt uzasadniony uwzględnić jedynie 80% kosztów poniesionej opłaty zastępczej. Brak możliwości uwzględnienia pełnych kosztów w sposób oczywisty przełoży się na wzrost popytu i tym samym na wzrost wartości praw majątkowych.

2.3. Ocena efektywności mechanizmu

Funkcjonowanie mechanizmu wsparcia miało, zgodnie z założeniami, przyczynić się do wykorzystania potencjału technicznego i ekonomicznego kogeneracji oraz przełożyć się na modernizację i budowę nowych mocy wytwórczych z jednoczesną minimalizacją związanych z tym kosztów. W latach 2007–2012, w ślad za produkcją energii elektrycznej skojarzonej z ciepłem, zostało wydanych ok. 18,7 TWh PMGM, których wartość rynkowa odniesiona do opłaty zastępczej wyniosła ok. 2,3 mld zł, co w szczegółowy sposób przedstawione zostało w tab. 1. Odnosząc wartość wsparcia do ilości energii sprzedanej odbiorcom końcowym, można wnioskować, że średnio w analizowanym okresie koszt społeczny dla tego systemu wyniósł ok. 3,3 zł/MWh.

W tym miejscu zasadne staje się przedstawienie efektów, jakie udało się uzyskać przez zasilenie mechanizmu kwotą na poziomie 2,3 mld zł. Zgodnie z opracowaniami [3, 4] w polskim systemie elektroenergetycznym

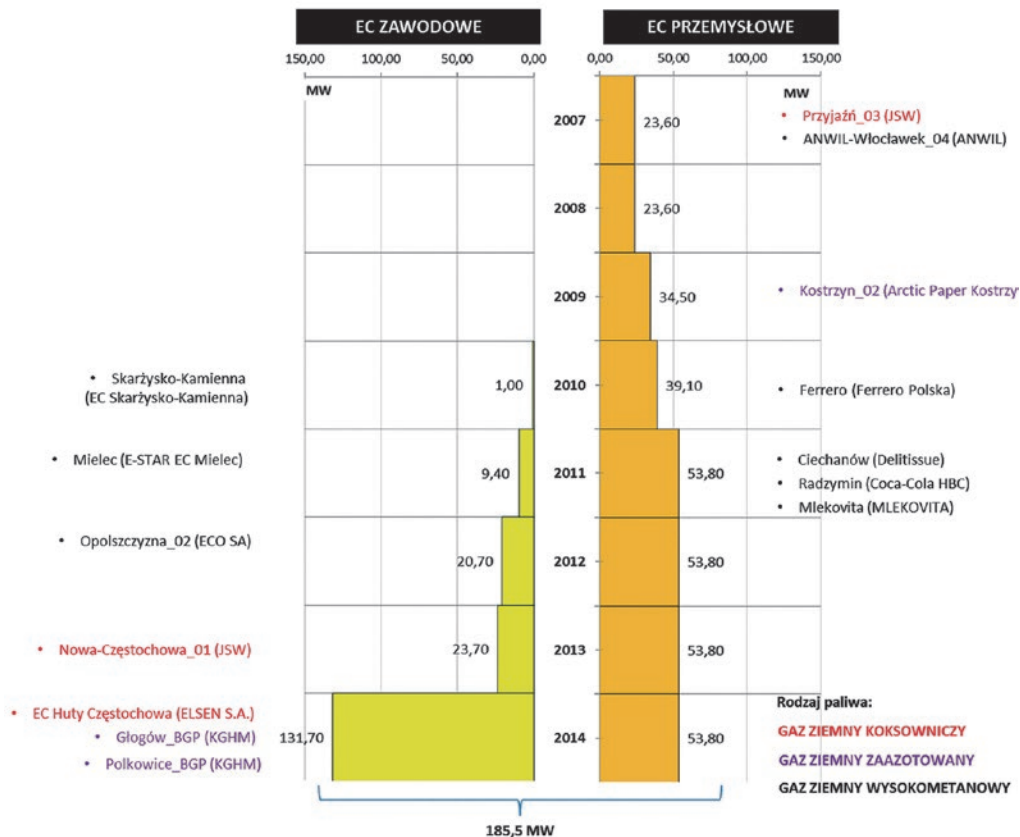
zostały przeprowadzone inwestycje, zarówno w obszarze energetyki zawodowej, jak i przemysłowej. Łącznie w latach 2007–2014 oddano blisko 186 MW mocy alokowanej w źródłach bazujących na gazie koksowniczym, zaazotowanym i wysokometanowym, co szczegółowo zostało zilustrowane na rys. 3. Należy podkreślić, że ze względu na długość cyklu inwestycyjnego tylko część decyzji o budowie została podjęta w oparciu o strumień finansowania z rynku praw majątkowych. Przyjmując za jednostkowy koszt budowy źródła gazowego wartość 3,7 mln zł/MW [5] oraz cykl trwania fazy przygotowawczej i budowy na ok. 5 lat [5], można stwierdzić, że zgromadzona pula środków powinna wystarczyć na budowę około 620 MW w przeciągu kilku najbliższych lat.

3. Podsumowanie

Zgodnie z wynikami obliczeń przeprowadzonych w 2007 roku, tj. w momencie wprowadzania systemu wsparcia, w Polsce w skojarzeniu produkowano ok. 280 PJ ciepła, co odpowiadało wykorzystaniu jedynie 64% potencjału ekonomicznego (ok. 430 PJ). Sytuację tę mogło zmienić wprowadzenie mechanizmu wsparcia i ustalenie jego wysokości dla technologii gazowych na poziomie 120 zł/MWh. Działanie takie przełożyłoby się na wzrost potencjału ekonomicznego o ok. 23%, tj. do poziomu 530 PJ w 2020 roku [6]. Wprowadzony algorytm wyznaczania opłaty zastępczej, jak i sam mechanizm umarzania praw majątkowych, przyczynił się do trwałego wywartościowania praw majątkowych

PMGM		WYDANE ZA OKRES						RAZEM
		1.01–31.12.2007	1.01–31.12.2008	1.01–31.12.2009	1.01–31.12.2010	1.01–31.12.2011	1.01–31.12.2012	
wydane w 2013						6 050	1 356 843	1 362 892
wydane w 2012					80 371	1 535 444	2 665 015	4 280 830
wydane w 2011		238 104	256 695		1 330 797	2 276 765		4 102 362
wydane w 2010				631 583	1 809 023			2 440 605
wydane w 2009	[MWh]		754 868	2 438 229				3 193 097
wydane w 2008		1 089 574	2 223 517					3 313 091
RAZEM		1 327 679	3 235 081	3 069 812	3 220 191	3 818 259	4 021 858	18 692 878
wartość PMGM	[mln zł]	155,3	378,5	395,4	414,8	485,5	518,0	2 347,5

Tab. 1. Liczba i wartość wydanych praw majątkowych PMGM. Opracowanie własne na podstawie [8]



Rys. 3. Wykaz nowych mocy wytwórczych oddanych w latach 2007–2014, opracowanie własne na podstawie danych [3, 4]

poniżej wartości progowej stanowiącej odniesienie inwestycyjne. W czasie trwania blisko sześcioletniego okresu funkcjonowania modelu wsparcia oddano do użytku jedynie ok. 186 MW w nowych kogeneracyjnych źródłach gazowych, przy jednoczesnej wartości całego rynku na poziomie sięgającym 2,3 mld zł. Wprowadzenie w 2014 roku nowego mechanizmu uwzględniającego czasową ważność prawa majątkowego wraz z brakiem możliwości transpozycji do taryfy całości kosztów związanych z wnoszeniem opłat zastępczych, przyczyni się do umocnienia wartości rynkowej prawa majątkowego. Zdaniem autorów nie będzie to jednak stanowiło wystarczającego bodźca do inwestycji, gdyż wartość opłaty zastępczej dla 2015 roku jest o ok. 17% niższa od nominalnej progowej wartości gwarantującej rentowność inwestycji. Ponadto duże wątpliwości może budzić globalny spadek dynamiki zapotrzebowania na ciepło, który także ma przełożenie na planowane inwestycje w moce wytwórcze. Zgodnie z [5] w sektorze miejskim i przemysłowym w latach 2014–2050 nastąpi jedynie odpowiednio ok. 12-proc. i 7-proc. wzrost popytu na ciepło.

Bibliografia

1. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG.
2. <http://www.polpx.pl/>.
3. Katalog Elektrociepłowni Przemysłowych, ARE Warszawa, lipiec 2014.
4. Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych, ARE Warszawa, kwiecień 2014.
5. Model optymalnego miksu energetycznego dla Polski do roku 2060, wersja 3.0; Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych, Warszawa, 2 lutego 2015.
6. Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, *Monitor Polski* 2012, nr 1, poz. 12 – załącznik do obwieszczenia ministra gospodarki z 12 grudnia 2007 roku.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 10 grudnia 2014 roku w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, Dz. U. z 2014 roku, poz. 1940.
8. Sprawozdania z działalności prezesa URE za lata 2007–2013, *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*.
9. Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne, Dz. U. z 2012 roku, poz. 1059 z późniejszymi zmianami.
10. Wersja skonsolidowana Traktatu o Unii Europejskiej i Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* z 30 marca 2010 roku, t. 53, powiadomienie nr 2010/C83/01.

Maciej Sołtysik

dr inż.

TAURON Polska Energia SA

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej (2000) oraz studiów podyplomowych w Akademii Ekonomicznej w Katowicach (2007) i Akademii Górniczo-Hutniczej (2010). Stopień naukowy doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (2010). Od kilkunastu lat związany z energetyką. Doświadczenie zawodowe zdobywał w Enion SA, Everen sp. z o.o. grupa EDF i TAURON Polska Energia SA. Członek Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE), Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) i grup roboczych przy TOE i PKEE. Biegły sądowy z zakresu elektroenergetyki i rynku energii elektrycznej. Autor i współautor kilkudziesięciu referatów naukowych.

Karolina Mucha-Kuś

dr

TAURON Polska Energia SA

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Absolwentka Śląskiej Międzynarodowej Szkoły Handlowej (2008), studiów podyplomowych z zakresu energetyki jądrowej w Akademii Górniczo-Hutniczej (2012) i studiów doktoranckich na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach (2012). Zdobyła drugie miejsce w międzynarodowym konkursie na najlepszą rozprawę doktorską, organizowanym przez Technical University of Ostrava – VŠB-TUO. Od 2007 roku zawodowo związana z branżą energetyczną. Jej zainteresowania naukowo-badawcze dotyczą strategii efektywnych zachowań uczestników rynku energii. Autorka referatów z zakresu zarządzania strategicznego, w szczególności badań nad strategiami kooperacji. Członkini Towarzystwa Obrotu Energią, w tym grup roboczych przy Towarzystwie Obrotu Energią.