

Technical, Economic and Organizational Conditions of Distributed Energy Sources' Support for NPS Operational Security

Author

Rafał Magulski

Keywords

virtual power plant, distributed generation, ancillary services

Abstract

The intensive development of distributed generation including renewable energy sources (RES) and the co-generation of electricity and heat is a result of the implementation of European and national energy policy. This policy is due to the growing relevance of distributed sources to generate sufficient power supplies, also their role in ensuring the security and minimizing the costs of the National Power System (NPS) operation will have to increase. The paper presents the concept of distributed energy sources' interoperability within a virtual power plant (VPP), to provide ancillary services for energy market participants (TSO – transmission system operator, DSOs – distribution system operators, trade balancing and demand management services' providers). The concept considers the technical, economic and organizational aspects of the characteristics of the generating sources as well as the energy markets and ancillary services' determinants.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017210

Received: 14.02.2017

Received in revised form: 18.04.2017

Accepted: 22.06.2017

Available online: 30.06.2017

1. Introduction

The traditional operation of a power system assumes a unidirectional power flow from large generating units through high voltage transmission grids to medium voltage nodes and further on to end users. The development and diffusion of renewable energy technologies, distributed generation from local energy resources in particular, further strengthened by European energy policy granting privileges to renewable energy sources, has changed this well-established situation. Liberalization of the energy sector and the introduction of energy markets have led to further changes in the power system, in the areas of technical equipment and grid management and control alike.

The virtual power plant is a new element in the management of distributed generation sources that can contribute to increasing the power system operational security.

The current development of distributed energy sources, in particular, of the hard-to-predict RES sources (wind generation, photovoltaics, etc.), will contribute to an increase in their share of the electricity generation mix at the expense of conventional units. The high proportion of sources with variable output power

which depends on current weather conditions, has an adverse impact on the controllability of the NPS. During periods of low power demand, such as the night-time off-peak period or public holidays, the required minimum number of operating conventional units at their minimum required capacity may not be maintained. The number of units scheduled for operation at each hour of the day is due, among other factors, to the minimum number of units in each:

- power plant, because of the plant's security (power plant constraints)
- grid node, for meeting the power grid security criteria (grid constraints).

The decisive element that sets the power system restructuring direction is the balancing market, which balances electricity production and consumption. Currently, only transmission grids belong to the balancing market. However, it is imperative to introduce balancing mechanisms in the distribution grid area to ensure the efficient development of distributed generation and the reliable and economically viable supply of electricity to consumers.

2. Formal and legal conditions

The network codes implemented by the EU are instruments for the creation of a single energy market in the European Union. They contain common rules for power system operation and management and aim to eliminate the technical barriers to further market integration. They specify the requirements that ensure the accomplishment and maintenance of a satisfactory level of system operation security through coordinated operation of the transmission grids and distribution systems, such as the assurance of access to the appropriate level of ancillary services. The network code Requirements for Generators, (RFG NC) [4], defines a common set of requirements for the connection of generating sources to the power system. The provisions of the code should be applied to all new generating units and to those existing units which are considered significant.

Meeting the new requirements for generating units may contribute to their more active use in the provision of services according to the demands of the system operator. The provisions of the Code specify the technical requirements for power sources from 0.8 kW. It follows from these provisions that type B units (1 MW to 50 MW) shall be equipped with systems for active and reactive power control, and with automatic controls that allow them to remain in service during grid faults for a limited period. Sources connected to the MV network must now meet the conditions set out in the IRIESD distribution grid code. The distribution system operator is obliged to connect any generator meeting the relevant connection requirements who has applied for it, and for prosumer micro-plants with an installed capacity not exceeding the power ordered for the supply of the installation's loads, only a notice of connection to the DSO grid is required.

Distributed generation in medium and low voltage grids is usually disabled by disturbances and non-rated operating conditions. Units of this type are not used to provide any regulation services. In the NPS, only the generating sources connected to the 110 kV closed grid or to the transmission grid are required to operate under non-rated voltage and frequency conditions. The current catalogue of ancillary regulation services is mainly adjusted to suit the capacity of large baseload thermal power plants.

At present, most of the ancillary services market is integrated with the balancing market, as they serve a similar technical and commercial function [3]. With their assistance, the TSO acquires the technical means to provide the necessary level of power reserve and to balance the instantaneous power in the system. Ancillary services from generating units are mainly acquired within the framework of balancing market processes, and their terms of provision result from the technical requirements set out in the IRIESP distribution grid code and in the bilateral transmission agreements.

For this reason, participation of distributed generation in the ancillary regulation services market would require direct and active participation in the balancing market. This would mean the need to meet a wide range of requirements, like those applicable to centrally-dispatched generating units.

Adapting a single RES installation to the independent provision of ancillary services would probably entail a significant increase

in its operating costs and as such this would not be economically justifiable. Therefore, from the perspective of cost-effectiveness of providing ancillary services, it would be advisable to aggregate, within a single schedule unit participating in the balancing market, as many distributed sources as possible for the joint provision of services as a group.

At present, the TSO does not exploit the regulation capacity of the generators connected to the distribution grid. This is due to, inter alia, their low capacities compared to the needs of the system, limited accessibility, the need to obtain reserves from many sources (complex organizational and communication processes, the need to develop ICT systems, etc.). In the future, with the RES share in the system increasing, an increase in the demand for regulation capacity may be expected. Interest in the potential of the sources connected to the distribution networks will occur when the TSO has exhausted its ability to provide ancillary services for the sources connected to the LV grid and the coordinated HV grid.

The comprehensive amendment to the Renewable Energy Act adopted in 2016 has brought about many changes relevant to the ability of the distributed sources to provide regulation services [2]. It has introduced two new forms of entrepreneurship, so-called clusters and energy cooperatives. The purpose of an energy cluster agreement must be to generate and balance demand, and to distribute or trade energy from RES or other sources within the distribution network. The operational area of a cluster may not exceed the boundaries of one county or five municipalities. An energy co-operative is an association that aims to generate energy for its own (members) use and to sell surpluses, if there are any, to the grid. The aggregate energy output within a cooperative shall be limited by the energy carrier (for electricity – unit capacities up to 10 MWe). In addition, cooperative members must be located in one municipality.

These solutions, while focusing on maximizing the energy consumption near the place of its generation, are beneficial from the perspective of NPS operation safeguards and may become in the future the basis for creating local balancing areas that interact with distribution network operators. However, the territorial constraints and total capacity limits in such an aggregated entity may constitute a barrier to its provision of regulation services to the TSO (too little regulation potential).

The amendment to the act has also introduced a new model for the settlement of accounts for the renewable energy output from prosumer micro-plants, whereby guaranteed tariffs have been replaced by a system of so-called discounts. This means that the surplus energy outputs to the grid are not sold, but accounted for together with the energy inputs of the prosumer when its demand could not be covered by its own generation. The external power grid acts in this case as an energy storage facility and a prosumer supplying 1 kWh of energy may receive 0.8 (or 0.7 kWh) at another time, avoiding the payment in part which corresponds to the energy price and variable distribution rates. In such a model, the surplus energy holder is the obliged seller, and the only party that may be interested in the possibility of the aggregation of such sources within the framework of a joint schedule unit.

Other RES plants, if they wish to exercise their right to sell their energy outputs to the obliged seller, in order to settle accounts for their RES energy supplies must be “individually or collectively observable” within a group of RES generating units. For this reason, it is not possible to create a virtual power plant, which would consist of RES plants and conventional generating units alike. At the beginning of 2018, this restriction will cease to apply to renewable energy sources with a generating capacity of more than 500 kW, they will no longer be subject to the obligation to purchase energy through an obliged seller, and will have to find buyers in the competitive market.

3. The virtual power plant concept with ancillary services from distributed energy sources

The virtual power plant (VPP) is a centrally optimized and controlled set of distributed generating and/or receiving units which, upon the request of an aggregator controlling the operation of the virtual power plant, can change their active power outputs. The virtual power plant may include units of different types:

- controllable and highly predictable generating units, i.e. CHPs, reservoir hydropower plants and biogas plants, if they can store biogas
- sources with limited precise output power forecasting capabilities, which only have controllable power output limits, such as all RES sources dependant on atmospheric conditions
- consumers, mostly industrial, who can alter their rate of energy consumption in a given period by influencing the production process, e.g. heating plants (changing the rate

of energy consumption of circulating pumps and thrust fans, using heat storage capacities in the heat distribution network)

- aggregated individual consumers, with the ability to control demand
- energy storages that can be operated as generating sources (storage discharge) or in load mode (storage charge).

The operations of individual units are determined by the aggregator, which optimizes the operations of all units according to the objectives pursued. It may occur that an entity that holds controllable assets or possesses market or technical knowledge of the grid condition implements the optimization of the regulation of resources management. The general concept of the VPP management system structure is shown in Fig. 1.

Forecasting the VPP operating conditions is one of the most important elements for increasing NPS security. It should cover all sources with or without limited fuel storage and/or production capacity and controllable demand for customer power, including forecasts of potential changes in the demand for power from flexible consumers. The following features should be implemented and included in the forecasting system:

- forecast of demand for regulation services
- forecast of the availability of regulation services from RES sources
- forecast of market environment.

Based on the data above, the use of the available controllable resources is planned to cover the forecast demand for regulation services. The aggregation of the production resources of VPPs, in particular the hard-to-predict sources, i.e. wind farms and photovoltaic power plants, will increase NPS security by reducing the

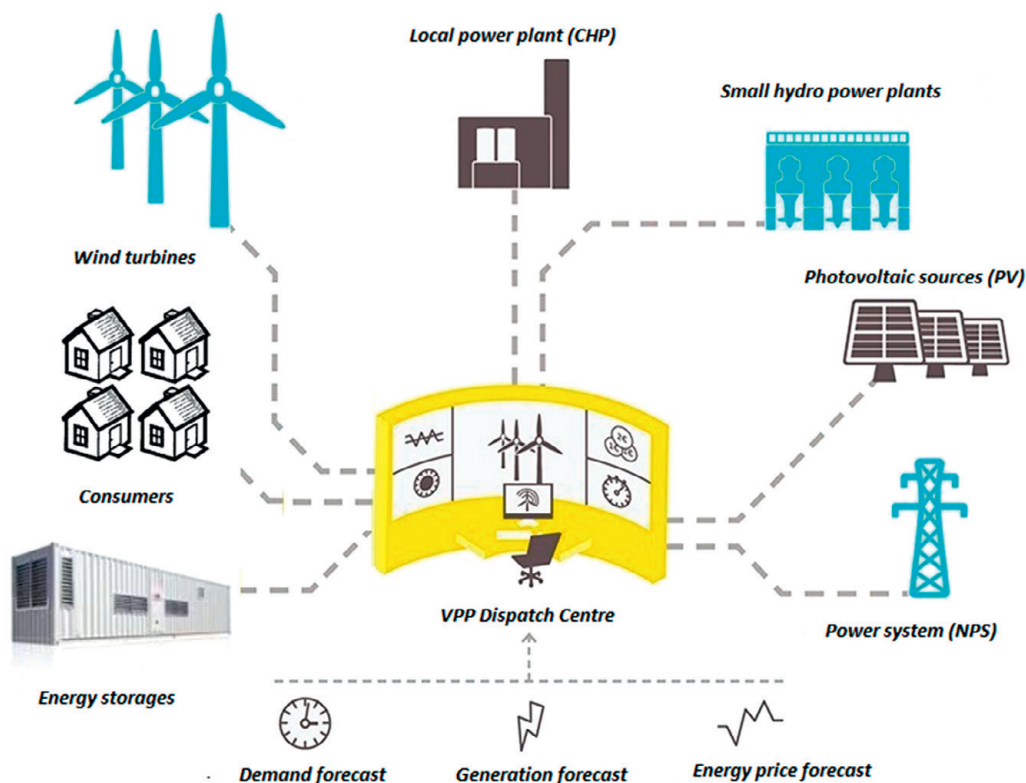


Fig. 1. General concept of the VPP management system structure

demand for power reserves. Aggregation of sources will help to compensate for forecast errors in RES output and variations depending on atmospheric conditions, this is known as the smoothing effect.

With their output and controllable loads control systems and regulation mechanisms, distributed sources may provide ancillary services to system operators. Depending on the technical capabilities of the sources, the following services may be provided:

- frequency and active power regulation - related to short-term energy and frequency balancing in the power system. Control systems with varying activation times and available control bands are employed. Frequency and active power are controlled automatically (primary, secondary and tertiary control). These services are primarily provided by generating units. They can also be provided by other entities, such as load management and energy storage systems
- voltage and reactive power regulation - services necessary to retain the required grid voltage, to maintain system security. The service consists of the generation of reactive (capacitive or inductive) power. This service employs synchronous generators (generating units, dynamic synchronous condensers) and passive components (e.g.: capacitor banks, transformers with adjustable voltage ratios)
- application under a threat to system security and emergency conditions (island readiness and system recovery after system failures).

4. Experiences of European countries using VPP power plants to provide ancillary services

In the context of current changes in the European climate and energy policy [5, 6, 7], a strong emphasis may be observed on the transition to a “low carbon” European economy. This is manifested by, inter alia, the adoption of increasingly ambitious CO₂ reduction targets, as well as raising the targeted share of renewable energy in the EU energy mix. Accordingly, the utilisation of RES sources regulation capacity is widely explored in research and development projects. Some selected projects that reflect the trends and development of new ancillary services that may be provided by renewable energy sources are reported below.

4.1. REserviceS Program

In the REserviceS project framework many economic and technical recommendations have been developed for the possible use of wind and solar generation to provide regulation services, addressed, inter alia, to: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), national transmission and distribution system operators, market participants, EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), national regulators, and the European Commission and national energy policy-makers. The most important conclusions and observations resulting from the implementation of the project include:

- the ability of wind/PV sources to provide ancillary services is largely dependent on the power system characteristics (size, energy mix, disturbance immunity, etc.) and the connection

- sources (dispersion, connection point, technical parameters);
- in some countries wind and photovoltaic sources are used to provide frequency and voltage regulation, but in Europe these are still sporadic cases
- in the future, the RES share in the energy mix will systematically increase. Therefore, this large share of variable renewable generation in energy systems will require more detailed research and simulation to assess the relevant needs and technical requirements taking into account RES characteristics
- the increasing share of RES with variable output profiles will be the largest in the distribution grid. Therefore, with this share growing, DSO cooperation with the TSO will become more and more important for the coordination of actions directed toward the utilization of the controllable capacity of sources connected to the distribution grid at different voltage levels.

The project has demonstrated the need to continue the research and development of communications infrastructure technologies that enable the secure and fast provision of ancillary services, as well as to develop ancillary service implementation methodologies and strategies:

- probabilistic planning for power system management and development
- optimisation of strategies for ancillary services provision by renewable sources connected to the distribution network
- technical and business definitions of new ancillary services.

4.2. SmartNet pilots

The project aims to develop the optimal architecture for data exchange between the TSO and DSO to monitor and utilize

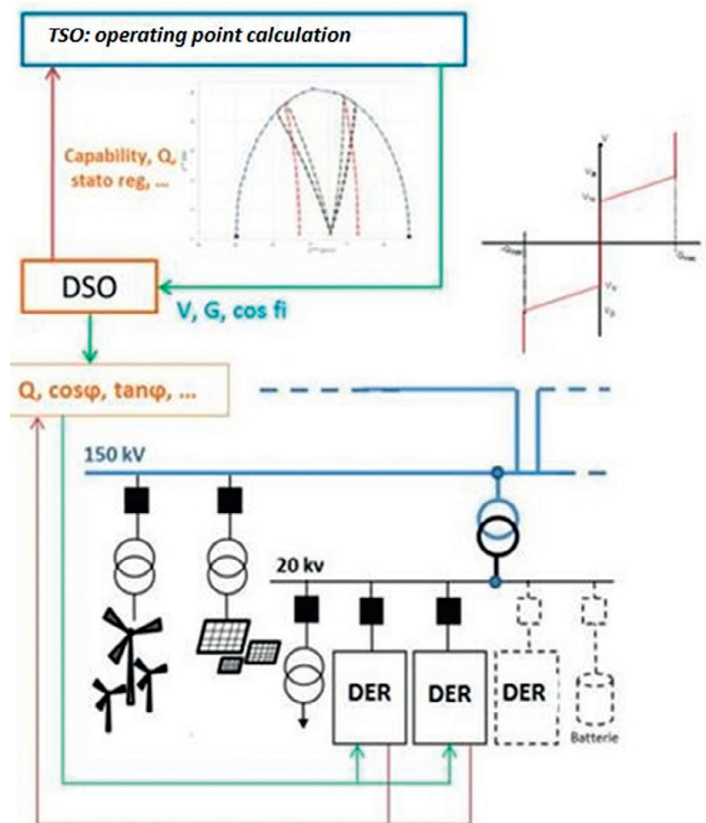


Fig. 2. Voltage regulation within the project [5]

distribution grid resources (incl. RES capacities) in the provision of ancillary services, including power reserve, system balancing, voltage regulation, constraint management [8]. The purpose of the project is based on, inter alia, the implications of the introduction of network codes. The project provides for the development of three pilot plants. From the ancillary service provision perspective, the pilot project is interesting because it explores the possibilities of using distribution grid resources for voltage and active power regulation and the provision of secondary regulation services. Aggregation of the technical capabilities of distribution grid resources will require, inter alia:

- an estimation of the regulation capabilities at each point of the HV/MV grid (power P , Q)
- forecast of power P for sources (in 1 h, 74 h advance with an update every 3 h)
- determination of the total allowable P and Q adjustment ranges in the grid (aggregated within VPP).

The voltage regulation method is shown in Fig. 2. TSO calculates the operating point at the TSO-DSO interconnection point. DSO receives the signal and, based on the specified parameters, determines the setpoints for each distributed source, taking into account their capabilities (size, adjustment range, dynamics).

5. Summary and conclusions

At present, due to demand-driven growth dynamics, meeting the peak demand for power with baseload power plants is more and more of a challenge. The primary providers of the ancillary services of the NPS that ensure grid operation security and the reliability of energy supply to consumers, are thermal generating units. Their technical parameters in many cases do not allow for a rapid response due to changes in power generation, e.g. from wind farms. Along with the increasing volatility of consumer demand for power, the demand for regulation services is also growing, currently these services are only provided by centrally dispatched units. Due to the emerging characteristics of energy consumers, forecast errors and the related rising demand for reserves the growth in demand for control services also applies to RES sources, especially those that rely on variable weather conditions.

In the future, an increase in RES capacity will contribute to their increasing share in the electricity mix at the expense of conventional units. The high proportion of sources with variable output depending on current weather conditions has an adverse impact on NPS controllability, especially in the low demand period (off peak periods, public holidays). At that time, the minimum number of operating conventional units and the minimum power output of the centrally dispatched units required to cover power demand and provide a power reserve for generation may be jeopardised.

Over the past few years NPS operation has been characterized by unfavourable trends, which pose increasing challenges for the daily balancing of the system. The requirement for power to be reliably supplied by centrally dispatched units during off-peak

periods is decreasing, while the requirement for power to be reliably supplied by centrally dispatched units at peak demand is increasing, as well as the power reserves required for NPS operation security and reliability. It is therefore necessary to seek new solutions, inter alia by leveraging the ability to provide control services by distributed sources aggregated within VPP. While single source control capacity is very minor, their aggregation within VPP will help to overcome these shortcomings.

Building a complete VPP system is a complex task that requires capital expenditures for the design and implementation of an IT system that manages the power plants, development and deployment of a communication infrastructure, and an upgrade of the automatic control systems of the power plants. An unambiguous estimate of the potential gains from VPP functionality implementation requires taking into account many variable factors including the capacities and technical limitations of the power sources.

The experience of European countries indicates that distributed generation is technologically ready to provide regulation services, and the reported actions which have been undertaken, for example, in Germany, Austria and Italy, indicate efficiency in the acquisition of reserves, and cost-effectiveness of investment using some form of VPP solution.

REFERENCES

1. "The Act of 10 April 1997 of The Energy Law", valid as of June 21, 2017 [online], <https://www.ure.gov.pl/pl/prawo/ustawy/17,dok.html> [access: 5.07.2017].
2. "Act of 20 February 2015 on the renewable energy sources", Chancellery of the Sejm, study on the basis of Journal of Laws 2015 item 478, 2365; Journal of Laws 2016 items 925, 1579.
3. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi" [The Transmission Grid Code – System balancing and system constraint management], version 1.0, text valid from July 1, 2016, Warsaw [online], file:///C:/Users/21000301/Downloads/IRiESP-Bilansowanie_v1.0_tekst_jednolity_po_KA_CB_14_2015_od_01.01.2016.pdf [access: 5.07.2017].
4. "ENTSO-E Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)", April 2016, [online], http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2016_112_R_0001 [access: 5.07.2017].
5. "Communication from the Commission. Europe 2020. Strategy for smart, sustainable and inclusive growth", European Commission; COM (2010) 2020, Brussels, March 3, 2010.
6. "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 COM (2011) 112", Brussels, March 8, 2011.
7. SmartNet Project [online], <http://smartnet-project.eu/> [access: 5.07.2017].

Rafał Magulski

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Graduated in management and marketing from Gdańsk University of Technology, Faculty of Management and Economics (1998). A senior technical and engineering specialist in the Department of System Strategy and Development, Institute of Power Engineering, Branch in Gdańsk. His professional interests include problems of market functioning in the power sector, and power system pre-development studies.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 127–132. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Uwarunkowania techniczne, ekonomiczne oraz organizacyjne udziału rozproszonych źródeł energii w zapewnieniu bezpieczeństwa pracy KSE

Autor

Rafał Magulski

Słowa kluczowe

wirtualna elektrownia, generacja rozproszona, usługi systemowe

Streszczenie

Intensywny rozwój generacji rozproszonej, wykorzystującej odnawialne źródła energii (OZE) oraz skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, jest efektem realizacji europejskiej i krajowej polityki energetycznej. Wzrost znaczenia źródeł rozproszonych w zaspokajaniu zapotrzebowania na energię elektryczną powoduje, że ich rola w zapewnieniu bezpieczeństwa i minimalizacji kosztów funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) również będzie musiała się zwiększać. W artykule przedstawiono koncepcję współdziałania rozproszonych źródeł energii w ramach wirtualnej elektrowni (VPP – *Virtual Power Plant*), w celu możliwości świadczenia usług systemowych adresowanych do uczestników rynku energii (operator systemu przesyłowego – OSP, operatorzy systemów dystrybucyjnych – OSD, podmioty oferujące bilansowanie handlowe oraz świadczące usługi zarządzania popytem). Koncepcja uwzględnia aspekty techniczne, ekonomiczne oraz organizacyjne wynikające z właściwości źródeł wytwórczych oraz z uwarunkowań rynków energii i usług systemowych.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 18.04.2017

Data akceptacji artykułu: 22.06.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

1. Wstęp

Tradycyjne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego opiera się na założeniu jednokierunkowego przepływu mocy od dużych jednostek wytwórczych poprzez sieci przesyłowe wysokich napięć do węzłów średniego napięcia i dalej do odbiorców końcowych. Rozwój i rozpowszechnienie źródeł odnawialnych, a w szczególności generacji rozproszonej wykorzystującej lokalne zasoby energetyczne, dodatkowo wzmocniony europejską polityką energetyczną, dającą przywileje odnawialnym źródłom energii, zmienił tę ugruntowaną sytuację. Liberalizacja sektora energetycznego oraz wprowadzenie rynków energii zaowocowały dalszymi zmianami w systemie elektroenergetycznym zarówno w sferze technicznego wyposażenia, jak i zarządzania i sterowania siecią.

Wirtualna elektrownia jest nowym elementem zarządzania rozproszonymi zasobami wytwórczymi, który może przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

Obserwowany rozwój rozproszonych źródeł energii, w szczególności trudno prognozowalnych źródeł OZE (generacja wiatrowa, fotowoltaika itp.), będzie przyczyniał się do coraz większego udziału tych źródeł w strukturze produkcji energii elektrycznej kosztem jednostek konwencjonalnych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej, uzależnionej od aktualnych warunków pogodowych, ma niekorzystny wpływ na regulacyjność pracy KSE. W przypadku okresów niskiego zapotrzebowania na moc, tj. doliny nocnej czy dni świątecznych, zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących jednostek konwencjonalnych oraz minimalnego wymaganego poziomu mocy zainstalowanej pracujących jednostek

konwencjonalnych (JWCD). Planowana do pracy liczba jednostek w ciągu dnia dla każdej godziny wynika m.in. z minimalnej liczby bloków w poszczególnych:

- elektrowniach ze względu na bezpieczeństwo elektrowni (ograniczenia elektrowniane)
- węzłach sieci dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe).

Decydującym elementem ukierunkującym reorganizację systemu elektroenergetycznego jest rynek bilansujący, będący narzędziem równoważenia produkcji i zużycia energii elektrycznej. Obecnie rynek bilansujący funkcjonuje jedynie w obszarze sieci przesyłowych. Niezbędne jest jednak wprowadzenie w obszarze sieci dystrybucyjnej mechanizmów bilansowania, tak aby zapewnić efektywny rozwój generacji rozproszonej oraz niezawodne i ekonomicznie uzasadnione zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną.

2. Uwarunkowania formalnoprawne

Wdrażane w ramach UE kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami elektroenergetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Określają wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, m.in. poprzez zapewnienie dostępu do odpowiedniego poziomu usług systemowych. Kodeksy sieciowe, dotyczący wymagań dla wytwórców (ang. *Requirements for Generators*, RFG NC) [4], definiuje wspólny zestaw wymagań w zakresie przyłączenia

do systemu elektroenergetycznego obiektów wytwórczych. Zapisy kodeksu powinny być stosowane do wszystkich nowych jednostek wytwórczych oraz istniejących, uznanych za znaczące.

Spełnienie nowych wymagań stawianych jednostkom wytwórczym może się przyczynić do bardziej aktywnego udziału tych jednostek w świadczeniu usług na żądanie operatora systemu. Zapisy kodeksu precyzują wymagania techniczne dla źródeł wytwórczych już od 0,8 kW. Wynika z nich, że jednostki typu B (moc w przedziale od 1 MW do 50 MW) będą wyposażone w układy umożliwiające zarówno regulację mocy czynnej i biernej, jak i automatykę pozwalającą na utrzymanie w pracy podczas zwarcia w sieci przez określony czas.

Źródła wytwórcze przyłączane obecnie do sieci SN muszą spełniać warunki określone w IRiESD. Operator systemu dystrybucyjnego ma obowiązek przyłączenia wytwórcy spełniającego warunki przyłączenia, który o to wystąpi, a w przypadku mikroinstalacji prosumenckich o mocach zainstalowanych nieprzekraczających mocy zamówionej instalacji odbiorczej wymagane jest jedynie zgłoszenie przyłączenia do OSD.

Generacja rozproszona w sieciach średnich i niskich napięć przy zakładaniach i w warunkach pracy innych od znamionowych najczęściej jest wyłączana. Jednostki tego typu nie są wykorzystywane do świadczenia jakichkolwiek usług regulacyjnych. W KSE wymagania dotyczące pracy w stanach napięcia i częstotliwości różniących się od wartości nominalnych obowiązują jedynie źródła wytwórcze przyłączone do sieci zamkniętej 110 kV oraz do sieci przesyłowej. Obowiązujący aktualnie katalog regulacyjnych usług systemowych w głównej mierze dostosowany jest

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 127–132. When referring to the article please refer to the original text.

PL

do możliwości ich świadczenia przez duże systemowe elektrownie ciepłone.

Obecnie większa część rynku usług systemowych zintegrowana jest z rynkiem bilansującym, ponieważ służą one realizacji podobnej funkcji techniczno-handlowej [3]. OSP pozyskuje za ich pomocą środki techniczne do zapewnienia niezbędnego poziomu rezerw mocy oraz bilansowania chwilowych wartości mocy w systemie. Pozyskanie usług regulacyjnych z jednostek wytwórczych odbywa się głównie w ramach procesów rynku bilansującego, a warunki ich świadczenia wynikają z wymagań technicznych sformułowanych w IRIESP oraz w bilateralnych umowach przesyłania.

Z tego względu uczestnictwo generacji rozproszonej w rynku regulacyjnych usług systemowych wymagałoby bezpośredniego i aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym. Oznaczałoby to konieczność spełnienia szerokiego zakresu wymagań, zbliżonego do tego, jaki obowiązuje jednostki wytwórcze centralnie dysponowane.

Dostosowanie pojedynczej instalacji OZE do samodzielnego świadczenia usług regulacyjnych wiązałoby się prawdopodobnie ze znacznym wzrostem kosztów funkcjonowania i z tego względu nie miałyby to ekonomicznego uzasadnienia. Dlatego z perspektywy opłacalności świadczenia usług systemowych uzasadnione byłoby zagregowanie w ramach jednej jednostki graficznej, uczestniczącej w rynku bilansującym, możliwie dużej liczby źródeł rozproszonych, w celu grupowego świadczenia usług.

Obecnie OSP nie wykorzystuje potencjału regulacyjnego generacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej. Wynika to m.in.: z niewielkich mocy jednostek w porównaniu z potrzebami systemowymi, utrudnionego dostępu do jednostek, konieczności pozyskiwania rezerw ze znacznej liczby źródeł (skomplikowany proces organizacyjny, komunikacyjny, konieczność rozbudowy systemów teleinformatycznych itp.). W przyszłości, przy rosnącym udziale w systemie źródeł OZE, można oczekiwać wzrostu zapotrzebowania na moce regulacyjne. Zainteresowanie możliwościami źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wystąpi wtedy, gdy OSP wyczerpie możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez źródła przyłączone do sieci NN oraz koordynowanej sieci WN.

Kompleksowa nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, wprowadzona w 2016 roku, wnosi wiele zmian istotnych dla możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną [2]. Wprowadza ona dwie nowe formy przedsiębiorczości, tzw. klastry oraz spółdzielnie energetyczne. Celem porozumienia w zakresie klastra energii musi być wytworzenie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucja lub obrót energią z OZE lub z innych źródeł w ramach sieci dystrybucyjnej. Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu lub pięciu gmin. Spółdzielnia energetyczna to zrzeszenie, które ma na celu produkcję energii na użytek własny (członków) oraz ewentualną sprzedaż nadwyżek do sieci. Łączna produkcja energii wewnątrz spółdzielni limitowana jest w zależności

od nośnika energii (dla energii elektrycznej – moc jednostek do 10 MWe). Ponadto członkowie spółdzielni muszą być zlokalizowani na terenie jednej gminy.

Rozwiązania te, koncentrując się na kwestiach maksymalizacji zużycia energii w pobliżu miejsca jej wytworzenia, są korzystne z perspektywy bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i mogą stać się w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, współdziałających z operatorami sieci dystrybucyjnych. Jednak wskazane ograniczenia terytorialne oraz limity łącznej mocy w zagregowanej jednostce mogą stanowić barierę dla możliwości świadczenia usług regulacyjnych na rzecz OSP (zbyt mały potencjał regulacyjny). Nowelizacja ww. ustawy wprowadza również nowy model rozliczeń za energią odnawialną wyprodukowaną w mikroinstalacjach prosumenckich, w którym gwarantowane zastąpiono systemem tzw. opustów. Oznacza to, że wprowadzone do sieci nadwyżki energii nie podlegają sprzedaży, lecz są rozliczane łącznie z energią pobraną przez prosumenta w okresach, kiedy jego zapotrzebowanie nie mogło być pokryte przez własne źródło wytwórcze. Zewnętrzna sieć energetyczna działa w tym wypadku jak magazyn energii i prosument, wprowadzając do niej 1 kWh energii, może odebrać 0,8 (lub 0,7) kWh, unikając płatności w części odpowiadającej cenie energii oraz zmiennym stawkom za dystrybucję. W takim modelu dysponentem nadwyżek energii jest sprzedawca zobowiązany i jedynie on może być zainteresowany możliwością agregacji tego typu źródeł w ramach wspólnej jednostki graficznej.

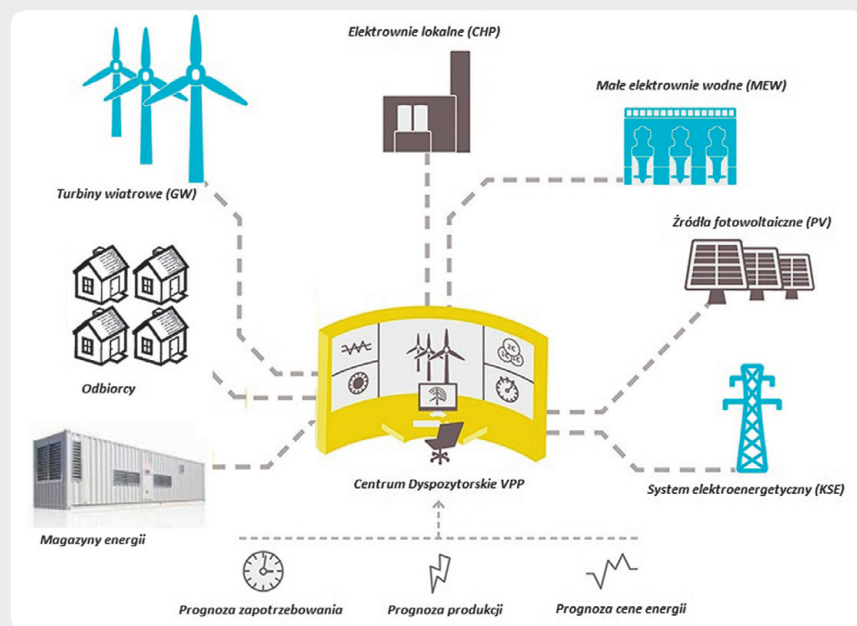
Pozostałe instalacje OZE, o ile chcą korzystać z prawa do sprzedaży wyprodukowanej energii sprzedawcy zobowiązanemu, w celu rozliczenia ilości wyprodukowanej energii odnawialnej muszą być „obserwowalne” indywidualnie bądź w sposób zagregowany, w ramach grupy jednostek

wytwórczych OZE. Z tego względu nie jest możliwe tworzenie wirtualnej elektrowni, na którą składać się będą jednocześnie instalacje OZE oraz konwencjonalne jednostki wytwórcze. Ograniczenie to przestanie obowiązywać z początkiem 2018 roku, w przypadku odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW, które przestaną podlegać obowiązkowi zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego i będą musiały znaleźć nabywców na rynku konkurencyjnym.

3. Koncepcja wirtualnej elektrowni wykorzystująca usługi systemowe z rozproszonych źródeł energii

Wirtualna elektrownia (ang. *Virtual Power Plant* – VPP) to centralnie optymalizowany i sterowany zespół rozproszonych jednostek wytwórczych i/lub odbiorczych, które na żądanie agregatora sterującego pracą wirtualnej elektrowni są w stanie zmienić wielkość mocy czynnej. W skład wirtualnej elektrowni mogą wchodzić jednostki różnych typów:

- sterowalne i dobrze prognozowalne jednostki wytwórcze, tj. elektrociepłownie wytwarzające ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną (CHP), elektrownie wodne zbiornikowe oraz biogazownie, jeżeli posiadają możliwość magazynowania biogazu
- źródła o ograniczonych możliwościach precyzyjnego prognozowania mocy oddawanej do sieci, sterowalne tylko w zakresie ograniczania mocy oddawanej do sieci, takie jak wszystkie źródła OZE, zależne od warunków atmosferycznych
- odbiorcy o przewidywalnym poborze mocy, najczęściej przemysłowi, mogący w określonym okresie zmienić zużycie energii, wpływając na proces produkcyjny, np. ciepłownie (zmiana zużycia energii przez pompy obiegowe i wentylatory ciągu, wykorzystanie możliwości akumulacji ciepła w sieci ciepłowniczej)



Rys. 1. Ogólna koncepcja struktury systemu zarządzania VPP

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 127–132. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- zagregowani odbiorcy indywidualni, z możliwością sterowania zapotrzebowaniem
- zasobniki energii, mogące pracować jako źródło wytwórcze (tryb rozładowania) lub być wykorzystywane w trybie odbiorczym (ładowanie zasobnika).

O pracy poszczególnych jednostek decyduje agregator, który zgodnie z realizowanymi przez siebie celami optymalizuje pracę wszystkich jednostek. Może nim być podmiot władający zasobami regulacyjnymi lub posiadający wiedzę rynkową lub techniczną o stanie sieci, umożliwiającą optymalne dysponowanie zasobami regulacyjnymi. Ogólną koncepcję struktury systemu zarządzania VPP przedstawiono na rys. 1. Prognozowanie warunków pracy VPP jest jednym z najważniejszych elementów umożliwiających zwiększenie bezpieczeństwa KSE. Powinno ono obejmować wszystkie źródła nieposiadające lub posiadające ograniczoną zdolność magazynowania paliwa i/lub produkcji oraz sterowalne zapotrzebowanie na moc odbiorców, wliczając w to prognozy możliwości zmiany zapotrzebowania na moc elastycznych odbiorców. W ramach systemu prognozowania powinny być realizowane następujące funkcje:

- prognoza zapotrzebowania na usługi regulacyjne
- prognoza dyspozycyjności usług regulacyjnych ze źródeł OZE
- prognoza warunków otoczenia rynkowego.

Na podstawie powyższych danych realizowane jest planowanie (optymalizacja) wykorzystania dostępnych zasobów regulacyjnych w celu pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na usługi regulacyjne. Zagregowanie zasobów wytwórczych w ramach VPP, w szczególności trudno prognozowanych źródeł, tj. farm wiatrowych czy elektrowni fotowoltaicznych, pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa KSE poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy mocy. Agregacja źródeł będzie się bowiem przyczyniać do kompensowania błędów prognoz i zmienności generacji OZE zależnej od warunków atmosferycznych (ang. *smoothing effect*).

Dzięki zastosowaniu systemów kontroli oraz mechanizmów regulacyjnych generacji i sterowalnych odbiorów możliwe będzie świadczenie przez źródła rozproszone regulacyjnych usług systemowych na rzecz operatorów systemów. W zależności od możliwości technicznych źródeł usługi mogą być dostarczane w zakresie:

- regulacji częstotliwości i mocy czynnej – związane z krótkoterminowym bilansowaniem energii i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Wykorzystywane są układy regulacji o różnicowanych czasach aktywacji oraz dostępnych pasmach regulacji. Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest realizowana automatycznie (regulacja pierwotna i wtórna oraz trójna). Powyższe usługi świadczone są przede wszystkim przez jednostki wytwórcze. Mogą być również dostarczane przez inne podmioty, np.: odbiory lub systemy magazynowania energii
- regulacji napięć i mocy biernej – usługi niezbędne do utrzymania wymaganego

poziomu napięcia w sieci, w celu zachowania bezpieczeństwa pracy systemu. Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej (pojemnościowej lub indukcyjnej). Regulacja ta odbywa się z wykorzystaniem generatorów synchronicznych (jednostki wytwórcze, dynamiczne kompensatory synchroniczne) i elementów pasywnych (m.in.: baterie kondensatorów, transformatory z możliwością regulacji przekładni)

- wykorzystywania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa systemu i stanach awaryjnych (gotowość do pracy wyspowej oraz do odbudowy systemu po awariach systemowych).

4. Doświadczenia krajów europejskich wykorzystujących elektrownie VPP do świadczenia usług systemowych

Biorąc pod uwagę zmiany zachodzące w europejskiej polityce klimatyczno-energetycznej [5, 6, 7], można zauważyć silny nacisk w kierunku transformacji gospodarek europejskich na „niskoemisyjne”. Przejawia się to wprowadzaniem m.in. coraz ambitniejszych celów w zakresie redukcji emisji CO₂, a także podnoszeniem celów dotyczących udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii zużywanej w UE. W tym kontekście wykorzystanie możliwości regulacyjnych źródeł OZE jest szeroko analizowane w projektach badawczo-rozwojowych. Poniżej przedstawiono wybrane projekty, które odzwierciedlają trendy i rozwój nowych usług systemowych, które mogą być świadczone przez odnawialne źródła energii.

4.1. Program REserviceS

W ramach projektu REserviceS opracowano wiele zaleceń ekonomicznych i technicznych dotyczących możliwości wykorzystania generacji wiatrowej i słonecznej w celu świadczenia usług regulacyjnych oraz opracowano rekomendacje skierowane m.in. do: Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E), krajowych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, uczestników rynku, unijnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), regulatorów krajowych oraz Komisji Europejskiej i podmiotów decydujących o kształcie krajowej polityki energetycznej. Do najważniejszych wniosków i spostrzeżeń wynikających z realizacji projektu zaliczono następujące:

- możliwość świadczenia usług systemowych przez generację wiatrową/fotowoltaikę jest w dużym stopniu zależna od charakterystyki danego systemu energetycznego (wielkości, miksu energetycznego, odporności na zakłócenia itp.) oraz sposobu przyłączania odnawialnych źródeł (stopień rozproszenia, miejsce przyłączenia, parametry techniczne)
- w niektórych krajach wykorzystuje się źródła wiatrowe i fotowoltaiczne do świadczenia regulacji częstotliwości i napięcia, jednak w Europie nadal są to sporadyczne przypadki
- w przyszłości udział odnawialnych źródeł w miksie energetycznym będzie się systematycznie zwiększał. Dlatego duży udział zmiennej generacji odnawialnej w systemach energetycznych będzie wymuszał

przeprowadzenie bardziej szczegółowych badań i symulacji w celu oceny potrzeb i wymogów technicznych z uwzględnieniem cech charakterystycznych źródeł OZE

- największy przyrost źródeł odnawialnych, charakteryzujących się zmiennym profilem produkcji, będzie występował w sieci dystrybucyjnej. Dlatego w warunkach rosnącego udziału coraz większe znaczenie będzie miała współpraca OSD z OSP w zakresie koordynacji działań ukierunkowanych na wykorzystanie zdolności regulacyjnych źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na różnych poziomach napięcia.

Projekt wykazał potrzebę kontynuacji badań i prac nad rozwojem technologii w zakresie infrastruktury komunikacyjnej, umożliwiającej w sposób szybki i bezpieczny świadczenie usług systemowych, a także opracowanie metodologii i strategii wdrażania usług systemowych:

- planowania probabilistycznego w obsłudze systemów energetycznych
- optymalizacji strategii do świadczenia usług regulacyjnych przez źródła odnawialne przyłączone do sieci dystrybucyjnej
- definiowania pod względem technicznym i ekonomicznym nowych usług systemowych.

4.2. SmartNet pilots

Projekt zakłada opracowanie optymalnej architektury wymiany danych pomiędzy OSP i OSD w celu monitorowania oraz wykorzystania zasobów w sieci dystrybucyjnej (m.in. możliwości źródeł OZE) w zakresie świadczenia usług systemowych, m.in.: rezerwy mocy, bilansowania systemu, regulacji napięcia, zarządzania ograniczeniami [8]. Cel projektu wynika m.in. z implikacji wprowadzenia kodeksów sieciowych. W ramach projektu przewidziano budowę trzech instalacji pilotażowych. Z punktu widzenia świadczenia usług systemowych interesujący jest pilotaż, badający możliwości wykorzystania zasobów w sieci dystrybucyjnej w zakresie: regulacji napięcia oraz aktywnej regulacji mocy i świadczenia usług w zakresie regulacji wtórnej. Agregacja technicznych możliwości zasobów w sieci dystrybucyjnej będzie wymagała m.in.:

- oszacowania możliwości regulacyjnych w każdym punkcie sieci WN/SN (moc P , Q)
- prognozy mocy P dla źródeł (z wyprzedzeniem 1 h, 74 h z aktualizacją co 3 h)
- określenia łącznego dopuszczalnego zakresu zmian P i Q w sieci (zagregowanych w ramach VPP).

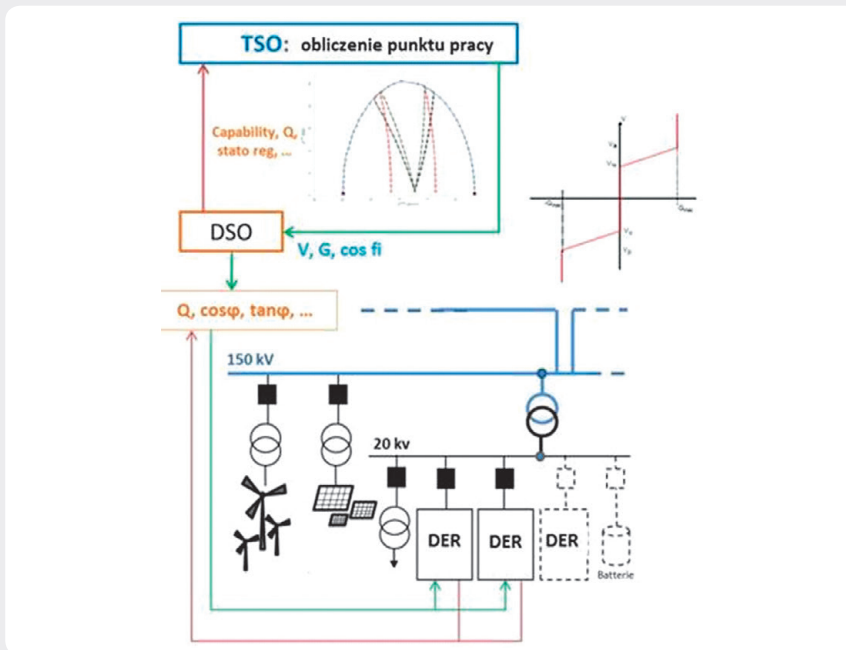
Sposób regulacji napięcia przedstawiono na rys. 2. OSP oblicza punkt pracy w punkcie przyłączenia OSP-OSD. OSD otrzymuje sygnał i na podstawie określonych parametrów wyznacza zadane wartości dla poszczególnych źródeł rozproszonych z uwzględnieniem ich możliwości (wielkość, zakres zmian, dynamika).

5. Podsumowanie i wnioski

Obecnie występująca dynamika wzrostu zapotrzebowania powoduje, że coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na moc przez JWCD, pracujące w dolinie krzywej obciążenia.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 127–132. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Regulacja napięcia realizowana w ramach projektu [5]

W KSE podstawowym dostawcą usług regulacyjnych, zapewniających bezpieczeństwo pracy sieci i niezawodność dostaw energii do odbiorców, są jednostki wytwórcze ciepłe. Parametry techniczne tych jednostek w wielu przypadkach nie pozwalają na szybką reakcję, wynikającą ze zmian mocy np. generacji wiatrowej. Skutkiem coraz większej zmienności zapotrzebowania odbiorców na moc jest wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne świadczone obecnie wyłącznie przez JWCD. Podobnie jak w przypadku odbiorców energii, błędy prognoz i związane z nimi rosnące zapotrzebowanie na rezerwy dotyczą również źródeł OZE, w szczególności technologii uzależnionych od zmiennych warunków pogodowych.

W przyszłości wzrost mocy OZE będzie się przyczyniał do coraz większego ich udziału w strukturze produkcji energii elektrycznej kosztem jednostek konwencjonalnych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej, uzależnionej od aktualnych warunków pogodowych, ma niekorzystny wpływ na regulacyjność KSE, w szczególności w okresie niskiego zapotrzebowania (dolina nocna, dni świąteczne). Zagrożone może być wówczas utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących jednostek

konwencjonalnych oraz minimalnego wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnej JWCD dla pokrycia zapotrzebowania na moc i zapewnienia rezerwy w kierunku zwiększania generacji.

W kilku ostatnich latach w pracy KSE daje się zaobserwować niekorzystne trendy, stwarzające coraz większe wyzwania związane z dobowym bilansowaniem systemu. Sukcesywnie maleje zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie, rośnie zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie oraz rośnie poziom rezerwy mocy wymaganych ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE. Konieczne jest zatem poszukiwanie nowych rozwiązań, m.in. poprzez wykorzystanie możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną zregulowaną w ramach VPP. O ile pojedyncze źródła posiadają niewielki potencjał regulacyjny, o tyle ich agregacja w ramach VPP umożliwi zniwelować te wady.

Budowa kompletnego systemu VPP jest złożonym zadaniem, które wymaga nakładów inwestycyjnych związanych z projektem i budową systemu informacyjnego zarządzającego pracą elektrowni, budową infrastruktury komunikacyjnej oraz modernizacją układów automatyki

elektrowni. Jednoznaczne oszacowanie wielkości ewentualnych zysków wynikających z zaimplementowania funkcjonalności VPP wymaga uwzględnienia wielu zmiennych czynników, łącznie z uwzględnieniem możliwości i ograniczeń technicznych źródeł. Doświadczenia krajów europejskich wskazują, że generacja rozproszona jest technicznie przystosowana do świadczenia usług regulacyjnych, a przedstawione działania są stosowane np. w Niemczech, Austrii i Włoszech, wskazując na skuteczność w pozyskiwaniu rezerw oraz opłacalność inwestycji w szeroko rozumianą VPP.

Bibliografia

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, stan na dzień 21 czerwca 2017 [online], <https://www.ure.gov.pl/pl/prawo/ustawy/17.dok.html> [dostęp: 5.07.2017].
2. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Kancelaria Sejmu, opracowanie na podstawie Dz.U. z 2015 r. poz. 478, 2365; Dz.U. z 2016 r. poz. 925, 1579.
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od dnia 1.07.2016, Warszawa [online], file:///C:/Users/21000301/Downloads/IRiESP-Bilansowanie_v1.0_tekst_jednolity_po_KA_CB_14_2015_od_01.01.2016.pdf.
4. ENTSO-E Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), kwiecień 2016 [online], http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2016_112_R_0001.
5. Komunikat Komisji. Europa 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu, Komisja Europejska; KOM(2010) 2020, Bruksela, 3 marca 2010.
6. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r. KOM(2011) 112, Bruksela, 8 marca 2011.
7. Projekt SmartNet [online], <http://smartnet-project.eu/>.

Rafał Magulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Zarządzania i Ekonomii na kierunku zarządzanie i marketing (1998). Obecnie zatrudniony na stanowisku starszego specjalisty inżynierjno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: problematykę funkcjonowania rynku w sektorze elektroenergetyki, studia przedprojektowe dotyczące rozwoju systemów energetycznych.