

Balancing the Unbalanced Supply of Generation Sources – Additional Costs in a Competitive Energy Market

Authors

Tomasz Rubanowicz
Zbigniew Prondziński

Keywords

trade balancing, balancing mechanism unit, electricity market

Abstract

Trade balancing of balancing mechanism units entails additional costs of electricity purchases for consumers' own needs. Trading companies constantly look for effective tools to reduce the costs of their operations in the electricity market through supply or demand management. Balancing the unbalanced supply of generation sources refers not only to the area of balancing market settlements, but also to changes in the demand for electricity from the wholesale market in a longer time horizon. The imbalance of supply or demand is defined as a deviation resulting from a change in the power output of various generation sources in the local market, and a change in power consumption by customers compared to its earlier forecast. Two areas (periods) must be distinguished as parts of a balancing mechanism unit's balancing, i.e. balancing of changing long-term prediction of demand for electricity with generation sources output, and balancing of short-term (daily) prediction and the actual output of generation sources. In the balancing process a variety of generation and load units available on the local market is utilised. The paper discusses the costs of balancing arising for trading companies, and presents a conceptual possibility of a balancing mechanism unit's balancing taking into account renewable energy sources selected from the local market.

DOI: [10.12736/issn.2300-3022.2016216](https://doi.org/10.12736/issn.2300-3022.2016216)

Electricity market

For several years, renewable power, in particular wind power, has been very popular among investors throughout the world [1]. The global trends in the development of renewable energy sources are also visible in Poland. This result is influenced by several key factors, namely the financial support mechanism at the level of initial investment and during later plant operation in the form of green certificates and other legal regulations that favour investors [2, 3, 4]. The legislation implemented mechanisms to support the operation of renewable energy sources producers on the electricity market by defining an ex officio seller. This type of seller is obliged to purchase electricity from renewable energy sources at a price [12]. Until an ex officio seller is selected, the entity obliged to purchase electricity from the renewable energy sources, referred to in Article 9(6) of the Act [2], connected to the distribution or transmission network, is the entity acting as ex officio salesman.

This approach applies to each area of the distribution system operator (DSO), in which sellers act as an ex officio seller (Tab. 1). The factors have led to an intense development of renewable energy sources in many countries, just like in Poland. At present

No.	Name of the distribution network operator	Name of the ex officio seller
1	PGE Dystrybucja SA	PGE Obrót SA
2	TAURON Dystrybucja SA	TAURON Sprzedaż sp. z o.o.
3	ENERGA-OPERATOR SA	ENERGA-OBROT SA
4	ENEA Operator sp. z o.o.	ENEA SA

Tab. 1. Ex officio sellers in Poland, as of 28 February 2015

neither the Energy Law Act nor any executive act (regulation) specifies in details the rules of co-operation between those entities (renewable energy sources producer and ex officio seller) or defines clearly which entity should cover the costs related with the participation of the given generation source in the market, in particular with regards to trade balancing [3, 4]. Trade balancing of balancing mechanism units entails additional costs for trading companies, related to the purchase of electricity for the purposes of end customers. Eventually, trading companies offload those balancing costs to the customers, but one should be aware that the companies operate on the competitive electricity market.

The inclusion of the costs incurred by the ex officio seller, related with renewable energy sources balancing and caused by the deviations of wind generation from the contracting planned in the annual and daily forecasts, may cause the electricity prices in the products offered to the customer to become uncompetitive in comparison to other offers or significantly reduce the sales margin. Electricity from unstable generation sources in an annual plan does not have the same market value as the same volume from stable generation sources (e.g. biogas power plants, hydro power plants). Because ex officio sellers are charged with the costs of balancing wind and other renewable energy sources, they have limited capabilities to compete against other sellers. In consequence, such a situation could cause ex officio sellers to lose customers in the future. The best solution is to use market principles that would impose no additional obligations that other sellers do not have on any entity. The sellers should operate according to equal market principles. At present, the ex officio seller on the one hand operates on a competitive market and on the other hand has an imposed obligation that causes those sellers not to have an equal trading position in comparison to other entities competing on the market.

The new Renewable Energy Sources Act [11] changes the role of ex officio seller by introducing the notion and function of obliged seller. The seller will no longer be obliged to purchase, under the auction system, electricity from renewable energy sources producers with the sources electrical capacity of more than 500 kW. This type of approach solves the problem of trade balancing only partially, because sources of less than 500 kW remain privileged on the market at the expense of other participants. In case of the sources of less than 500 kW, ex officio sellers remain obliged to purchase electricity without being able to charge that group of producers with trade balancing costs. The estimates show that nowadays the number of entities in that group of market participants is 400–500 nationally, with the total electrical capacity of approx. 400 MW. Considering the very favourable conditions of the support system for households, including the prosumers, under the Renewable Energy Sources Act [11], one should additionally expect a dynamic growth in the number of participants of this group after 1 January 2016. The incurred costs of electricity purchases will be compensated for by the renewable energy billing operator. The Renewable Energy Sources Act [11] still lacks precise and clear provisions related to the co-operation between the obliged seller and the renewable energy sources producer that decides to remain in the current support system with regards to the costs of balancing those sources.

Trade balancing – the daily-hourly market

A transmission system operator (TSO) is responsible, under the Act [2], for the power safety of the country. Under the prepared procedures and operations of technical balancing, it ensures a continuous equilibrium between the total energy consumed from and contributed to the system. The structure of billing processes was described e.g. in studies [7, 8]. Besides the issue of real-time technical balancing, one should also consider the trading aspect, so first of all the daily-hourly market. The TSO is

party to buying and selling transactions in the balancing market, so in the billing process it overloads part of the costs incurred due to individual trade balancing entities (POB). The POBs participate in the balancing market and every renewable energy sources producer is obliged to indicate the POB of the generation unit. The balancing process also includes various forecast models and weather conditions that influence the generation source operation [9, 10]. Short-term forecasts include various extreme weather conditions, when the wind velocity increases rapidly due to an incoming atmospheric front or when it decreases and reaches the state of windlessness (silence). Extreme phenomena can assume various intense physical values in short time intervals. The wind velocity has a strong influence on the power generation capacity of wind power plants, of which the power is expressed as the cube of wind velocity [6]. In recent years wind power plants have the highest development dynamics of all renewable sources. This type of sources is characterised by a high variety of power generation capacity, so those sources are classified as hardly predictable and unstable [5]. For instance, wind power plants are prone to strong, casual wind blows, which could cause a power plant to shut-down or become damaged. In such situations the scale effect can cause critical situations. The increasing number of wind power plants in the power system (connected to the distribution and transmission grids) implies new engineering challenges, not only in terms of the technical balancing of the system, but also in terms of trade balancing. Two areas (periods) must be distinguished as parts of the balancing mechanism unit's balancing, i.e. balancing of the changing long-term prediction of demand for electricity with the generation sources output, and balancing of the short-term (daily) prediction and the actual output of generation sources. A major challenge for trading companies is the inclusion in long-term forecast (e.g. of the annual electricity output in unstable sources, as a future change in those forecasts implies incurring additional balancing costs).

It is obvious that long-term forecasts are highly inconformant (higher error) and they will always be less probable than short-term forecasts. The long-term prediction of power demand, related with the power consumption of the customers of the

Type of the renewable energy source	Installed capacity [MW]
wind power plants	3834
biomass power plants	1008
hydro power plants	977
biogas power plants	189
photovoltaic power plants	21
Total	6029

Tab. 2. The installed capacity of the renewable energy sources across the country (according to the Energy Regulatory Office) as of 10 March 2015

given company, is subject to a significantly lower error than the output of renewable energy sources, wind-based sources in particular. A change in the conditions described above entails the necessity of changing trading positions on the wholesale market, which causes financial losses on the part of the ex officio seller. One should note that there is a negative correlation between the generation of electricity and its prices on the next

day market (RDN). A high generation of electricity from wind-based sources causes the electricity price in specific hours to have a lower market value than the last or next day prices under the given weather conditions.

Balancing the unbalanced supply of generation sources refers not only to the area of balancing market settlements, but also to changes in the demand for electricity from the wholesale market in a longer time horizon. The imbalance of supply or demand is defined as a deviation resulting from a change in the power output of various generation sources in the local market, and a change in the power consumption by customers in relation to its earlier forecast. Tab. 2 shows the installed capacities of generation sources in Poland.

Fig. 1a–c show the annual electricity generation of various renewable energy sources in different quarters, including: wind power plants (1a-WIL), biogas power plants (1b-BGS) and small hydro power plants (1c-MEW). Experienced market operators include the annual electricity generation characteristics in the long-term forecasts, according to renewable energy sources types.

Fig. 2a–c show the monthly electricity generation of the particular renewable energy sources, which illustrates the generation variability scale during the year.

Fig. 3a–d show the daily-hourly electricity generation of the renewably energy sources during one trading day (24 hours with a 1-hour increment), i.e. a) and b) wind power plant (WIL), c) hydro power plant (MEW) and d) biogas power plant (BGS) with a short-term forecast. As one may see, the daily-hourly electricity generation is significantly more variable than the annual or monthly one.

With a daily-hourly actual electricity generation, one may see the distinctive features of each renewable energy source plant. By analysing the operation of the particular sources, one may see to what extent this type of generation sources is sensitive to variable weather condition throughout the year. It is common knowledge that weather conditions change every year, which results in an inevitable forecast error.

Among the renewable energy sources, it is the most difficult to predict the generation of wind power plants, which is confirmed by the case in Fig. 3a. Such a high difference between the forecast and the generation is due to a weather forecast error and not to the properties of the forecasting model. An erroneous electricity generation forecast increased the trading company's costs related to the billing market; it had to purchase electricity in peak hours (the most expensive). With a precise weather forecast it is possible to obtain the expected forecast quality level (Fig. 3b). Hydro power plants (Fig. 3c) and biogas power plants (Fig. 3d) offer a significantly more predictable generation, which results in better forecasts (higher event occurrence probability). Having real-time data (online) and access to professional weather data, mainly the forecasts of wind velocity and direction, clouding, temperature and precipitation, allow obtaining a more precise generation forecast and thus an optimum trading position on the billing market.

The measurement data acquired from sites in real time could be used to improve the trading position, e.g. in the SPOT market, to reduce balancing costs. Within its own balancing mechanism

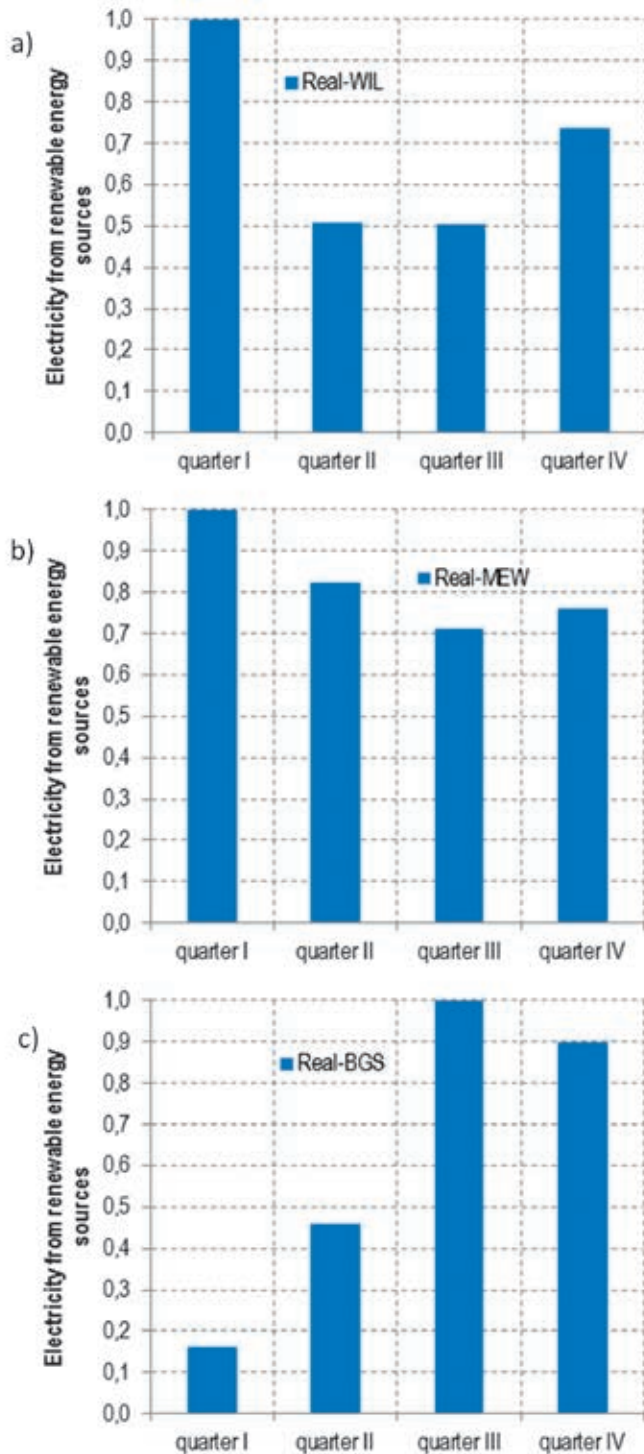


Fig. 1. Electricity generation by renewable energy sources in different quarters of the same year: a) wind power plant electricity generation (WIL), b) hydro power plant electricity generation (MEW), c) biogas power plant electricity generation (BGS)

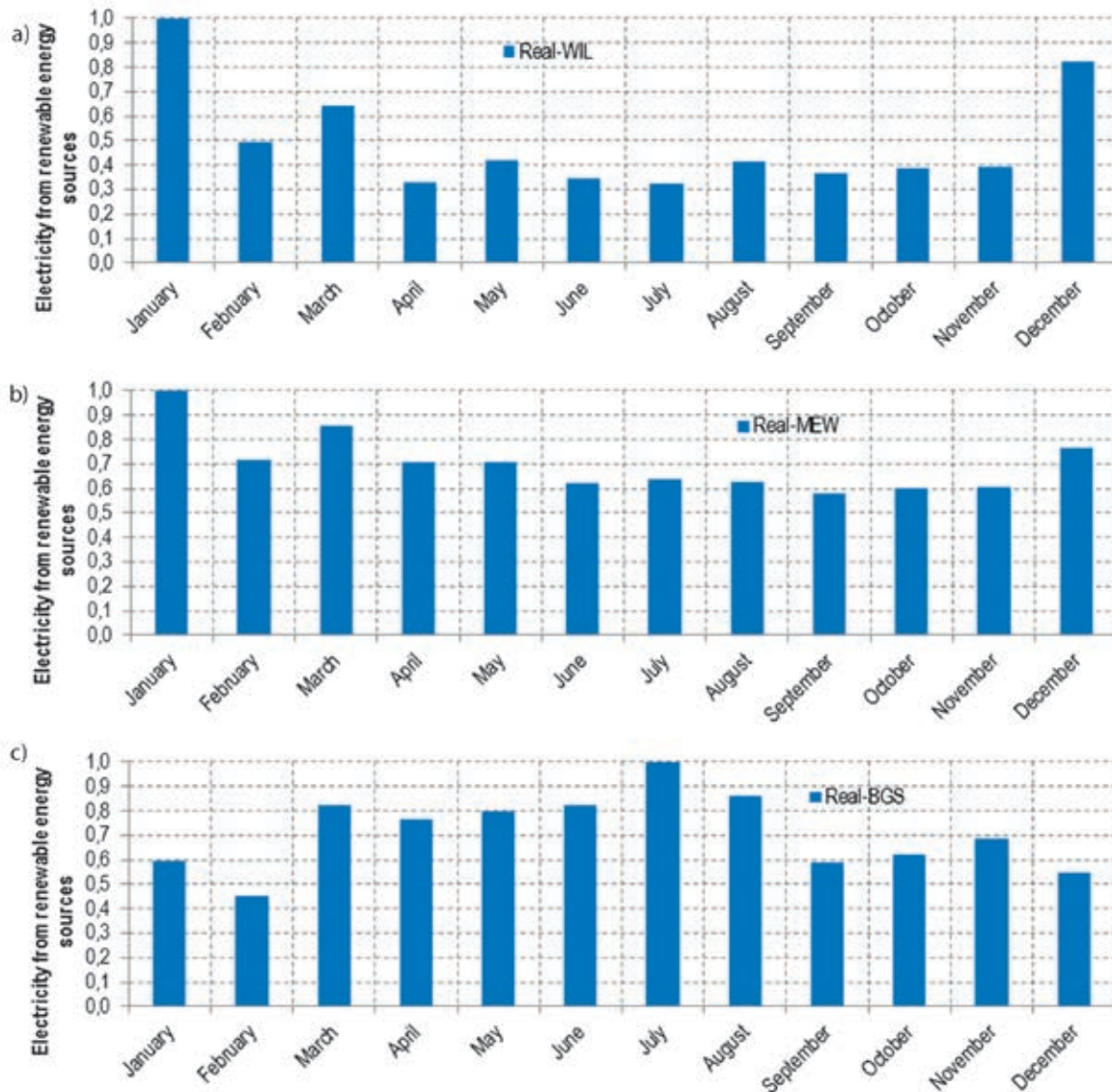


Fig. 2. Monthly electricity generation of renewable energy sources, i.e.: a) wind power plant, b) hydro power plant and c) biogas power plant

unit, the seller balances the variable electricity demand of customers and the electricity generation in the local market, especially in the wholesale market and the billing market. In the balancing process, it is possible to use various products, e.g. the DSR (*Demand-Side Response*) reduction management mechanism or the reverse effect of supply management [14, 15]. In the balancing process a variety of generation and load units are utilised on the local market [1, 13], i.e.:

1. DSR – supply reduction; under the condition that it applies to one direction only (decreased power purchases on the next day market or the billing market)
2. Pumped storage power plants – the operation in pump and generation cycles allows the seller to change position on the wholesale market and the billing market in both directions, under the condition that it is related rather to the particular power without adjustment capacities (power step change magnitude); this type of units are called to work for system purposes to override system constraints
3. Energy storage – allows the seller to change position in the wholesale market and the billing market in both directions – advantage: the capacity of changing deviation levels smoothly
4. Cogeneration power plants, gas power plants, steam-gas power plants – allow the trading company to change position on the wholesale market and the billing market in both directions under the condition of a correct inclusion of the generation plant operation in co-ordination monthly/daily plans (some limitation of power availability in both directions). The advantage is a smooth power adjustment while the disadvantage is limited availability due to the support system, red and yellow certificates
5. Flow-through, and reservoir and flow-through hydro power plants – limited adjustability due to water permits and the necessity of maximising generation due to the renewable energy source origin certificates
6. Other renewable energy sources (biomass, biogas, photovoltaics) – limited adjustability due to the maximisation of electricity generation and renewable energy sources support (green certificates).

The imbalance of supply or demand is defined as a deviation resulting from a change in the power output of various generation sources in the local market (within the balancing mechanism unit), and a change in the power consumption by customers compared to its earlier forecast.

Conclusions

Using various renewable energy sources to balance the unstable electricity supply it is possible to reduce the costs of a seller's operation on the billing market for the competitive

electricity market. This effect can be obtained by aggregating generation and load sources within one balancing mechanism unit. An alternative way of reducing the balancing costs could be a co-operation between the POB and the business entity being both a consumer and a generator of electricity. In this case, a change in trading company's level of electricity demand on the wholesale market can be corrected by changing the energy generation at that source. The competitive electricity market is continuously developing not only through a growing number of sellers, but also through an increasing awareness

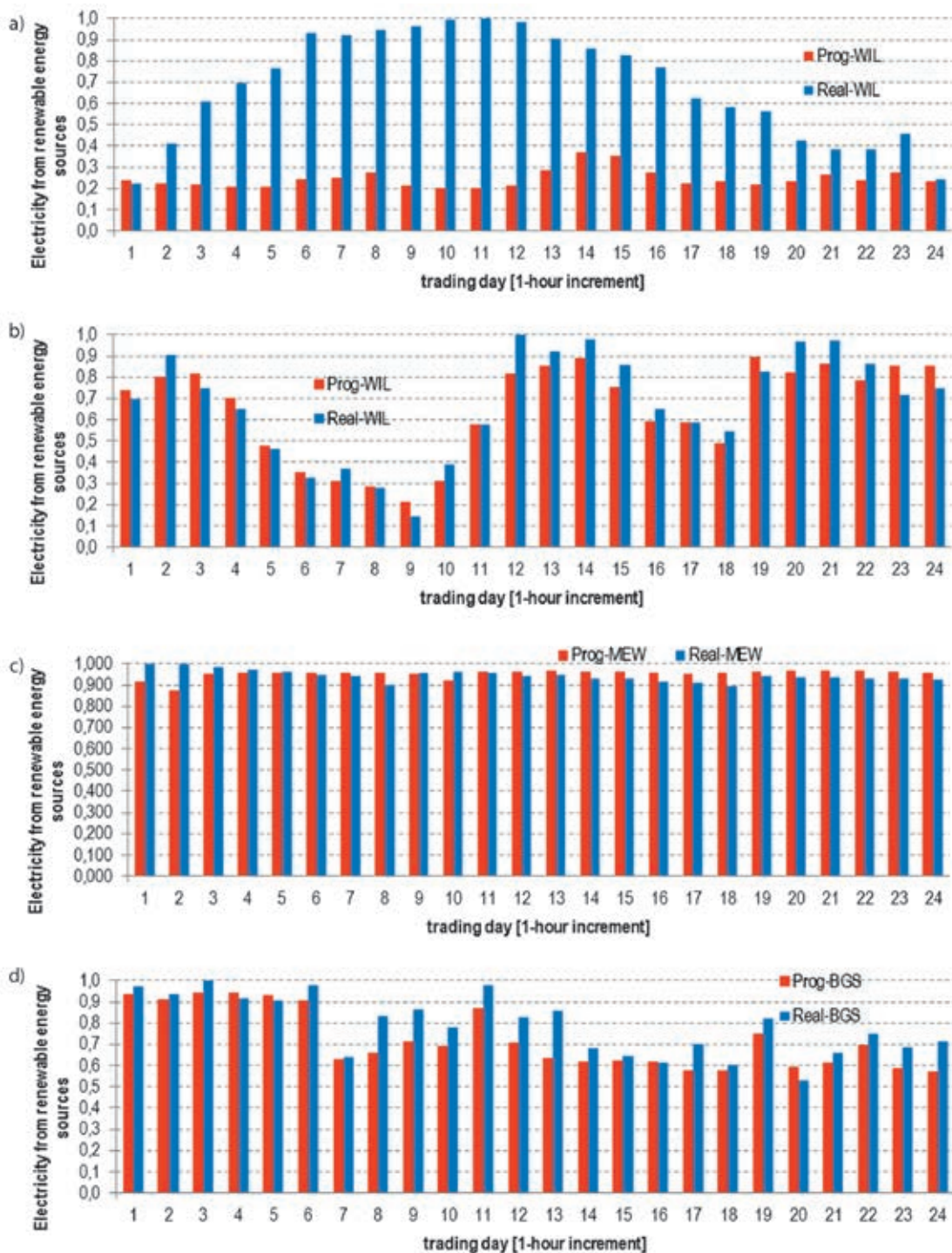


Fig. 3. The daily-hourly electricity generation of the renewable energy sources in one trading day with a forecast: a) and b) wind power plant, c) hydro power plant and d) biogas power plant

of their rights among the customers. One of the key factors considered by the customers opting to change their seller is the electricity price. Therefore, it is unreasonable to impose an obligation onto the group of trading companies that could have a negative impact on their trading position despite their market potential.

The cost of balancing related to the variability of the electricity demand in customers and the electricity generation in sources on the local market, especially the renewable energy sources, will always be one of the key and inevitable factors of the electricity market. The legislation should clearly and precisely define the principles of charging market participants, especially producers, with balancing costs. In the long term, charging the obliged sellers with balancing costs could cause them to lose customers to other competing sellers. This effect will be influenced by an electricity sales offer including balancing costs. Such a customer attitude will demonstrate a mature awareness of one's own involvement in the electricity market, which is both desirable and clear in a developed market.

REFERENCES

1. F. Trieb, H. Müller-Steinhagen, "Sustainable Electricity and Water for Europe, Middle East and North Africa", EU-MENA Cooperation for Sustainable Electricity and Water, Springer-Verlag, November 2007, pp. 205–219.
2. Act of 10 April 1997, the Energy Law, *Journal of Laws* of 1997, No. 54, item 348.
3. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions for the operation of the power system, *Journal of Laws* of 2007, No. 93, item 623, as amended.
4. Regulation of the Minister of Economy of 31 October 2007 amending the regulation on the detailed principles of forming and calculating tariffs and billings in the electricity trade, *Journal of Laws* of 2007, No. 207, item 1497 and 1498.
5. K. Horodko, W. Sztuba, "Analiza scenariuszy rozwoju polskiej energetyki odnawialnej, Raport TPA Horwath" [An analysis of the development scenarios for the renewable energy in Poland, TPA Horwath Report], Polish Wind Energy Association, August 2013, Warszawa.
6. "Praca systemu elektroenergetycznego w przypadku ekstremalnych wahań generacji wiatrowej" [Operation of a power system under extreme fluctuations of wind-based generation], Enertrag AG, Polish Wind Energy Association, January 2008.
7. M. Rogulski, K. Smolira, "Korekta programów jednostek wytwórczych na przykładzie rynku z rozproszonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną" [The correction of generation unit programs on the example of a dispersed electricity demand market], *Systems Journal of Transdisciplinary Systems Science*, Warsaw University of Technology 2004.
8. E. Toczyłowski, R. Karpuk, "Planistyczne i rozliczeniowe bilansowanie pozycji handlowych odbiorców rynku energii elektrycznej" [Planning- and billing-focused balancing of customers trade positions on the electricity market], *Rynek Energii*, No. 6 (115), 2014.
9. E. Bogalecka, T. Rubanowicz, "Neuronowy model mocy farmy wiatrowej" [Neural model of wind farm power], *Mechanik*, 2010, pp. 579–586.
10. T. Rubanowicz, Z. Prondziński, "Zryczałtowana usługa operatora handlowo-technicznego na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce" [The flat-rate service of commercial and technical operator for the development of wind power generation in Poland], *Acta Energetica*, No. 2/19, 2014, pp. 140–148.
11. Act of 20 February 2015 on renewable energy sources, *Journal of Laws* of 2015, item 478.
12. Energy Market Information Centre [online], (<http://www.cire.pl>).
13. B. Ernst, F. Reyer, J. Vanzetta, "Wind power and photovoltaic prediction tools for balancing and grid operation", RWE Transportnetz Strom GmbH, Germany, CIGRE, July 2009, pp. 1–9.
14. M. Wrocławski, "Lokalne obszary bilansowania" [Local balancing areas], *Energia Elektryczna*, October 2012, Energa-Operator SA.
15. A. Midera, "Aktywny odbiorca energii elektrycznej na rynku bilansującym w Polsce" [An active electricity recipient on the balancing market in Poland], PSE SA, *Elektroenergetyka*, No. 4 (10), 2011.

Tomasz Rubanowicz

ENERGA-OBRÓT SA

email: tomasz.rubanowicz@energa.pl

Graduated with the Master of Science Engineer degree (2006) in mechatronics from the WAT Military University of Technology in Warsaw, subsequently a PhD student at the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University Technology. Currently employed at ENERGA-OBRÓT SA. Interested in artificial intelligence applications for forecasting the generation capacity of renewable energy sources, the mechanics of the electricity and gas fuel market and marine wind energy technology.

Zbigniew Prondziński

ENERGA-OBRÓT SA

email: zbigniew.prondzinski@energa.pl

Graduated in electric power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Completed postgraduate course in enterprise finance management and obtained an MBA diploma. He holds a commodity exchange broker licence. Since 1996 involved in the power industry. His scope of interests includes primarily the mechanics of the electricity and gas fuel market.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 175–180. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Bilansowanie nie zrównoważonej podaży źródeł wytwórczych – dodatkowe koszty na konkurencyjnym rynku energii

Autorzy

Tomasz Rubanowicz
Zbigniew Prondziński

Słowa kluczowe

bilansowanie handlowe, jednostka grafikowa, rynek energii elektrycznej

Streszczenie

Prowadzenie bilansowania handlowego jednostek grafikowych wiąże się z ponoszeniem dodatkowych kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej na potrzeby własne klientów. Spółki obrotowe nieustannie poszukują skutecznych narzędzi umożliwiających zmniejszanie kosztów funkcjonowania na rynku energii elektrycznej, m.in. poprzez zarządzanie podażą lub popytem. Bilansowanie nie zrównoważonej podaży źródeł wytwórczych nie dotyczy wyłącznie obszaru rozliczeń na rynku bilansującym, ale również zmian zapotrzebowania na energię elektryczną z rynku hurtowego w dłuższym horyzoncie czasowym. Niezrównoważenie podaży czy też popytu jest rozumiane jako odchylenia wynikające ze zmiany poziomu generacji mocy różnych źródeł wytwórczych na rynku lokalnym oraz zmiany wielkości zużycia energii elektrycznej przez klientów w odniesieniu do wcześniej wykonanych prognoz. W ramach bilansowania jednostki grafikowej należy wyodrębnić dwa obszary (okresy), tj. bilansowanie zmieniającej się długoterminowej predykcji zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z generacją mocy źródeł wytwórczych oraz krótkoterminowej (dobowej) predykcji i rzeczywistej generacji mocy źródeł wytwórczych. W procesie bilansowania wykorzystuje się różne dostępne jednostki wytwórcze i odbiorcze na rynku lokalnym. W artykule omówiono koszty związane z szeroko rozumianym bilansowaniem powstające po stronie spółek obrotu oraz przedstawiono koncepcyjną możliwość bilansowania jednostki grafikowej z uwzględnieniem wybranych odnawialnych źródeł energii z rynku lokalnego.

Rynek energii elektrycznej

Od kilku lat energetyka odnawialna, a w szczególności energetyka wiatrowa, cieszy się dużym zainteresowaniem wśród inwestorów na całym świecie [1]. Światowe trendy rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) można zaobserwować również w Polsce. Wpływ na ten efekt ma kilka kluczowych czynników, tj. mechanizm wsparcia finansowego na poziomie początkowej inwestycji, jak i późniejszej eksploatacji obiektu, w postaci np. zielonych certyfikatów, oraz sprzyjające inwestorom inne regulacje prawne [2, 3, 4]. Ustawodawca wprowadził mechanizmy wspierające funkcjonowanie wytwórców OZE na rynku energii elektrycznej poprzez zdefiniowanie sprzedawcy z urzędu. Tego typu sprzedawca został zobligowany do zakupu energii elektrycznej z OZE w cenie [12]. Do dnia wyłonienia sprzedawcy z urzędu podmiotem obowiązującym do zakupu energii elektrycznej w OZE, o których mowa w art. 9 ust. 6 ustawy [2], przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, jest podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu. Takie podejście dotyczy każdego z obszarów operatora sieci dystrybucyjnej (OSD), na którym sprzedawcy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu (tab. 1).

Czynniki te doprowadziły do intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w wielu krajach, podobnie jak w Polsce. Obecnie ustawa *Prawo energetyczne* ani żaden akt wykonawczy (rozporządzenie) nie precyzuje w sposób szczegółowy zasad współpracy pomiędzy tymi podmiotami (wytwórcą OZE a sprzedawcą z urzędu), jak również nie określa jednoznacznie, który podmiot ma ponosić koszty związane z uczestnictwem danego źródła wytwórczego na rynku, w szczególności w zakresie bilansowania handlowego [3, 4].

Prowadzenie bilansowania handlowego jednostek grafikowych (JG) wiąże się z ponoszeniem przez spółki obrotu dodatkowych kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych. Ostatecznie niniejsze koszty bilansowania spółki obrotu przenoszą na klientów, ale należy mieć na uwadze, iż spółki funkcjonują na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Uwzględnienie poniesionych kosztów przez sprzedawcę z urzędu, związanych z bilansowaniem OZE i wynikających z odchylenia generacji wiatrowej od planowanej kontraktacji w prognozie rocznej i dobowej, może sprawić, iż cena energii elektrycznej w oferowanych produktach klientowi nie będzie konkurencyjna względem innych ofert rynkowych lub znacząco mniejszy marżę na sprzedaży. Energia elektryczna ze źródeł o niespokojnej generacji w planie rocznym nie ma takiej wartości na rynku jak ten sam wolumen ze źródeł o stabilnej generacji (np. biogazownie, elektrownie wodne). Poprzez to, że sprzedawcy z urzędu obciążani są kosztami bilansowania źródeł wiatrowych i innych OZE, mają ograniczone możliwości konkurowania z pozostałymi sprzedawcami. W konsekwencji taka sytuacja może skutkować w przyszłości utratą klientów przez sprzedawców z urzędu. Najlepszym rozwiązaniem jest zastosowanie zasad rynkowych, które nie nakładająby na żaden podmiot dodatkowych obowiązków, których nie mają pozostali sprzedawcy. Sprzedawcy powinni działać na równych zasadach rynkowych. Dziś sprzedawca z urzędu z jednej strony działa na rynku konkurencyjnym, a z drugiej strony nałożono jest na niego obbligo, nieprecyzyjnie sformułowane, które powoduje, że ci sprzedawcy nie mają równej pozycji handlowej względem innych podmiotów konkurujących na rynku.

Lp.	Nazwa operatora sieci dystrybucyjnej	Nazwa sprzedawcy z urzędu
1	PGE Dystrybucja SA	PGE Obrót SA
2	TAURON Dystrybucja SA	TAURON Sprzedaż sp. z o.o.
3	ENERGA-OPERATOR SA	ENERGA-OBROT SA
4	ENEA Operator sp. z o.o.	ENEA SA

Tab. 1. Sprzedawcy z urzędu w Polsce, stan na 28 lutego 2015 roku

Nowa ustawa o OZE [11] zmienia rolę sprzedawcy z urzędu poprzez wprowadzenie pojęcia i funkcji sprzedawcy zobowiązanego. Sprzedawca ten nie będzie miał już obowiązku zakupu energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego od wytwórców OZE, którzy mają źródła o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW. Tego typu podejście tylko częściowo rozwiązuje problem bilansowania handlowego, bo źródła o mniejszej mocy niż 500 kW nadal mają uprzywilejowaną pozycję na rynku kosztem innych uczestników. W przypadku źródeł poniżej 500 kW sprzedawcy z urzędu nadal będą zobligowani do odkupienia energii elektrycznej, bez możliwości obciążenia tej grupy wytwórców kosztami bilansowania handlowego. Szacunki wskazują, że na dziś liczba podmiotów z tej grupy uczestników rynku mieści 400–500 podmiotów w skali kraju, o sumarycznej mocy zainstalowanej ok. 400 MW. Mając na uwadze bardzo korzystne warunki systemu wsparcia dla gospodarstw domowych, w tym prosumentów w ramach ustawy o OZE [11], dodatkowo należy spodziewać się po 1 stycznia 2016 roku dynamicznego wzrostu liczby uczestników tej grupy. Poniesione koszty zakupu

Rodzaj OZE	Moc zainstalowana [MW]
elektrownie wiatrowe	3834
elektrownie biomasowe	1008
elektrownie wodne	977
elektrownie biogazowe	189
elektrownie fotowoltaiczne	21
Razem	6029

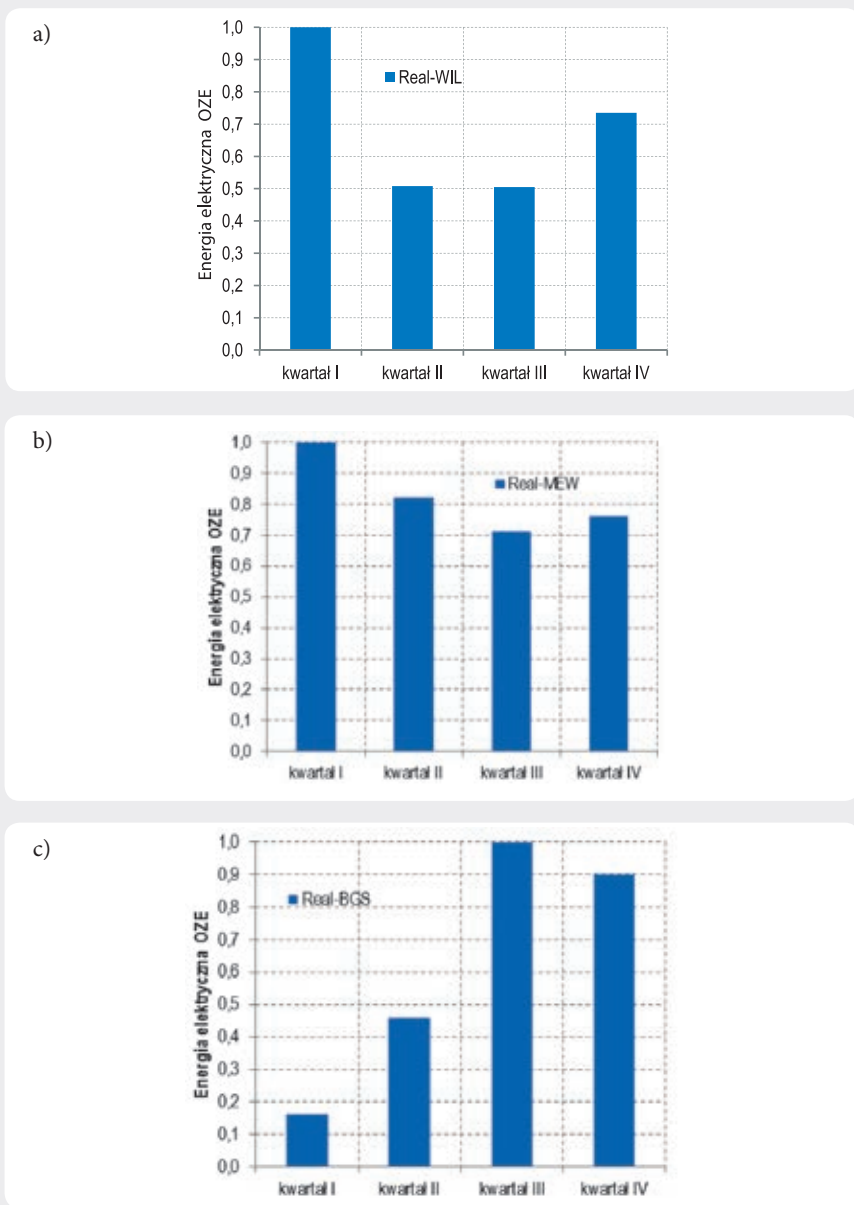
Tab. 2. Moc zainstalowana w OZE na terenie kraju (dane wg URE), stan na 10 marca 2015 roku

energii elektrycznej będą rekompensowane przez operatora rozliczeń energii odnawialnej (OREO). W ustawie o OZE [11] nadal brakuje precyzyjnych i klarownych zapisów dotyczących współpracy pomiędzy sprzedawcą zobowiązanym a wytwórcą OZE, który zdecyduje się na pozostanie w obecnym systemie wsparcia w zakresie kosztów bilansowania tych źródeł.

Bilansowanie handlowe – rynek dobowo-godzinowy

Operator sieci przesyłowej (OSP) jest odpowiedzialny, zgodnie z ustawą [2], za bezpieczeństwo energetyczne kraju. W ramach opracowanych procedur i czynności realizujących bilansowanie techniczne zapewnia ciągłą równowagę pomiędzy całkowitą energią odebraną i wprowadzoną do systemu. Strukturę procesów bilansowych opisano m.in. w pracach [7, 8]. Oprócz kwestii technicznego bilansowania w czasie rzeczywistym należy również mieć na uwadze aspekt handlowy, czyli przede wszystkim rynek dobowo-godzinowy. OSP jest stroną transakcji zakupowych i sprzedażowych na rynku bilansującym, stąd też w ramach rozliczeń przenosi część powstałych kosztów z tytułu bilansowania na poszczególne podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe (POB). POB są uczestnikami rynku bilansującego (URB), a każdy wytwórca OZE zobowiązany jest do wskazania POB swojej jednostki wytwórczej.

W procesie bilansowania uwzględnia się różne modele prognostyczne oraz czynniki meteorologiczne, mające wpływ na pracę źródeł wytwórczych [9, 10]. W prognozach krótkoterminowych bierze się pod uwagę różne ekstremalne sytuacje meteorologiczne, kiedy prędkość wiatru gwałtownie rośnie wraz z nachodzącym frontem atmosferycznym lub też kiedy maleje i osiąga stan bezwietrzny (ciszy). Zjawiska ekstremalne potrafią przyjmować w krótkich odstępach czasowych różne gwałtowne wartości fizyczne. Prędkość wiatru ma silny wpływ na generację mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych, których moc wyrażona jest w trzeciej potęgze prędkości wiatru [6]. W ostatnich latach elektrownie wiatrowe mają największą dynamikę rozwoju spośród pozostałych źródeł odnawialnych. Tego typu źródła charakteryzują się dużą zmiennością generacyjną mocy wytwórczej, co sprawia, że są to źródła zaliczane do trudno przewidywalnych i niespokojnych [5]. Elektrownie wiatrowe podatne są chociażby na silne

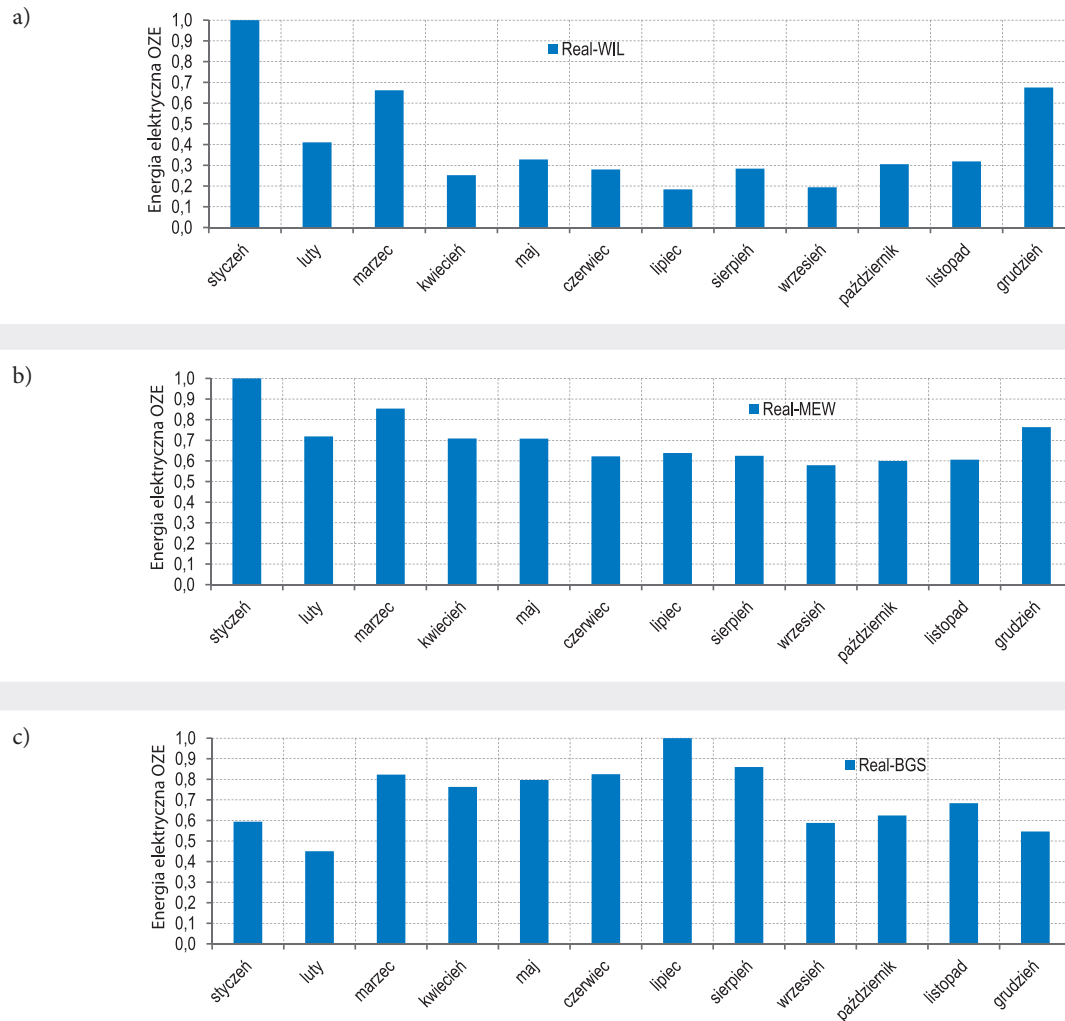


Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w OZE w różnych kwartałach jednego roku: a) produkcja energii elektrycznej elektrowni wiatrowej (WIL), b) produkcja energii elektrycznej elektrowni wodnej (MEW), c) produkcja energii elektrycznej elektrowni biogazowej (BGS)

chwilowe podmuchy wiatru, które mogą doprowadzić do wyłączenia siłowni lub jej uszkodzenia. Efekt skali w takich sytuacjach może doprowadzić do sytuacji krytycznych. Rosnąca liczba elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym (przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, jak i przesyłowej) niesie ze sobą nowe wyzwania inżynierskie, nie tylko w zakresie bilansowania technicznego systemu, ale także bilansowania handlowego. W ramach bilansowania JG należy wyodrębnić dwa obszary (okresy), tj. bilansowanie zmieniającej się długoterminowej predykcji zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z generacją mocy źródeł wytwórczych oraz krótkoterminowej (dobowej) predykcji i rzeczywistej generacji mocy źródeł wytwórczych.

Dużym wyzwaniem dla spółek obrotu jest uwzględnienie w prognozach długoterminowych (np. rocznej produkcji energii elektrycznej w źródłach niespokojnych, gdyż

zmiana w przyszłości tych prognoz wiąże się z ponoszeniem dodatkowych kosztów bilansowania). Oczywiście jest, że prognozy długoterminowe są wysoce niepewne (mają większy błąd) i zawsze będą mniej prawdopodobne niż prognozy krótkoterminowe. Predykcja zapotrzebowania na energię, związana z zużyciem energii przez klientów danej spółki, w ujęciu długoterminowym obciążona jest znacznie mniejszym błędem niż generacja OZE, w szczególności dla źródeł wiatrowych. Zmiana opisanych powyżej czynników niesie ze sobą konieczność zmiany pozycji handlowej na rynku hurtowym, co wiąże się z powstawaniem strat finansowych po stronie sprzedawcy z urzędu. Należy zauważyć, że pomiędzy generacją energii elektrycznej a jej cenami na rynku dnia następnego (RDN) występuje ujemna korelacja. Duża produkcja energii elektrycznej przez źródła wiatrowe powoduje, że cena energii elektrycznej



Rys. 2. Miesięczna produkcja energii elektrycznej w OZE, tj.: a) elektrowni wiatrowej, b) elektrowni wodnej oraz c) elektrowni biogazowej

w poszczególnych godzinach ma niższą wartość rynkową w stosunku do cen z dnia poprzedniego lub następnego w określonych warunkach meteorologicznych.

Bilansowanie nierównoważonej podaży źródeł wytwórczych nie dotyczy wyłącznie obszaru rozliczeń na rynku bilansującym, ale również zmian zapotrzebowania na energię elektryczną z rynku hurtowego w dłuższym horyzoncie czasowym. Nierównoważenie podaży czy też popytu jest rozumiane jako odchylenia wynikające ze zmiany poziomu generacji mocy różnych źródeł wytwórczych na rynku lokalnym (RL), a także zmiany wielkości zużycia energii elektrycznej przez klientów w odniesieniu do wcześniej wykonanych prognoz. W tab. 2 zostały przedstawione moce zainstalowane źródeł wytwórczych w Polsce.

Na rys. 1a–c przedstawiono roczną generację energii elektrycznej przez różne źródła odnawialne (OZE) w poszczególnych kwartałach, tj.: elektrownie wiatrowe (1a-WIL), elektrownie biogazowe (1b-BGS) oraz małe elektrownie wodne (1c-MEW). Doświadczeni operatorzy rynku uwzględniają w prognozach długoterminowych roczną charakterystykę produkcji energii elektrycznej w zależności od rodzaju OZE.

Na rys. 2a–c przedstawiono miesięczną generację energii elektrycznej w poszczególnych OZE, dzięki której można zaobserwować skalę zmienności produkcji w ciągu roku.

Na rys. 3a–d przedstawiono dobowo-godzinową produkcję energii elektrycznej w OZE w ciągu jednej doby handlowej (24 godzin z krokiem jednogodzinnym), tj. a) i b) elektrowni wiatrowej (WIL), c) elektrowni wodnej (MEW) oraz d) elektrowni biogazowej (BGS) wraz z prognozą krótkoterminową. Jak widać, dobowo-godzinowa produkcja energii elektrycznej jest znacznie bardziej zmienna niż roczna czy miesięczna. Mając dobowo-godzinową rzeczywistą generację energii elektrycznej, można dostrzec cechy charakterystyczne każdego obiektu OZE. Analizując pracę poszczególnych źródeł, można zaobserwować, jak bardzo tego typu źródła wytwórcze są podatne na zmienne warunki meteorologiczne w skali roku. Jak wiadomo, warunki pogodowe co roku ulegają zmianie, stąd nieunikniony błąd w prognozach. Najtrudniej ze źródeł OZE jest przewidzieć generację elektrowni wiatrowych, co potwierdza przypadek na rys. 3a. Tak znaczna różnica między prognozą a produkcją wynika z błędnej prognozy warunków meteorologicznych,

a nie z właściwości modelu prognostycznego. Błędna prognoza generacji energii elektrycznej zwiększyła koszty spółki obrotu na rynku bilansującym (RB), bo energię elektryczną trzeba było zakupić w godzinach szczytowych (najdroższych). Dysponując dokładną prognozą meteorologiczną, można uzyskać oczekiwany poziom jakości prognozy (rys. 3b). Elektrownie wodne (rys. 3c) i biogazownie (rys. 3d) mają zdecydowanie bardziej przewidywalną generację, co skutkuje lepszymi prognozami (większym prawdopodobieństwem zajścia zdarzenia). Posiadanie danych w czasie rzeczywistym (online), jak również dostęp do profesjonalnych danych meteorologicznych – dotyczących głównie prognoz prędkości oraz kierunku wiatru, zachmurzenia, temperatury oraz opadów – pozwalają na uzyskanie dokładniejszej prognozy generacji, a w efekcie na optymalną pozycję handlową na RB. Dane pomiarowe pozyskane w czasie rzeczywistym z obiektów można wykorzystywać do poprawy pozycji handlowej, np. w ramach rynku SPOT, zmniejszając koszty bilansowania.

Sprzedawca w ramach własnej JG bilansuje zmieniające się zapotrzebowanie na energię elektryczną klientów oraz produkcję energii elektrycznej w ramach RL, przede



Rys. 3. Dobowo-godzinowa produkcja energii elektrycznej w OZE w ciągu jednej doby handlowej wraz z prognozą: a) i b) elektrowni wiatrowej, c) elektrowni wodnej oraz d) elektrowni biogazowej

wszystkim na rynku hurtowym (RH) oraz RB. W procesie bilansowania można wykorzystać różne produkty, m.in. mechanizm zarządzania redukcją popytu DSR (ang. *Demand-Side Response*), czy też odwrotny efekt poprzez zarządzanie podażą

[14, 15]. W procesie bilansowania wykorzystuje się różne dostępne jednostki wytwórcze i odbiorcze na RL [1, 13], tj.:

1. DSR – redukcja popytu; z zastrzeżeniem, że dotyczy wyłącznie jednego kierunku (zmniejszenia zakupu energii z RDN, RB)

2. Elektrownie szczytowo-pompowe – praca w cyklu pompowym i generacyjnym skutkująca możliwością zmiany pozycji sprzedawcy na RH oraz RB w obydwu kierunkach, z zastrzeżeniem, że związana jest raczej z określoną mocą bez możliwości

- regulacyjnych (wielkość skokowej zmiany mocy), jednostki tego typu na potrzeby systemu są przywoływane do pracy w celu likwidacji ograniczeń systemowych
- Magazyny energii – możliwość zmiany pozycji sprzedawcy na RH oraz RB w obydwu kierunkach – zaleta: możliwość płynnej zmiany poziomu odchyłań
 - Elektrociepłownie, elektrownie gazowe, gazowo-parowe – możliwość zmiany pozycji spółki obrotu na RH oraz RB w obydwu kierunkach pod warunkiem właściwego uwzględnienia pracy obiektu wytwórczego w planach koordynacyjnych miesięcznych/dobowych (pewne ograniczenie dostępności mocy w dwóch kierunkach). Zaletą jest płynna regulacja mocy, zaś wadą ograniczona dostępność ze względu na system wsparcia, czerwone, żółte certyfikaty
 - Elektrownie wodne przepływowe, zbiornikowo-przepływowe – ograniczona regulacyjność ze względu na pozwolenia wodnoprawne i konieczność maksymalizacji produkcji ze względu na uzyskiwane świadectwa pochodzenia OZE
 - Pozostałe OZE (biomasa, biogaz, fotowoltaika) – ograniczona regulacyjność ze względu na maksymalizację produkcji energii elektrycznej, wsparcie OZE (zielone certyfikaty).
- Niezrównoważenie podaży czy też popytu jest rozumiane jako odchylenia wynikające ze zmiany poziomu generacji mocy różnych źródeł wytwórczych na RL (w ramach JG) oraz zmiany wielkości zużycia energii elektrycznej przez klientów w odniesieniu do wcześniej wykonanych prognoz.

Podsumowanie

Dzięki wykorzystaniu różnych OZE do bilansowania niezrównoważonej podaży energii elektrycznej jest możliwość obniżenia kosztów funkcjonowania sprzedawców na RB, na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Efekt ten można uzyskać poprzez agregowanie źródeł wytwórczych i odbiorczych w ramach jednej JG. Alternatywą na niższe koszty bilansowania może być również współpraca pomiędzy POB a podmiotem gospodarczym będącym jednocześnie odbiorcą i wytwórcą energii elektrycznej. Zmiana poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną spółki obrotu na rynku hurtowym może w tym przypadku

być korygowana poprzez zmianę produkcji energii w tym źródle. Konkurencyjny rynek energii nieustannie się rozwija nie tylko poprzez rosnącą liczbę sprzedawców, ale również coraz większą świadomość klientów do przysługujących im praw. Jednym z kluczowych elementów, który jest brany pod uwagę przez klientów decydujących się na zmianę sprzedawcy, jest cena energii elektrycznej. W związku z tym nieuzasadnione jest nakładanie na grupę spółek obrotu obliża, które może niekorzystnie wpływać na pozycję handlową, pomimo posiadanego potencjału rynkowego. Koszt bilansowania, związany ze zmiennością poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną klientów oraz produkcją energii elektrycznej w źródłach z RL, w szczególności w źródłach OZE, będzie zawsze występował jako jeden z kluczowych i nieuniknionych czynników rynku energii elektrycznej. Ustawodawca, tworząc prawo, powinien jasno i precyzyjnie określić zasady obciążania kosztem bilansowania poszczególnych uczestników rynku, w szczególności wytwórców. Obciążanie sprzedawców zobowiązanych kosztem bilansowania w dłuższej perspektywie może doprowadzić do utraty ich klientów na rzecz innych konkurujących sprzedawców. Wpływ na ten efekt będzie miała oferta sprzedaży energii elektrycznej uwzględniająca koszty bilansowania. Takie podejście klienta będzie świadczyło o dojrzałej świadomości własnego uczestnictwa na rynku energii elektrycznej, co jest pożądane i oczywiste na rozwiniętym rynku.

Bibliografia

- Trieb F, Müller-Steinhagen H., Sustainable Electricity and Water for Europe, Middle East and North Africa, EU-MENA Cooperation for Sustainable Electricity and Water, Springer-Verlag, październik 2007, s. 205–219.
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku, Prawo energetyczne, Dz. U. z 1997 roku, nr 54, poz. 348.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. z 2007 roku, nr 93, poz. 623, z późniejszymi zmianami.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 31 października 2007 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. z 2007 roku, nr 207, poz. 1497 i 1498.
- Horodko K., Sztuba W., Analiza scenariuszy rozwoju polskiej energetyki odnawialnej, Raport TPA Horwath, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, sierpień 2013, Warszawa.
- Praca systemu elektroenergetycznego w przypadku ekstremalnych wahań generacji wiatrowej, Enertrag AG, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, styczeń 2008.
- Rogulski M., Smolira K., Korekta programów jednostek wytwórczych na przykładzie rynku z rozproszonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, Systems Journal of Transdisciplinary Systems Science, Politechnika Warszawska 2004.
- Toczyłowski E., Karpuk R., Planistyczne i rozliczeniowe bilansowanie pozycji handlowych odbiorców rynku energii elektrycznej, *Rynek Energii* 2014, nr 6 (115).
- Bogalecka E., Rubanowicz T., Neuronowy model mocy farmy wiatrowej, *Mechanik* 2010, s. 579–586.
- Rubanowicz T., Prondziński Z., Zryczałtowana usługa operatora handlowo-technicznego na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, *Acta Energetica* 2014, nr 2/19, s. 140–148.
- Ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. z 2015 roku, poz. 478.
- Centrum Informacji o Rynku Energii [online], (<http://www.cire.pl>).
- Ernst B., Reyer F., Vanzetta J., Wind power and photovoltaic prediction tools for balancing and grid operation, RWE Transportnetz Strom GmbH, Germany, CIGRE, lipiec 2009, s. 1–9.
- Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania, *Energia Elektryczna*, październik 2012, Energa-Operator SA.
- Midera A., Aktywny odbiorca energii elektrycznej na rynku bilansującym w Polsce, PSE SA, *Elektroenergetyka* 2011, nr 4 (10).

Tomasz Rubanowicz

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: tomasz.rubanowicz@energa.pl

Ukończył kierunek mechatronika na Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie, uzyskując dyplom magistra inżyniera (2006), a następnie podjął studia doktoranckie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie pracuje w ENERGA-OBRÓT SA. Interesuje się m.in.: zastosowaniem metod sztucznej inteligencji na potrzeby prognozowania generacji mocy wytwórczej odnawialnych źródeł energii, funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej i paliwa gazowego, technologią morskiej energetyki wiatrowej.

Zbigniew Prondziński

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: zbigniew.prondzinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek elektroenergetyka. Ukończył studia podyplomowe z zakresu zarządzania finansami przedsiębiorstw oraz uzyskał dyplom MBA. Posiada uprawnienia maklera giełd towarowych. Od 1996 roku jest związany z branżą energetyczną. Jego obszar zainteresowań to przede wszystkim funkcjonowanie rynku energii elektrycznej oraz paliwa gazowego.