

Renewable Energy Sources on the Polish Electrical Energy Market

Author

Paweł Bućko

Keywords

renewable energy sources, energy market, energy origin certificates

Abstract

Production of electricity from renewable energy sources in Poland is presented in the paper. The mechanism of energy origin certificates market and the proposal of mechanism modification are discussed. Perspectives of electricity production from renewable energy sources are indicated and discussed.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014204

1. Introduction

Ambitious goals of the European Union concerning support for technologies based on renewable energy sources (RES) introduce this subject into the domestic energy policy. Poland has adopted ambitious obligations concerning a relatively high share of renewable sources in electricity generation. Difficulty of reaching these targets is primarily caused by the starting condition. At the turn of the century, the share of renewables in electricity generation was low (2% including large hydroelectric plants), local renewable energy resources were poorly identified and development of technologies which could be used for converting those resources into electricity was limited. Mainly imported technologies were used.

An additional problem was related to relatively high cost of electricity generation from renewable sources and comparatively high investment costs. In electricity market conditions, RES required support. A support mechanism involving certificates of electricity origin was proposed for RES as an additional (to electricity sales) source of revenue. After several years of operation, flaws of this system have been clearly revealed:

- total system functioning cost was transferred directly to consumers; increase of electricity price for consumers proved very significant, and with the required share of renewables for consecutive years it would soon become unacceptable
- despite considerable diversification of renewable technologies, and especially their economic conditions, all sources were using an identical uniform support mechanism
- considerable growth of renewable electricity generation was provided by co-firing biomass in several modernised conventional power stations (while qualifying such electricity as “renewable” is arguable, especially when the biomass is imported or is a full-quality forestry commodity); relatively high cost suffered

by consumers for financing the certificate system was, to a large extent, distributed ineffectively between conventional power plants, which implemented co-firing, and large hydroelectric stations

- it was not possible to benefit from the support system in the case of utilising electricity for own consumption (certificates are only issued for sold energy)
- organisational difficulties practically precluded system utilisation by very small plants (microgeneration)
- despite large effort the support system failed to generate the required RES share within periods resulting from EU commitments.

After several years of operation, the support system needs to be reworked.

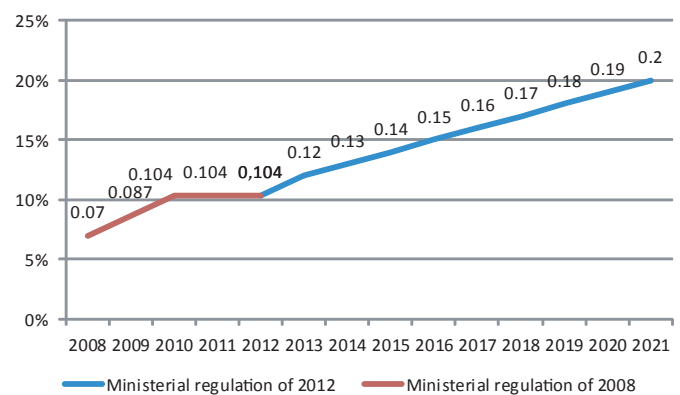


Fig. 1. Required shares of electricity generated from RES in total electricity sales to final consumers in 2008–2012 resulting from regulations of the Minister of Economy [1, 2]

Unfortunately, a new system was not enacted within the expected time frame (by the end of 2012). Current regulations have been extended by a new executive order [2], which specifies goals to be reached nationwide in 2013–2021 (Fig. 1). Contradictory declarations and revealed drafts of new solutions resulted in intensification of lobbying activities and created considerable uncertainty about the RES situation on the domestic energy market. Lack of clear vision of the future in early 2013 led to destabilisation of the renewable energy certificate market, and significant drop of their prices. At the same time activity of investors decreased and the economic situation of many renewable electricity generators deteriorated. It is essential to quickly re-stabilise the situation by defining a long-term strategy for renewable energy sources and implementing appropriate legal regulations.

2. Current state of renewable power generation in Poland

2.1. Distributed generation

Output and number of plants which may be considered distributed generation within the National Power System, are shown in Tab. 1. In a group of small hydroelectric plants the numbers grow very slowly. In most cases the plants have been operated for many years, and are often re-built on existing dams. Due to siting difficulties and high investment cost needed to construct such a plant on a new dam, no significant growth dynamics may be expected in this segment.

The number of wind power plants and their capacity does grow dynamically, and also outputs of wind farms connected to the grid are increasing. Yet large wind farms can hardly be considered distributed generation. In mid-2010 total capacity installed in wind turbines in Poland exceeded 1000 MW (ca. 3% of total capacity installed in the system) and by the end of 2012 it approached 2500 MW. Relatively high effectiveness of investing in such plants, combined with a comparatively short time needed to build them, allow expecting continuation of good growth dynamics for both the number and output of such plants in the years to come. Large capacity is also planned to be installed at off-shore wind farms.

The biogas plant segment is growing slowly. Those plants already in operation mainly use landfill gas or biogas generated at wastewater treatment plants. Systems fuelled with biogas generated

from agricultural waste or agro biomass gasification have high development potential. The first such plants are being built now, and analyses carried out e.g. at the Silesian University of Technology indicate that this group might contain the largest development potential for Polish renewable power generation. Introduction of energy certificates dedicated for biogas sources would be an important incentive.

Biomass combustion plants have been mainly created by adapting coal-fired plants for being fired or co-fired with biomass. Used fuels are mainly forestry residues or pellets from agricultural waste (primarily straw, energy crops and woody residues). Consumption of imported biomass is also significant. Unfortunately share of biomass from classic energy crops is low.

The most popular among distributed plants fired with natural gas or coal mine methane, are plants with gas engines used for combined heat and power generation. Gas turbines are much less numerous. The relatively quick growth of capacity of such plants at the turn of the century has been slowed down due to considerable increase of gas prices. Without sufficient support mechanisms, economic aspects limited their competitiveness and reduced interest of investors. Introduction of so-called yellow certificates of origin improves economic conditions for such plants and might cause increased development dynamics in the upcoming years. Unfortunately the high gas price is still a significant factor slowing down such development. In well-developed Western European systems continuous growth of capacity installed in distributed generation is observed. There are many types of incentives for such development, mainly within support systems for renewable power generation and for cogeneration. Also preferences in grid connection process have been adopted. Solutions used in individual countries are quite different.

In many countries of the world distributed generation is now developing very rapidly. This mainly results from favourable conditions which have been created when energy markets were built and energy sectors de-monopolised. Energy market liberalisation may create opportunities for distributed generation, but it may also cause formation of barriers. Distributed generation is also seen as a chance to support and naturally complement the energy market liberalisation. It is one of the rationales for promoting and legislatively supporting development of such sources in countries like: USA, Canada or most EU member states (especially strong support in the UK, Germany, Denmark, Spain and

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Biogas power plants	32.00	36.80	45.70	54.61	71.62	82.88	103.49	131.25
Biomass power plants	189.80	238.80	255.40	232.00	252.49	356.19	409.68	820.70
Solar power plants	–	–	–	–	0.00	0.03	1.13	1.29
Wind power plants	83.30	152.00	287.90	451.00	724.68	1,180.27	1,616.36	2,496.75
Hydroelectric plants	922.00	931.00	934.80	940.57	945.20	937.04	951.39	966.10
Total	1,227.10	1,358.60	1,523.80	1,678.18	1,993.99	2,556.42	3,082.04	4,416.09

Tab. 1. Capacity installed at RES in Poland, 2005–2012 (MW)

the Netherlands) [7]. Comprehension of distributed generation in Poland is not yet as good as in the countries mentioned above. Much more attention is paid to the transformation of large, centralised power generation. Economic conditions are not yet as favourable for many distributed generation technologies as in the countries of Western Europe.

Technical, organisational and financial barriers hampering development of small-scale generation in Poland are noticeable, but their impact is diminishing continuously. Conditions are becoming more and more favourable, and development of this sector needs to be looked upon with a certain dose of optimism. It is particularly important that distributed generation is recognised by all traditional power grid sectors, and seen as a development chance for every one of them. In this game also energy consumers must not be forgotten; for them distributed generation has to lead to economic benefits, while simultaneously it secures appropriate energy supply standards.

2.2. Renewable energy sources

Fig. 2 presents structure of technologies used at distributed power generation facilities qualified as RES, while Tab. 2 shows a detailed summary. Wind power has the largest share in total installed capacity, and is followed by the hydroelectricity (mainly large-scale). Because of the natural variability of renewable power supply, those shares are not directly translated to shares in generation of electricity qualified as renewable (Tab. 3).

Renewable energy sources utilised in Poland

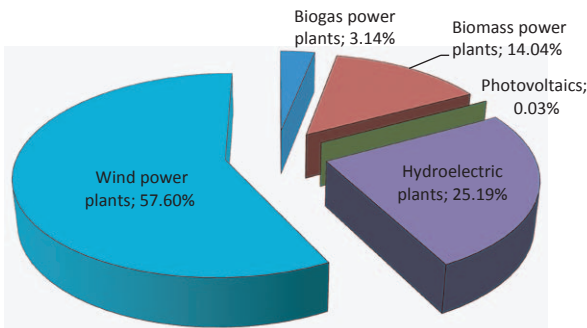


Fig. 2. Structure of capacity installed at renewable energy sources in Poland, source: Energy Regulatory Office (2012)

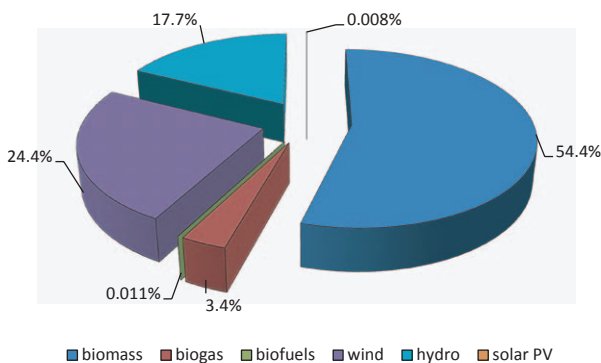


Fig. 3. Shares of individual renewable energy carriers in total renewable electricity generation in Poland, source: Central Statistical Office (2011)

	Type of renewable technology	Total installed capacity (MW)
Biogas power plants	running on waste water biogas	39.02
	running on agricultural biogas	25.21
	running on landfill gas	54.59
	running on mixed biogas	0.60
Biomass power plants	running on mixed biomass	374.26
	running on forestry, farming and orchard residues	13.55
Wind power plants	running on industrial, wood and cellulose-paper waste	145.60
	on-shore	2188.94
Hydroelectric plants	run-of-the-river power plants up to 0.3 MW	43.57
	run-of-the-river power plants up to 1 MW	54.35
	run-of-the-river power plants up to 5 MW	138.70
	run-of-the-river power plants up to 10 MW	48.28
	run-of-the-river power plants above 10 MW	289.80
Solar power plants	pumped storage plants or plants with pumping capacity	382.68
	utilising solar radiation	1.25

Tab. 2. Technology types utilised at RES, source: Energy Regulatory Office (2012)

More than half of renewable power generation is attributable to biomass co-firing (Fig. 3). Considerable increase of capacity installed at wind power plants in recent years was translated into an increasing share in power generation.

Currently almost ¼ of renewable electricity is generated by wind power plants. Generation at hydroelectric plants remains on a quite stable level (with variations resulting from hydrological conditions) and as a consequence the share of hydroelectricity is dropping, although it is still high (ca. 18%). Generation from biogas is ca. 3.4%.

3. Current support system for renewable sources in Poland

The support system for renewable power generation currently in force in Poland was introduced after changes in the legal framework in 2005. Its key elements are tradable certificates of origin for electricity. Certificate trade independent from electricity trading was started. This laid foundations for the development of a stable support system enabling investors to estimate future revenues from sales of electricity and certificates. At the same time a guaranteed price for electricity generated at RES was introduced. Therefore the system currently in force is of a mixed type: it simultaneously guarantees price for RES electricity, creates energy purchase obligation, and gives an opportunity to generate additional revenues by trading green certificates [6]. Thus preference given to RES in Poland is in fact stronger than in other countries which have adopted the green certificate trading scheme. Under such mechanisms RES are usually forced to compete in the electricity market according to general rules,

Type of renewable source	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Biogas power plants	104,465.3	116,691.9	161,767.9	220,882.9	300,850.3	363,595.7	430,537.3	442,088.0
Biomass power plants	467,975.7	503,849.2	545,764.9	560,967.4	601,088.2	635,634.8	1,055,151.7	1,089,492.9
Solar power plants	–	–	–	–	1.3	1.7	117.8	1,048.4
Wind power plants	135,291.6	257,037.4	472,116.4	806,318.6	1,045,116.2	1,823,297.1	3,126,526.4	3,825,275.6
Hydroelectric plants	2,175,559.1	2,029,635.6	2,252,659.3	2,152,943.2	2,375,767.2	2,922,051.6	2,316,833.4	1,830,129.8
Co-combustion	877,009.3	1,314,336.6	1,797,217.1	2,751,954.1	4,281,615.0	5,243,251.4	5,999,582.1	5,677,850.6
Total	3,760,301.0	4,221,547.7	5,229,525.7	6,493,066.2	8,604,488.3	10,987,832.4	12,928,808.7	12,865,885.4

Tab. 3. Electricity generation at RES, 2005–2012 (MWh), source: Energy Regulatory Office (2013)

while the green certificates provide an additional source of revenue, enabling competitive trading on the electricity market. The solution adopted in Poland releases renewable sources from such competition by guaranteeing fixed electricity cost (additionally supported by energy purchase guarantee).

For a generator this means splitting the revenues related to electricity generation into two autonomous sources:

- revenues from electricity sales at a guaranteed price equal to the average market electricity price from the previous year
- revenues from sales of property rights linked to certificates of origin issued by the Energy Regulatory Office (so-called green certificates).

One of the basic mechanisms in the current RES support system is an option to pay a so-called equivalent fee. This fee is charged from entities which sell electricity to final consumers, and fail to acquire sufficient amount of green certificates during a settlement period to fulfil their purchasing obligations.

To sum up, the current RES support mechanism imposes certain obligations on multiple participants of the energy market. With certain simplification, the following obligations may be listed:

- to acquire and present for cancellation certificates of origin of electricity generated at renewable source or alternatively
- to pay equivalent fee
- to ensure priority of transmission or distribution
- to cover part of the grid connection fee
- to confirm the data concerning the amount of electricity generated at RES.

Key principles of the mechanism of tradable certificates of origin are as follows:

- RES generates two products: electricity and certificates of origin
- certificates of origin are issued by the President of the Energy Regulatory Office
- electricity supplier is obliged by law to purchase all electricity generated by RES at guaranteed prices (average price from the competitive market)

- obligation of acquiring certificates of origin and submitting them for cancellation rests on entities which supply electricity to final consumers (generators and traders)
- property rights linked to certificates of origin are traded at the Polish Power Exchange.

The system of support for renewable energy sources has generated measurable benefits. The relatively high energy certificate price (when deficit of certificates available in the market in relation to high requirements for certificate cancellation was maintained) boosted development of selected renewable technologies (e.g. wind power).

Tab. 4 presents data concerning fulfilment of the RES energy certificate obligation in 2005–2011. Qualification of co-firing as renewable energy (and dynamic development of this technology under favourable economic conditions) resulted in a rapid growth of power generation from renewable sources, which approached levels required by executive regulations of the Ministry of Economy. In 2005–2010 the number of certificates issued each year was insufficient to enable all the entities obliged to purchase them to meet their goals. The deficit had to be covered by equivalent fees. A constant deficit stabilised the certificate market. The certificate price remained high, only slightly lower than the equivalent fee. This stabilised revenues for renewable sources, and created favourable development conditions for most of them; in some cases it generated unjustly high revenues (not justified by actual costs). This situation changed drastically in 2011, when for the first time the amount of issued certificates exceeded the amount of cancellations demanded for that year. The market no longer worked in deficit conditions and there was an oversupply of certificates; their price started to be a subject of market play. At the same time comparison of the number of certificates issued and cancelled every year reveals that already from 2009 more certificates were issued than cancelled. Surplus certificates started to accumulate on the market. It may be estimated that this surplus has already reached a value of 6 million MWh, and forecasts indicate that it will keep

Year		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Electricity sales to final consumers	[MWh]	108,625,000	117,816,712	115,973,780	121,180,113	116,456,087	121,296,876	121,733,212
Issued certificates of origin	[MWh]	3,760,301	4,221,548	5,229,526	6,493,066	8,604,488	10,987,832	12,928,809
RES share according to issued certificates	[%]	3.462	3.583	4.509	5.358	7.389	9.059	10.621
Share of cancelled certificates	[%]	2.954	3.297	4.262	5.448	7.216	8.573	9.405
Share of equivalent fee	[%]	0.002	0.303	1.009	1.539	1.458	1.827	1.033
Achieved share (cancelled certificates + equivalent fee)	[%]	2.956	3.600	5.271	6.987	8.674	10.400	10.438
RES share required by the MoE Regulation	[%]	3.100	3.600	5.100	7.000	8.700	10.400	10.400

Tab. 4. Fulfilment of obligation to purchase certificates of origin from renewable energy sources, 2005–2011, source: Energy Regulatory Office (2013)

growing in the nearest future. In oversupply conditions, certificate prices dropped sharply in late 2012 – early 2013. It turned out that many RES generators (especially those investing in technologies with high specific generation costs) had not been ready for such a development. The falling certificate price threatened economic feasibility of some technologies, and at the same time weakened investment readiness and funding opportunities for some projects. Even if the certificate system from the beginning was intended to ultimately operate in competitive conditions, with the certificate price being shaped by market demand-supply play, its weaknesses were revealed in such circumstances. As long as a high and stable certificate price ensured high revenues to all technologies (for some of them not justified economically), the system secured growth of RES and ensured investors' interest. With certificate prices becoming variable, it was clearly revealed that different technologies in fact need different support levels. Application of only one kind of certificates, regardless of power generation technology involved, with considerably different economic conditions for various technologies, resulted with generating unjust profits for some, while the others received insufficient support.

Other commonly criticised flaws of the system are:

- not awarding certificates of origin for the energy consumed by the generator; only electricity sold into the grid is included in the support system
- necessity to obtain concessions for generation, to participate in the energy market and difficulties in securing grid connection which practically hampered microgeneration development by minor consumers (prosumers)

Additionally, because of the complexity of the current Energy Law (several dozen amendments over less than twenty years in force) and necessity to adjust the legal framework to meet EU requirements, in late 2011 it was proposed to reorganise

legal regulations by enacting three acts of law, so-called energy tri-pack:

- Energy Law
- Gas Law
- Act on Renewable Energy Sources.

Separating those subjects into three different acts is supposed to provide precise regulations for each of those areas. According to the original intentions, the three acts were supposed to come into force in early 2013. Intensive work on draft texts continued throughout the year 2012. Eventually the drafts, including the draft of the Act on Renewable Energy Sources, were published in October 2012 [3], but further works on the tri-pack were postponed. A small update of the Energy Law [4] was introduced instead and a new ministerial regulation on green certificates, extending validity of the current support system [2] was enacted.

Provisional solutions for 2013, combined with large uncertainty concerning the final shape of the future Act on Renewable Energy Sources, have already adversely affected feasibility of RES operation and interest in new projects. The first result of uncertainty concerning the future support mechanism, combined with a common knowledge that the system in its current form will not be maintained, was breakdown of the certificate market. While during previous years certificate prices were stabilised slightly below the equivalent fee (in 2012: 286.74 PLN/MWh), by now (February 2013) they have dropped by half. The market of long-term contracts for certificate sales practically stopped working, there are no willing buyers.

Obligations of Poland as an EU member state call for quick stabilisation of conditions for renewable power generation's operation and development. Of course it is difficult to say with any certainty what will be the final form of the Act on Renewable Energy Sources [3], but the advanced status of drafting allows

suspecting that the regulations would be similar to the solutions proposed in drafts of late 2012.

4. Proposals for microgeneration

For very small plants it was proposed to [3]:

- considerably simplify grid connection and concession procedures
- introduce obligation of energy purchase by nominated electricity trader (so-called obliged seller) at predetermined price
- differentiate prices for various renewable technologies
- introduce mechanism for transferring energy purchase costs via so-called settlement manager.

Introduction of new solutions would support electricity generation by distributed final consumers with microgeneration sources. Considerable simplification of the process of issuing permits for microgeneration, simplification of its operation on the energy market (sales to one nominated entity without the necessity to participate in balancing mechanisms), removed the necessity to trade certificates of origin to generate additional revenues, and a guaranteed energy sales price would ensure stabilisation of development conditions for small RES plants (within a wide group of final consumers).

Effectiveness of the system will, however, depend on guaranteeing such a price level, which would ensure financial feasibility of specific technologies. In this respect the system is quite complicated, vulnerable to lobbying pressure and therefore might prove difficult for effective implementation. In the case of erroneous decisions concerning sales prices, development opportunities might be artificially restricted for some of them. To be effective, a support system should be stable. Current proposals do not show any clear method for determining price levels (and guaranteeing potential future price updates). Absence of such methods causes fears about system stability; potential investors would have to face serious uncertainties and large business risk.

Introduction of new market players obliged to purchase energy, so-called obliged sellers, would additionally increase difficulties related to functioning of a complex system.

5. Proposals for renewable energy sources of larger output

In the case of larger sources it is proposed to maintain the certificate system, although with significant modifications in reference to its current form. It was attempted to eliminate faults of current solutions. Yet the effect is considerably increased complexity of the proposed support system, caused especially by differentiating support strength for various renewable technologies.

Essential change concerns introduction of coefficients supposed to differentiate certificate issuing (valuation) for different renewable technologies. The draft Act divides the technologies into more than ten categories and specifies that a conversion coefficient, ruling the amount of certificates issued in reference to generated electricity should be introduced for each of them. The

current rule, which says that every unit of electricity generated at renewable source (regardless of technology) entitles an amount of certificates exactly equal to the volume of generated electricity, would be discarded. The new system is supposed to differentiate technologies, but the draft (in current form [3]) does not specify values of conversion coefficients. Their values are to be defined by other documents. The very idea of differentiating amount of certificates issued for different technologies is correct, but results of its implementation will depend on values of coefficients and criteria taken into account when specifying them. Unfortunately the Act fails to specify exact criteria; it only proposes a framework for the system. It is difficult to resist the feeling that it is an attempt to find a compromise solution: reduce total costs of the system, and maintain its effectiveness. In practical terms such a compromise will be very difficult to reach, bearing in mind generally high costs of renewable technologies.

Another significant change which is planned is reduction of support for direct biomass co-firing. The certificate system is only supposed to apply to co-firing of energy crops, while biomass importers and generators utilising high quality forestry commodities would be excluded. The current proposal however permits transitional support for biomass co-firing according to nearly unchanged rules by the end of 2017, when the modifications of the support system would come into force.

The Act proposal also calls for limiting the period during which certain technologies would be entitled for certificates of origin. The aim of such a restriction is eliminating additional profits now generated by fully depreciated sources (e.g. large hydroelectric plants). The system is supposed to support new projects and incentivise potential investors.

6. Final conclusions

The support system for renewable energy sources on the electricity market urgently requires stabilisation and a clear vision for the future. Absence of stable prospects for RES market will generate high investment risk and multiple failed investment projects. The mechanism of certificates of origin operating in oversupply conditions needs to be carefully designed to ensure that support is properly directed towards various technologies. Such a design is not easy, and its effective operation will require increased regulatory efforts. At the same time there is a need to reduce total system running costs for final consumers.

Certificate system has proved too complex for microgeneration. The necessity to provide support also to this sector requires proposing a dedicated support mechanism with simpler rules. Eventual adoption of a mixed support system would considerably complicate solutions used today.

Current proposals of legal changes fail to offer precise solutions for current problems of the renewable power sector. Instead, limitations of the support mechanism and its impact on electricity price are becoming more and more prominent.

REFERENCES

1. Regulation of the Minister of Economy of 14 August 2008 concerning detailed scope of obligations to acquire certificate of origin and submit them for cancellation, to pay equivalent fees, to purchase electricity and heat generated at renewable energy sources and on the obligation to confirm data concerning volumes of electricity generated at a renewable energy source (Dz.U.2008.969).
 2. Regulation of the Minister of Economy of 9 November 2012 concerning detailed scope of obligations to acquire certificate of origin and submit them for cancellation, to pay equivalent fees, to purchase electricity and heat generated at renewable energy sources and on the obligation to confirm data concerning volumes of electricity generated at a renewable energy source (Dz.U.2012.1229).
 3. Draft of the Act on Renewable Energy sources, dated 9 October 2012.
 4. Act of 10 April 1997 – The Energy Law, as amended (Dz.U.2012.1059).
 5. Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 roku [*Energy from renewable sources in 2011*], Central Statistical Office, Warsaw 2012.
 6. Jaskólski M., Bućko P., Odwzorowanie mechanizmu promowania odnawialnych źródeł energii w modelowaniu rozwoju systemów energetycznych [*The mechanism for promotion of renewable energy sources represented in the modelling of power systems development*], *Rynek Energii* 2007, No. 2.
 7. Bućko P., Energia ze źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej w Polsce [*Energy from renewable sources on the electricity market in Poland*], *Energetyka* 2003, No. 6.
-

Paweł Bućko

Gdańsk University of Technology

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

Works at the Chair of Electrical Power Engineering, Gdańsk University of Technology. His scientific work focuses on economy of the power system, especially investment analyses for generating sources, studying market mechanisms and rules for billing energy supplies. He is also an energy auditor and an expert in rational energy utilisation issues.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 40–46. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Odnawialne źródła energii na rynku energii elektrycznej w Polsce

Autor

Paweł Bućko

Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, rynek energii, świadectwa pochodzenia energii

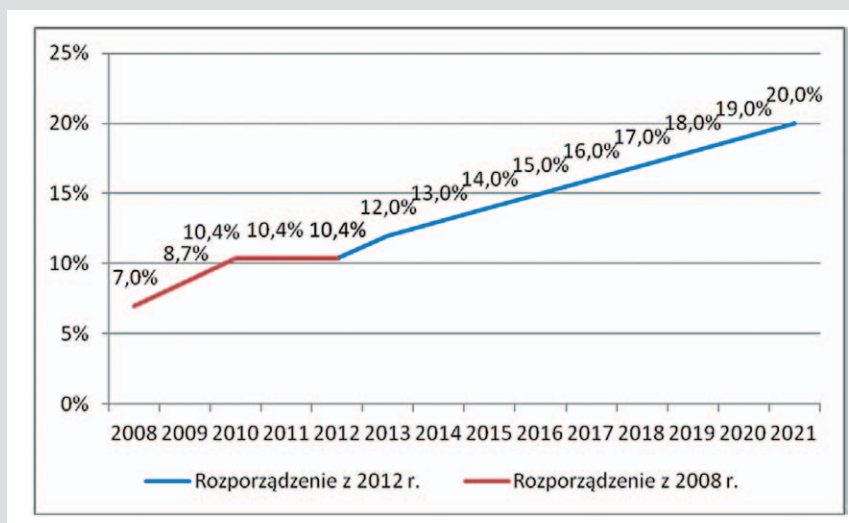
Streszczenie

W artykule autor przedstawił aktualny stan wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Omówił aktualne zasady wsparcia źródeł odnawialnych oraz proponowane zmiany w tym zakresie. Wskazał perspektywy rozwojowe wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej.

1. Wprowadzenie

Ambitne cele Unii Europejskiej w zakresie wspierania rozwoju technologii służącej do wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) spowodowały wyeksponowanie tej tematyki w krajowej polityce energetycznej. Przyjęliśmy ambitne zobowiązania dotyczące uzyskania relatywnie wysokiego udziału źródeł odnawialnych, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. Trudność uzyskania wymaganych udziałów wynika w dużej mierze z sytuacji wyjściowej. Na początku wieku udział źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej był niewielki (ok. 2% razem z dużą energetyką wodną), rozpoznanie w zakresie lokalnych zasobów energii odnawialnej było ograniczone, rozwój technologii służącej do wykorzystania tych zasobów w produkcji energii elektrycznej – słaby. Technologie były głównie importowane. Dodatkowym problemem okazały się stosunkowo wysokie koszty produkcji energii elektrycznej z OZE i stosunkowo wysokie konieczne nakłady inwestycyjne. W warunkach rynku energii elektrycznej OZE wymagały wsparcia. Zaproponowano system pomocy wykorzystujący świadectwa pochodzenia energii, stanowiące dla OZE dodatkowe (poza sprzedażą energii elektrycznej) źródło dochodu. Po kilku latach funkcjonowania systemu wyraźnie objawiły się jego wady, takie jak:

- całkowity koszt funkcjonowania systemu przenoszono bezpośrednio na odbiorców, w cenie energii elektrycznej
- przyrost ceny energii elektrycznej dla odbiorców okazał się bardzo istotny, a przy szybko wzrastających wymaganych udziałach energii z OZE w kolejnych latach stawałby się nieakceptowany
- mimo znacznego zróżnicowania technologii wykorzystania OZE, a w szczególności ich uwarunkowań ekonomicznych, wszystkie źródła korzystały z jednako-ego, nieróżnicującego ich systemu wsparcia
- istotne wzrosty produkcji energii z OZE pochodziły z technologii współspalania biomasy w niewielu zmodernizowanych elektrowniach konwencjonalnych (klasyfikowanie takiej energii jako energii odnawialnej jest problematyczne, szczególnie wówczas, gdy biomasa pochodziła z importu lub była pełnowartościowym produktem leśnym)
- stosunkowo duże koszty poniesione przez odbiorców na finansowanie systemu



Rys. 1. Wymagane udziały świadectw pochodzenia energii z OZE w całkowitej sprzedaży energii odbiorcom końcowym w latach 2008–2021, wynikające z rozporządzeń ministra gospodarki [1, 2]

świadectw pochodzenia zostały w dużej mierze nieefektywnie dystrybuowane do obiektów konwencjonalnych, które wdrożyły współspalanie, oraz do dużych elektrowni wodnych

- nie było możliwości skorzystania z systemu wsparcia w przypadku wykorzystania produkowanej energii na pokrycie potrzeb własnych (świadectwa wydawane są tylko dla energii sprzedanej)
- trudności organizacyjne praktycznie uniemożliwiły korzystanie ze wsparcia układem bardzo małej mocy (mikrogeneracji)
- mimo dużego wysiłku system wsparcia nie zapewnił osiągnięcia wymaganych udziałów OZE w okresach wynikających ze zobowiązań unijnych.

Po kilku latach obowiązywania systemu wsparcia wymaga modyfikacji. Niestety, nie udało się wprowadzić nowego systemu w przewidywanym czasie (koniec 2012 roku). Przedłużono obowiązywanie obecnych regulacji, wydając nowe rozporządzenie wykonawcze [2], wskazujące na cele, jakie zamierzamy osiągnąć w latach 2013–2021 (rys. 1). Sprzeczne zapowiedzi i ujawniane projekty nowych rozwiązań doprowadziły do intensyfikacji działań lobbystycznych i dużej niepewności

dotyczącej sytuacji OZE na krajowym rynku energii. Brak jasnej wizji przyszłości na początku 2013 roku spowodował destabilizację rynku świadectw pochodzenia energii i znacznego obniżenia ich ceny. Jednocześnie wyhamowaniu uległa aktywność inwestorów, a sytuacja ekonomiczna wielu wytwórców OZE uległa pogorszeniu. Konieczne jest szybkie ustabilizowanie sytuacji poprzez wskazanie długookresowej strategii dla OZE i wdrożenie odpowiednich aktów prawnych.

2. Stan aktualny energetyki rozproszonej w Polsce

2.1. Generacja rozproszona

Moc i liczbę zainstalowanych źródeł, które można zaliczyć do generacji rozproszonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, zestawiono w tab. 1. W grupie małych elektrowni wodnych liczba obiektów rośnie bardzo powoli. W większości są to obiekty eksploatowane od wielu lat, często odbudowywane na istniejących stopniach wodnych. Ze względu na kłopoty lokalizacyjne nowych obiektów oraz wysokie nakłady na ich budowę na nowych piętrzeniach nie można oczekiwać znaczącej dynamiki przyrostów w tym segmencie. Dynamicznie przyrasta liczba i moc

zainstalowana w elektrowniach wiatrowych, przy czym jednocześnie rosną moce farm wiatrowych przyłączanych do sieci. Duże farmy wiatrowe trudno już klasyfikować do energetyki rozproszonej. W Polsce, w połowie 2010 roku moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przekroczyła 1000 MW (ok. 3% całej mocy zainstalowanej w KSE), a z końcem 2012 roku osiągnęła prawie 2500 MW. Stosunkowo duża efektywność inwestowania w tego typu elektrownie oraz względna krótkotrwałość procesu budowy pozwalają oczekiwać na utrzymywanie się dużej dynamiki przyrostu mocy i liczby obiektów w tej grupie w najbliższych latach. Duże moce planowane są także w farmach zlokalizowanych na morzu.

Segment elektrowni biogazowych rozwija się wolno. Eksploatowane jednostki wykorzystują głównie gaz wysypiskowy oraz powstający w oczyszczalniach ścieków. Duży potencjał rozwojowy mają układy zasilane z biogazowi wykorzystujących odpady z produkcji rolnej lub produkcję masy rolniczej przeznaczonej do zgazowania. Pierwsze układy z tej grupy właśnie powstają, a analizy wykonywane np. na Politechnice Śląskiej wykazują, że w tej grupie należy oczekiwać potencjalnie największej rezerwy rozwojowej dla polskiej energetyki odnawialnej. Wprowadzenie świadectw pochodzenia energii, dedykowanych źródłom wykorzystującym biogaz, jest ważnym impulsem rozwojowym.

Jednostki spalające biomasę powstały głównie poprzez przystosowanie jednostek węglowych do spalania bądź współspalania biomasy. Wykorzystywane są głównie odpady z produkcji leśnej lub pelety z odpadów z produkcji rolnej (głównie słomy zbóż, produkcji energetycznej biomasy roślinnej i pozostałości drzewnych). Istotnie wykorzystywano biomasę z importu. Niewielki jest, niestety, udział biomasy pochodzącej z typowych upraw energetycznych.

W rozproszonych układach zasilanych gazem ziemnym lub metanem z odgazowywania kopalń największą grupę stanowią silniki gazowe wykorzystywane do produkcji skojarzonej. Znacznie mniej instaluje się turbin gazowych. Względnie szybki przyrost mocy takich jednostek na przełomie wieków został wyhamowany na skutek znacznego przyrostu cen gazu. Przy braku wystarczających mechanizmów wsparcia argumenty ekonomiczne decydowały o ich niewielkiej konkurencyjności i ograniczyły zainteresowanie inwestorów. Wprowadzenie systemu tzw. żółtych świadectw pochodzenia poprawia warunki ekonomiczne takich układów i może spowodować zwiększenie dynamiki ich rozwoju w najbliższych latach. Niestety, wysoka cena gazu stanowi istotny czynnik hamujący ich rozwój.

W rozwiniętych systemach elektroenergetycznych Europy Zachodniej obserwuje się stały wzrost układów energetyki rozproszonej. Układy takie są w różny sposób promowane, najczęściej przez systemy wspierania rozwoju źródeł odnawialnych i skojarzonych. Stosuje się także preferencje przy przyłączaniu takich źródeł do sieci. Rozwiązania krajowe są dość zróżnicowane. W wielu krajach na świecie generacja rozproszona przechodzi okres burzliwego rozwoju. Wynika to głównie z korzystnych uwarunkowań, jakie powstały w wyniku tworzenia rynków energii i demonopolizacji sektorów

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie biogazowe	32,00	36,80	45,70	54,61	71,62	82,88	103,49	131,25
Elektrownie biomasowe	189,80	238,80	255,40	232,00	252,49	356,19	409,68	820,70
Elektrownie słoneczne	–	–	–	–	0,00	0,03	1,13	1,29
Elektrownie wiatrowe	83,30	152,00	287,90	451,00	724,68	1180,27	1616,36	2496,75
Elektrownie wodne	922,00	931,00	934,80	940,57	945,20	937,04	951,39	966,10
Razem	1227,10	1358,60	1523,80	1678,18	1993,99	2556,42	3082,04	4416,09

Tab. 1. Statystyka mocy zainstalowanej OZE (MW) w Polsce (2005–2012)

Typ technologii wykorzystywanej w OZE		Suma mocy zainstalowanych [MW]
Elektrownie na biogaz	wytwarzające z biogazu z oczyszczalni ścieków	39,02
	wytwarzające z biogazu rolniczego	25,21
	wytwarzające z biogazu składowiskowego	54,59
	wytwarzające z biogazu mieszanego	0,60
Elektrownie na biomasę	wytwarzające z biomasy mieszanej	374,26
	wytwarzające z biomasy z odpadów leśnych, rolniczych, ogrodowych	13,55
	wytwarzające z biomasy z odpadów przemysłowych drewnopochodnych i celulozowo-papierniczych	145,60
Elektrownie wiatrowe	elektrownie wiatrowe na lądzie	2188,94
Elektrownie wodne	elektrownie wodne przepływowe do 0,3 MW	43,57
	elektrownie wodne przepływowe do 1 MW	54,35
	elektrownie wodne przepływowe do 5 MW	138,70
	elektrownie wodne przepływowe do 10 MW	48,28
	elektrownie wodne przepływowe powyżej 10 MW	289,80
	elektrownie wodne szczytowo-pompowe lub przepływowe z członem pompowym	382,68
Elektrownie słoneczne	wytwarzające z promieniowania słonecznego	1,25

Tab. 2. Zestawienie typów technologii wykorzystywanych w OZE, źródło: URE (2012)

energetycznych. Liberalizacja rynków energii zarówno otwiera nowe szanse dla generacji rozproszonej, jak i może być przyczyną pojawienia się barier. Z drugiej strony generacja rozproszona jest także postrzegana jako szansa dla wspomożenia i naturalnego uzupełnienia procesów liberalizacji rynków energii. Jest to jedna z przyczyn, dla których rozwój tego typu źródeł jest promowany i wspierany legislacyjnie w takich krajach, jak: USA, Kanada, większość państw Unii Europejskiej (szczególnie silnie w Wielkiej Brytanii, Niemczech, Danii, Hiszpanii czy Holandii) [7].

Spojrzenie na generację rozproszoną w Polsce nie jest jeszcze tak systemowe, jak w przywołanych krajach. Znacznie więcej uwagi poświęca się przekształceniom sektora scentralizowanej, dużej energetyki. Uwarunkowania ekonomiczne nie są jeszcze tak korzystne dla wielu technologii generacji rozproszonej, jak w krajach Europy Zachodniej. Bariery technologiczne, organizacyjne i finansowe, utrudniające rozwój małego wytwarzania w Polsce, są odczuwalne, ale ich

znaczenie ciągle maleje. Uwarunkowania są coraz bardziej korzystne i z umiarkowanym optymizmem należy patrzeć na rozwój tego sektora. Szczególnie istotne jest, że wytwarzanie rozproszone jest dostrzegane przez wszystkie tradycyjne, energetyczne sektory sieciowe i postrzegane jako szansa rozwojowa dla każdego z nich. W tej grze nie można zapominać o odbiorcy energii, dla którego wytwarzanie rozproszone musi oznaczać korzyść ekonomiczną przy zachowaniu odpowiednich standardów dostawy energii.

Generację rozproszoną trzeba postrzegać jako ważny element lokalnych rynków energii. Szczególnie technologie odnawialne i skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (także chłodu) tworzą szansę dla rozwoju rynków lokalnych nośników energetycznych – mogą być naturalnym łącznikiem pomiędzy różnymi rynkami, przyczyniając się do rozwoju konkurencji i tworząc możliwości do powstawania lokalnych rynków multimedialnych.

Rodzaj źródła OZE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie na biogaz	104 465,3	116 691,9	161 767,9	220 882,9	300 850,3	363 595,7	430 537,3	442 088,0
Elektrownie na biomasę	467 975,7	503 849,2	545 764,9	560 967,4	601 088,2	635 634,8	1 055 151,7	1 089 492,9
Elektrownie słoneczne	–	–	–	–	1,3	1,7	117,8	1 048,4
Elektrownie wiatrowe	135 291,6	257 037,4	472 116,4	806 318,6	1 045 116,2	1 823 297,1	3 126 526,4	3 825 275,6
Elektrownie wodne	2 175 559,1	2 029 635,6	2 252 659,3	2 152 943,2	2 375 767,2	2 922 051,6	2 316 833,4	1 830 129,8
Współspalanie	877 009,3	1 314 336,6	1 797 217,1	2 751 954,1	4 281 615,0	5 243 251,4	5 999 582,1	5 677 850,6
Łącznie	3 760 301,0	4 221 547,7	5 229 525,7	6 493 066,2	8 604 488,3	10 987 832,4	12 928 808,7	12 865 885,4

Tab. 3. Produkcja energii elektrycznej w OZE w latach 2005–2012 (MWh), źródło: URE (2013)

2.2. Odnawialne źródła energii

Na rys. 2 pokazano strukturę technologii wykorzystywanych w jednostkach wytwórczych generacji rozproszonej zaliczanych do OZE, a w tab. 2 przedstawiono ich szczegółowe zestawienie.

Największy udział w mocy zainstalowanej mają elektrownie wiatrowe, a drugie pod względem udziału są elektrownie wodne, w tym głównie duże. Naturalna zmienność zasobów energii odnawialnej powoduje, że udziały te nie przekładają się wprost na udziały w produkcji energii, klasyfikowanej jako odnawialna (tab. 3).

Ponad połowa produkcji energii z OZE pochodzi z współspalania biomasy (rys. 3). Istotny przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych

w ostatnich latach przełożył się na rosnący udział w produkcji energii. Obecnie prawie ¼ energii elektrycznej z OZE produkowana jest przez elektrownie wiatrowe. Produkcja elektrowni wodnych utrzymuje się na w miarę stabilnym poziomie (podlega wahaniom wynikającym z warunków hydrologicznych) i w konsekwencji udział energii z elektrowni wodnych maleje, ale ciągle jest wysoki (ok. 18%). Produkcja z biogazu to ok. 3,4%.

3. Aktualny system wsparcia OZE w Polsce

Obowiązujący system wspierania odnawialnych źródeł energii w Polsce został ukształtowany po zmianach w uregulowaniach prawnych w 2005 roku. Jego zasadniczym elementem są zbywalne świadectwa pochodzenia energii. Przyczyniło się to do handlu świadectwami, niezależnego od obrotu energią elektryczną. Stworzono podstawy pod rozwój stabilnego systemu wsparcia, pozwalającego inwestorom szacować przyszłe zyski ze sprzedaży energii i sprzedaży zielonych świadectw. Wprowadzono jednocześnie cenę gwarantowaną dla energii elektrycznej z OZE. Funkcjonuje więc obecnie system mieszany, jednocześnie gwarantujący cenę dla energii z OZE i obowiązek jej zakupu oraz dający możliwość uzyskania dodatkowych przychodów z handlu zielonymi świadectwami [6].

Preferencje, jakie uzyskały OZE w Polsce, są więc istotnie silniejsze niż w innych krajach, które wprowadziły handel zielonymi świadectwami. W takich modelach wsparcia OZE muszą najczęściej konkurować na rynku energii elektrycznej na zasadach ogólnych, natomiast zielone świadectwa mają stanowić dla nich dodatkowe źródło przychodu, pozwalające na zachowania konkurencyjne na rynku energii elektrycznej. Rozwiązanie stosowane w Polsce zwalnia źródła odnawialne z takiej konkurencji, zapewniając im stałą cenę za energię (popartą jednocześnie obowiązkiem zakupu energii).

Dla wytwórcy zielonej energii elektrycznej oznacza to rozdzielenie strumienia przychodów ze sprzedaży energii na dwa autonomiczne źródła:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, za którą otrzymuje cenę gwarantowaną, odpowiadającą średniej cenie energii elektrycznej na rynku w roku poprzednim

- przychody za sprzedaży praw majątkowych, wynikających z przyznanych przez URE świadectw pochodzenia, czyli tzw. zielonych certyfikatów.

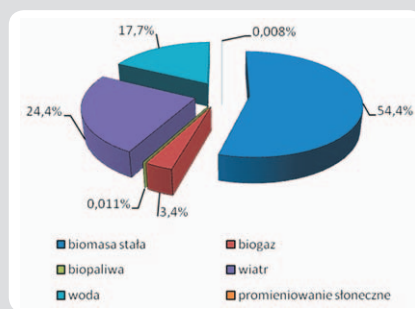
Jednym z podstawowych elementów w aktualnym modelu wspierania OZE jest możliwość uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Do wniesienia opłaty zobowiązane są podmioty sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, którym w okresie rozliczeniowym nie udało się nabyć wystarczającej liczby świadectw pochodzenia energii w celu spełnienia obowiązku jej zakupu.

Podsumowując, aktualny mechanizm wsparcia OZE nakłada na wiele podmiotów rynku energii określone zobowiązania. W pewnym uproszczeniu można tu wyróżnić następujące obowiązki:

- uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej
 - zakupu energii elektrycznej (fizycznej) wytwarzanej w OZE
 - zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji
 - pokrycia części kosztów opłaty przyłączeniowej
 - potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE.
- Podstawowe założenia mechanizmu zbywalnych świadectw pochodzenia są następujące:
- OZE generuje dwa produkty: energię i świadectwa pochodzenia
 - świadectwa pochodzenia są wystawiane przez prezesa URE
 - istnieje obowiązek zakupu całej produkcji energii w OZE przez sprzedawcę z urzędu po cenach gwarantowanych (średnia cena energii na rynku konkurencyjnym)
 - obowiązek posiadania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia spoczywa na podmiotach (wytwórcach i przedsiębiorstwach obrotu) sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym
 - obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia odbywa się na rynku giełdowym (TGE).
- System wsparcia źródeł odnawialnych przyniósł wymierne skutki. Stosunkowo wysoka cena świadectw pochodzenia energii (przy utrzymującym się deficycie odstępnego świadectwa na rynku, w stosunku do wysokich wymagań dotyczących ich umorzenia) spowodowała widoczny rozwój wybranych



Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej technologii OZE w Polsce, źródło: URE (2012)



Rys. 3. Udział nośników energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej OZE w Polsce, źródło: GUS (2011)

Rok		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym	[MWh]	108 625 000	117 816 712	115 973 780	121 180 113	116 456 087	121 296 876	121 733 212
Liczba wydanych świadectw pochodzenia	[MWh]	3 760 301	4 221 548	5 229 526	6 493 066	8 604 488	10 987 832	12 928 809
Udział OZE wg wydanych świadectw pochodzenia	[%]	3,462	3,583	4,509	5,358	7,389	9,059	10,621
Udział umorzonych świadectw pochodzenia	[%]	2,954	3,297	4,262	5,448	7,216	8,573	9,405
Udział opłaty zastępczej	[%]	0,002	0,303	1,009	1,539	1,458	1,827	1,033
Udział wykonany (umorzony świadectwa + opłata zastępcza)	[%]	2,956	3,600	5,271	6,987	8,674	10,400	10,438
Udział OZE wymagany przez Rozporządzenie MG	[%]	3,100	3,600	5,100	7,000	8,700	10,400	10,400

Tab. 4. Realizacja obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE w latach 2005–2011, źródło: URE (2013)

technologii odnawialnych (np. elektrowni wiatrowych).

W tab. 4 przedstawiono dane dotyczące spełnienia obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii z OZE w latach 2005–2011. Zaliczenie do energii odnawialnej współspalania (i dynamiczny rozwój tej technologii w korzystnych uwarunkowaniach ekonomicznych) spowodował, że produkcja energii OZE szybko rosła, dążąc do poziomów wymaganych rozporządzeniami MG. W latach 2005–2010 liczba wydanych w danym roku świadectw nie wystarczała na wypełnienie obowiązku przez przedsiębiorstwa zobowiązane do zakupu. Deficyt musiał być uzupełniany wnoszeniem opłaty zastępczej. Funkcjonowanie w warunkach deficytu stabilizowało rynek świadectw pochodzenia. Cena świadectwa utrzymywała się na wysokim poziomie, niewiele niższym od opłaty zastępczej. Stabilizowało to przychody OZE, dla większości z nich tworząc korzystne warunki do rozwoju, a niektórym pozwalając na uzyskiwanie wysokich (nieuzasadnionych ponoszonymi kosztami) przychodów. Sytuacja uległa zasadniczej zmianie w 2011 roku, gdy po raz pierwszy liczba wydanych świadectw pochodzenia przekroczyła wymaganą z danym roku liczbę umorzeń. Rynek przestał funkcjonować w warunkach deficytu i rozpoczął się okres nadpodaży świadectw, a cena świadectwa zaczęła być przedmiotem gry rynkowej. Jednocześnie porównanie liczby wydawanych i umarzanych w kolejnych latach świadectw pochodzenia wskazuje, że już od 2009 roku liczba umarzanych w danym roku świadectw była niższa od liczby świadectw przyznawanych. Na rynku zaczął się tworzyć akumulowany nawis świadectw pochodzenia. Można szacować, że osiągnął on już wielkość ok. 6 mln MWh, a prognozy wskazują, że będzie on rósł w najbliższej przyszłości. W warunkach nadpodaży ceny świadectw gwałtownie spadły na przełomie lat 2012/2013. Okazało się, że wielu wytwórców OZE (szczególnie inwestujących w technologie o wysokich

jednostkowych kosztach produkcji) nie było przygotowanych na taki rozwój sytuacji. Załamanie ceny świadectwa zarówno podważyło opłacalność ekonomiczną niektórych technologii, jak i osłabiło gotowość inwestycyjną oraz możliwości uzyskiwania finansowania przez niektóre projekty. Mimo że przy projektowaniu systemu świadectw pochodzenia zakładano, że docelowo będzie on funkcjonował w warunkach konkurencji, a cena świadectwa będzie przedmiotem rynkowego równoważenia popytu i podaży, to w takich warunkach system obnażył swoje słabości. Dopóki wysoka, stabilna cena świadectwa zapewniała wszystkim technologiom wysokie przychody (dla wielu technologii nieuzasadnione ekonomicznie) system zapewniał rozwój OZE i zainteresowanie inwestycyjne. W warunkach zmiennej ceny świadectwa pochodzenia wydatnie objawiło się, że różne technologie wymagają zróżnicowanego wsparcia. Stosowanie tylko jednego rodzaju świadectw, bez rozróżnienia rodzaju technologii wytwarzania energii, przy istotnie zróżnicowanych uwarunkowaniach ekonomicznych różnych technologii, prowadziło do generowania nieuzasadnionych zysków, dla niektórych z nich, przy jednoczesnym niedostatecznym wsparciu dla innych.

Innymi powszechnie krytykowanymi wadami systemu są:

- brak uzyskania świadectw pochodzenia dla energii zużytej na potrzeby własne, wsparciem objęta jest tylko energia sprzedana do systemu
- konieczność koncesjonowania produkcji, uczestnictwa w rynku energii oraz trudności przyłączenia do sieci praktycznie znacznie utrudniały rozwój układów wytwarzania bardzo małej mocy instalowanej przez drobnych odbiorców (prosumentów).

Dodatkowo skomplikowany kształt aktualnego Prawa energetycznego (kilkadziesiąt razy nowelizowanego na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania)

i konieczność dostosowania stanu prawnego do wymagań europejskich spowodowało, że z końcem 2011 roku pojawiła się koncepcja uporządkowania stanu prawnego poprzez uchwalenie trzech ustaw, tzw. trójpakietu energetycznego:

- Prawa energetycznego
 - Prawa gazowego
 - Ustawy o odnawialnych źródłach energii.
- Rozdzielenie problematyki na trzy ustawy ma prowadzić do precyzyjnego ustalenia stanu prawnego w każdej z dziedzin. W pierwotnych zamierzeniach ustawy miały wejść w życie z początkiem 2013 roku. Intensywne prace nad projektami ustaw trwały praktycznie przez cały 2012 rok. Ostatecznie projekty ustaw – w tym ustawy o odnawialnych źródłach energii – pojawiły się w październiku 2012 roku [3], ale prace nad trójpakietem odłożono, zadowolając się kolejną częściową modyfikacją Prawa energetycznego [4] oraz ogłoszeniem nowego rozporządzenia o zielonych świadectwach [2], zapewniającego kontynuację aktualnego systemu wsparcia.

Doraźnie rozwiązania na 2013 rok, przy dużej niepewności dotyczącej przyszłego ostatecznego kształtu ustawy o odnawialnych źródłach energii, spowodowały na razie istotne negatywne skutki dla opłacalności funkcjonowania i inwestowania w źródła odnawialne. Pierwszym efektem braku pewności co do kształtu przyszłego systemu, przy jednoczesnej powszechnej wiedzy, że system w obecnych kształcie nie będzie utrzymany, było załamanie rynku świadectw pochodzenia energii. O ile w poprzednich latach ceny świadectw utrzymywały się na poziomie niewiele niższym od opłaty zastępczej (w 2012 roku: 286,74 zł/MWh), to obecnie (luty 2013 roku) ceny spadły o połowę. Praktycznie załamał się rynek kontraktów długoterminowych na świadectwa, brakuje chętnych do ich zakupu. Zobowiązania Polski jako członka Unii Europejskiej wymuszają konieczność szybkiego ustabilizowania warunków funkcjonowania i inwestowania dla energetyki

odnawialnej. Oczywiście obecnie trudno jednoznacznie określić, jaki będzie ostateczny kształt Ustawy o odnawialnych źródłach energii [3], ale zaawansowanie prac pozwala sądzić, że zasadniczy kierunek będzie zgodny z rozwiązaniami zaproponowanymi w projektach z końca 2012 roku.

4. Propozycje w zakresie mikrogeneracji

Dla układów bardzo małych mocy zaproponowano [3]:

- istotne uproszczenie procedur przyłączeniowych i koncesyjnych
- obowiązek zakupu energii produkowanej przez wskazaną firmę obrotu energią (tzw. sprzedawca zobowiązany) po ustalonej cenie
- zróżnicowanie cen dla różnych rodzajów technologii odnawialnych
- mechanizm przenoszenia kosztów zakupu energii na za pośrednictwem tzw. zarządcy rozliczeń.

Wprowadzenie nowych rozwiązań wspierałoby wytwarzanie energii przez rozproszonych odbiorców końcowych, wykorzystujących mikrogenerację.

Znaczne uproszczenia w zakresie koncesjonowania mikroźródeł, uproszczenie funkcjonowania na rynku energii (sprzedaż energii jednemu wskazanemu podmiotowi bez konieczności uczestniczenia w mechanizmach bilansowania), brak konieczności obrotu świadectwami pochodzenia energii w celu uzyskania dodatkowych przychodów, gwarantowana cena zbytu energii powodują, że wsparcie może ustabilizować warunki rozwoju OZE w małych instalacjach (w szerokiej grupie odbiorców końcowych). Efektywność systemu będzie jednak zależała od zagwarantowania takiego poziomu cen, które zapewnią opłacalność inwestycyjną poszczególnych technologii. System jest dość skomplikowany w tym zakresie, podatny na naciski lobbujące i w związku z tym może okazać się trudny do efektywnego wprowadzenia. W przypadku błędnych decyzji dotyczących poziomów cen należy się obawiać sztucznego ograniczania możliwości rozwojowych dla niektórych z nich. Efektywny system wsparcia powinien być stabilny. Obecne propozycje nie wskazują jasnych przesłanek do ustalania poziomu cen (i gwarantowania ewentualnych przyszłych ścieżek cenowych). Brak takich przesłanek powoduje obawy o stabilność systemu, a potencjalni inwestorzy będą narażeni na niepewność i duże ryzyko inwestycyjne.

Wprowadzenie nowych rynkowych podmiotów zobowiązanych, tzw. sprzedawcy zobowiązanego i zarządcy rozliczeń, dodatkowo utrudni funkcjonowanie skomplikowanego systemu.

5. Propozycje dotyczące układów wykorzystujących źródła odnawialnej większej mocy

W przypadku układów większych mocy proponuje się utrzymanie mechanizmu świadectw pochodzenia energii, jednak znacznie zmodyfikowanego w stosunku do stanu obecnego. Podjęto próbę eliminacji wad obecnego systemu. Efektem jest jednak

znaczne skomplikowanie zasad funkcjonowania pomocy, szczególnie poprzez zróżnicowanie siły wsparcia dla różnych technologii OZE.

Zasadnicza zmiana ma polegać na wprowadzeniu współczynników, które mają zróżnicować wydawanie (wartościowanie) świadectw dla różnych technologii odnawialnych. W ustawie podzielono technologie OZE na kilkanaście kategorii, wskazując, że dla każdej kategorii powinien być wprowadzony współczynnik przeliczeniowy, określający liczbę przyznawanych świadectw w stosunku do produkowanej energii elektrycznej. Odchodzi się od zasady stosowanej obecnie, że każda jednostka wyprodukowanej energii z OZE (niezależnie od technologii) uprawnia do wyemitowania świadectwa w ilości dokładnie równej wyprodukowanej energii. Nowy system ma różnicować technologie, ale projekt ustawy (w obecnej wersji [3]) nie ustala wartości współczynników przeliczeniowych. Ich wartości mają być określone poza ustawą. Sama idea różnicowania liczby wydawanych świadectw dla różnych technologii jest słuszna, ale skutki jej wprowadzenia będą zależały od ustalonych współczynników i kryteriów uwzględnionych przy ich wyznaczaniu. Niestety, ustawa nie podaje precyzyjnych kryteriów, proponuje jedynie ramowe zasady funkcjonowania systemu. Trudno oprzeć się wrażeniu, że próbuje się znaleźć kompromis, który ma polegać na ograniczeniu ogólnych kosztów funkcjonowania systemu wsparcia, przy jednoczesnym utrzymaniu jego efektywności. O taki kompromis w praktyce będzie trudno, biorąc pod uwagę ogólnie wysokie koszty technologii odnawialnych.

Kolejną istotną zmianą ma być ograniczenie wsparcia dla bezpośredniego współspalania biomasy. Systemem świadectw ma być objęte jedynie spalanie biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, natomiast ze wsparcia nie będą mogli skorzystać importerzy biomasy oraz wykorzystujący pełnowartościowe produkty leśne. W obecnej propozycji dopuszcza się jednak wspieranie współspalania na zasadach zbliżonych do obecnych do końca 2017 roku, kiedy to miałyby nastąpić zmiany systemu wsparcia. W propozycji ustawy wnioskuje się także ograniczenie czasu, w którym technologia mogłaby korzystać ze świadectw pochodzenia. Celem wprowadzenia takiego ograniczenia jest wyeliminowanie dodatkowych dochodów, jakie w obecnym systemie uzyskują obiekty w pełni zamortyzowane (np. duże elektrownie wodne). System wsparcia ma być skierowany do obiektów nowych i stanowiących zachętę dla potencjalnych inwestorów.

6. Wnioski końcowe

System wsparcia źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej wymaga pilnego ustabilizowania i wskazania jasnej wizji przyszłości. Brak stabilnych perspektyw dla rynku OZE będzie powodował duże ryzyko inwestycyjne oraz wiele nieutrafiionych decyzji inwestycyjnych.

Mechanizm świadectw pochodzenia, funkcjonujący w warunkach ich nadpodaży, wymaga precyzyjnego skonstruowania w celu właściwego adresowania wsparcia dla różnych technologii. Sformułowanie takiego systemu nie jest proste, a jego sprawne funkcjonowanie będzie wymagało zwiększonego wysiłku regulacyjnego. Jednocześnie pojawia się potrzeba ograniczenia łącznych kosztów funkcjonowania systemu wsparcia dla odbiorców końcowych.

Mechanizm świadectw pochodzenia okazał się zbyt złożony dla źródeł mikrogeneracji. Konieczność skierowania wsparcia także do tego sektora wymaga sformułowania prostszego w funkcjonowaniu, dedykowanego systemu wsparcia. Docelowe działanie mieszanego systemu pomocy znacznie skomplikuje obecne rozwiązania.

Obecne propozycje zmian prawnych nie wskazują precyzyjnie drogi rozwiązania problemów sektora energetyki odnawialnej. Za to coraz bardziej widoczne stają się ograniczenia i wpływ finansowania wsparcia na cenę energii elektrycznej.

Bibliografia

1. Rozporządzenie ministra gospodarki z 14 sierpnia 2008 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, Dz.U. z 2008 roku, poz. 969.
2. Rozporządzenie ministra gospodarki z 9 listopada 2012 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, Dz.U. z 2012 roku, poz. 1229.
3. Projekt Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 9 października 2012.
4. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku, Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami, Dz.U. z 2012 roku, poz. 1059.
5. Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 roku, GUS, Warszawa 2012.
6. Jaskólski M., Bućko P., Odwzorowanie mechanizmu promowania odnawialnych źródeł energii w modelowaniu rozwoju systemów energetycznych, *Rynek Energii* 2007, nr 2.
7. Bućko P., Energia ze źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej w Polsce, *Energetyka* 2003, nr 6.

Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

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

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. 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.