

Integration of Distributed Generation with the Local Demand Within a Local Balancing Area

Authors

Leszek Bronk
Maciej Wilk
Mirosław Matusewicz

Keywords

local balancing area, distributed generation, wind generation, local energy resources management

Abstract

Intensive development of distributed generation, apart from the positive aspects related to the use of renewable energy, is also a challenge in terms of safety and reliability of energy supply. Ensuring the reliability of supplies, at the variable operation of wind generation and photovoltaic generation, requires from the network operators implement additional costly investments. An alternative solution is to build a system that integrates management of local energy resources (including automatic grid controls, energy storage, local energy sources) in order to optimize the technical possibilities of the grid.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017302

Received: 14.02.2017

Received in revised form: 17.03.2017

Accepted: 07.07.2017

Available online: 30.09.2017

1. Introduction

In Poland, increased use of renewable energy sources is expected in the coming years, especially low-power generation units connected to low and medium voltage grids. Broad use of distributed generation in distribution grids will require a new approach of the distribution system operators (OSD) to ensure the energy supply security and reliability. The proposed new solutions require a change in the power grid operating models and the creation of local systems that can operate as separate balancing areas [1].

The local balancing area concept aims to increase the energy supply reliability, and to improve the distribution grid operational security. The area can be defined as a separate part of the distribution system, where the current generation is equivalent with the current demand. Local balancing area's characteristic feature is its ability to operate both synchronously with the National Power System (NPS), as well as the island operation [2]. Active balancing consists in the technical integration within a single solution of the active management of local resources on the side of generation, demand, energy storage and distribution grid control using two-way power flow and data collection. From the DSO point of view the active grid management in real time will require obtaining information including, i.e.: production

forecast of distributed generation, planning and monitoring of their performance, availability, and technical constraints.

Appropriate management of regulatory resources using local balancing will improve the ability to connect distributed generation, in particular RES. As a result, this will decrease pollutant emissions and network losses in the transmission, arising from the transmission of energy from the level of large conventional power plants to end-users. Local balancing area's applications include, i.e.:

- balancing active and reactive power, taking into account the technical conditions of distribution grid's operation and inter-operation with transmission grid
- system recovery after system failures, including the ability of transition to operation as a separate system and its re-synchronization with the grid¹.

2. General description of Local balancing area (LBA) – area specification

Local balancing area will be implemented in the National Power System's real operating conditions. In the project framework, LBA is defined as a separate area of the power system, within which its generation assets, grid and communication infrastructure

¹ When the system operational security is at risk, and the technical conditions permit.

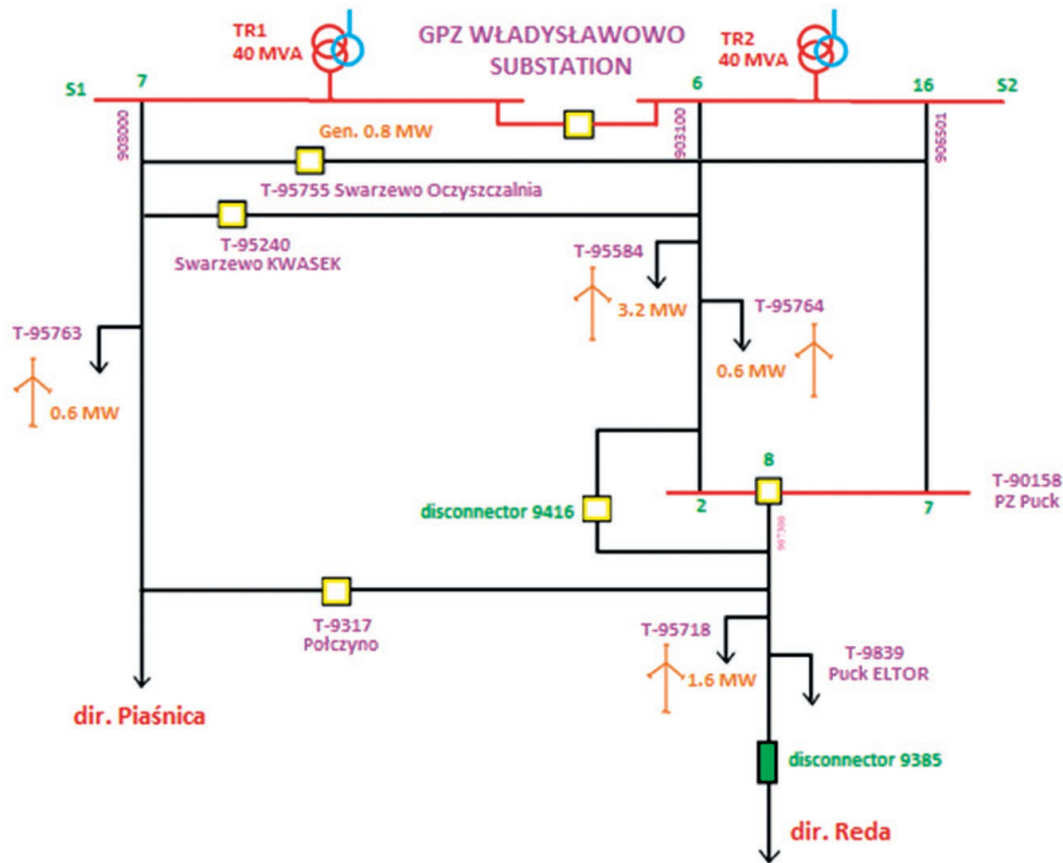


Fig. 1. LBA project location

and loads are managed in an integrated way. The main control element is the IT system (called LOBSter), which – using the existing and new, installed within the project, generation infrastructure (source + energy storage) and grid infrastructure (MV and LV grids) together with automatic controls and communications equipment – will perform the following functions:

- autonomous online regulation/control
- analyses and calculations in an offline environment using data acquired by regulation/control function.

The area consists of the following elements: energy storage, generation (4 wind farms, biogas plant and photovoltaic prosumer plants), loads in Puck district (81 MV/LV substations supplying ca. 7,000 end-users), automatic grid controls and AMI infrastructure. The selected area is powered by three lines from the MV switching substation in Władysławowo. The LBA location in the Władysławowo switching substation HV/MV is shown in Fig. 1.

The project's main goal is to demonstrate to what extent:

- increased grid observability (forecasts and measurements of RES output and customer demand)
- use of voltage and reactive power management techniques in MV and LV grids
- use of regulatory capacity distributed generation and loads, in particular energy storage

will contribute to:

- increase in the RES share in MV and LV networks with concurrent:
 - improvement of safety and reliability of energy supply to end-users
 - reduction of costs of energy supply to end-users.

3. Designation of areas within LBA

One of the project goals is the optimal management of energy resources in the area to minimise the energy exchange with the NPS, in an extreme case, the island operation. Therefore, it is important to be able to sequentially switch on or off MV grid areas with connected loads so as to balance loads with the generation output. It is important to divide LBA into areas with consideration of the supply and demand and the technical capacity of the sources that will be actively used to balance the area.

Building an integrated grid asset management system, in addition to implementing an IT system for resource management, requires increased visibility and monitoring of the MV grid performance. For this purpose, it is necessary to gather basic information on:

- generation sources, their characteristics and technical capabilities
- measurement data on end-user demand
- current grid condition in the analysed area and information about the network automation used.

3.1. Analysis of supply and demand in LBA

The total capacity installed in the LBA sources is ca. 6.8 MW. Predominant in this mix are wind farms (about 6 MW). They are characterized by a variable active power generation profile, and additionally they operate at the maximum power for only a small part of the year. Based on wind farm (WF) performance analysis, it was found that it is characterized by dynamic variability over time, seasonal (Fig. 2) and daily (Fig. 3).

These results indicate the possibility of occurrence of variable daily profiles of wind farm generation output. Fig. 3 shows an example of a daily low-variability generation profile (blue line)

and significant output fluctuations during a day (red line), even 5 MW. Therefore, in order to utilize WF capabilities, it is necessary to implement a forecasting system that would allow to determine the generation schedules, day-long as well as short-term (15 min.), within the operating mode.

Fig. 4 shows the extreme end-user demands for power in LBA, include from 1.66 to 6 MW range.

Fig. 2 shows comparison of the monthly outputs with end-user demands in LBA. By comparing the end-user demand for power with the installed generation capacities, it appears that the largest balancing opportunities occur in November and December, and

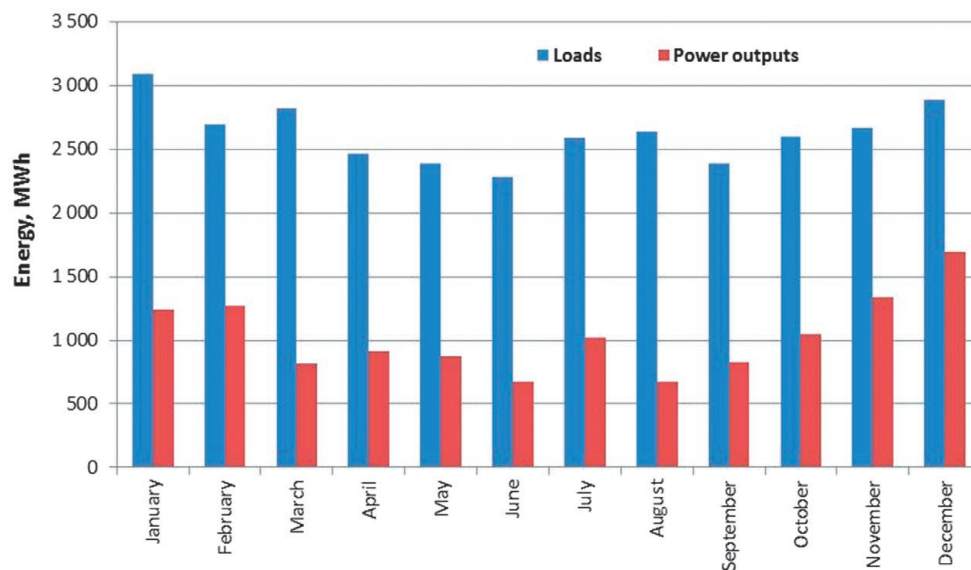


Fig. 2. Monthly power outputs and demands

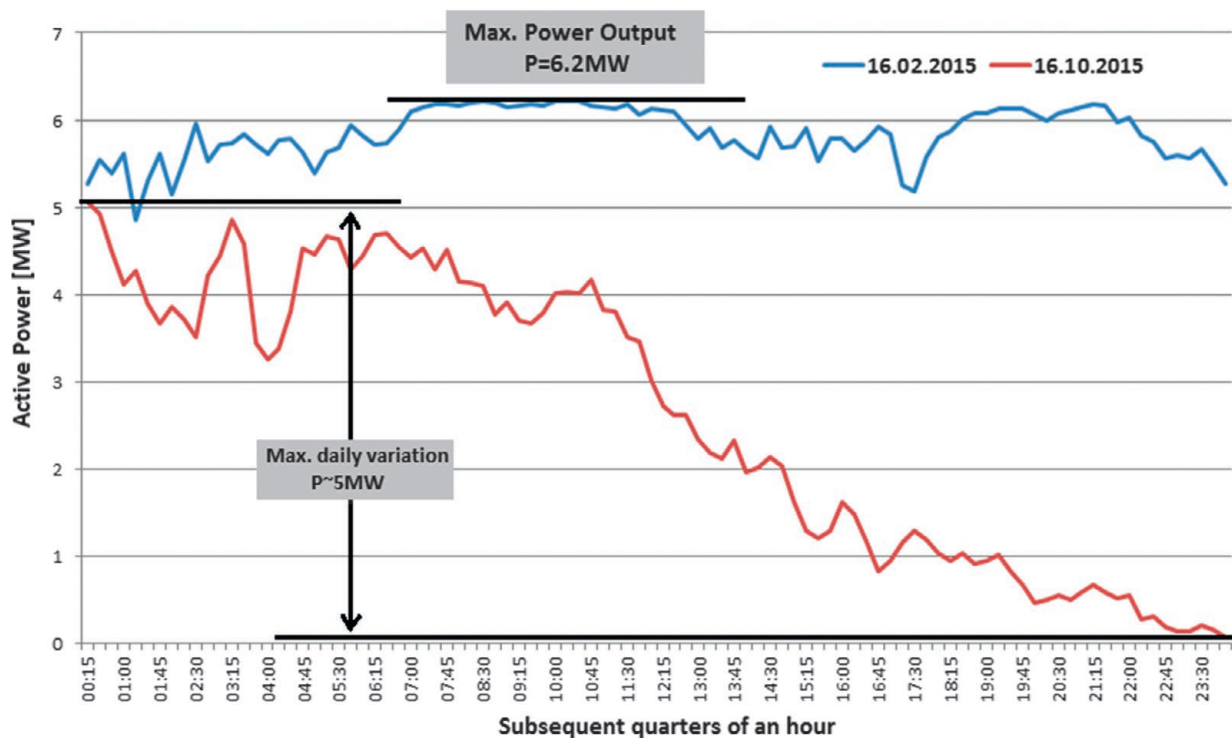


Fig. 3. Daily variation of wind farm output in LBA

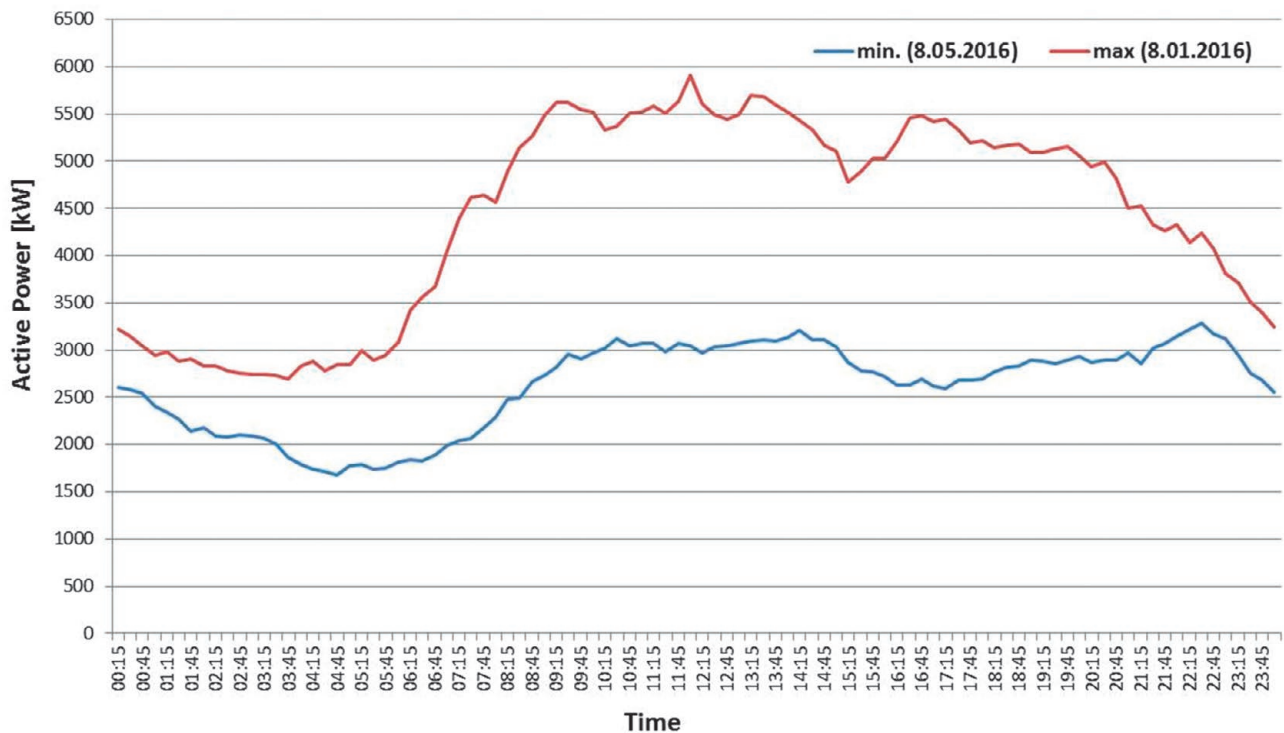


Fig. 4. Active power intake by loads in LBA on the days of the largest and smallest demand

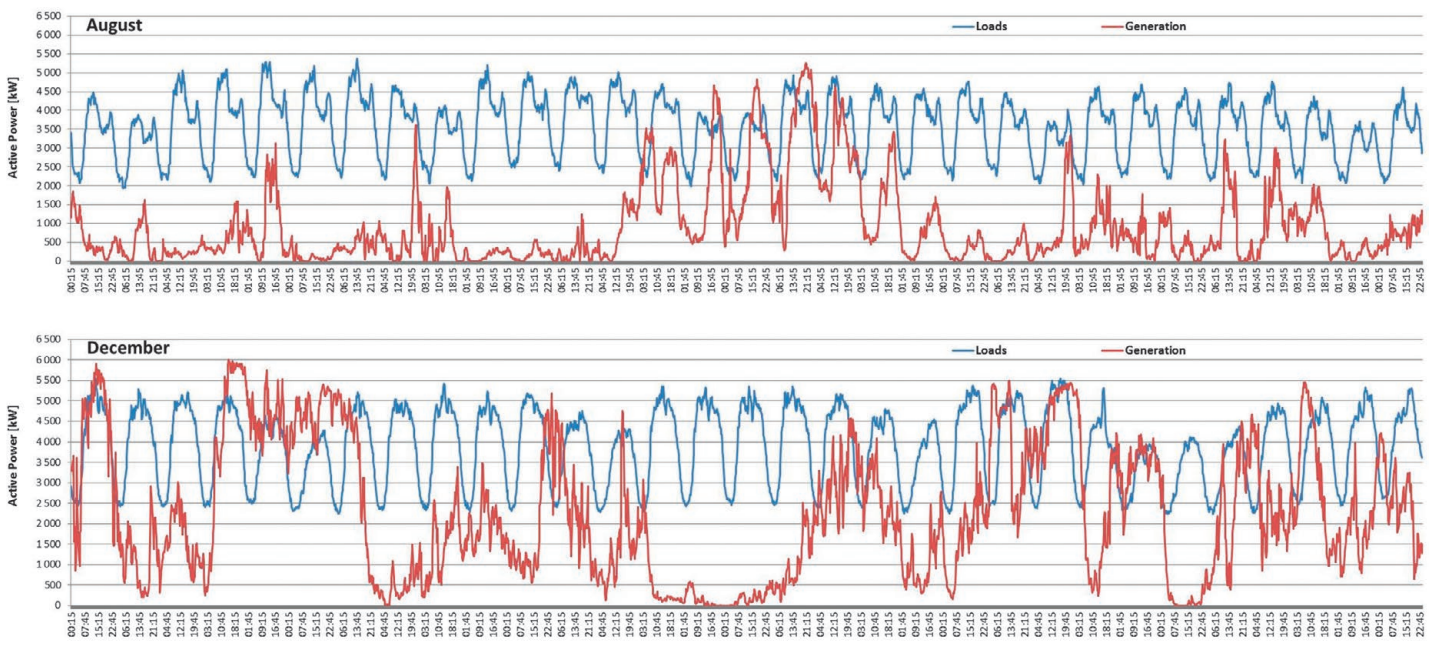


Fig. 5. 15-minute generation output variation in LBA (red) against end-user the demand (blue)

the lowest in March and August. Analysis showed that every month there are days when LBA is self-sufficient energy. Fig. 5 shows the 15-minute generation output and end-user demand in LBA in August and December.

It follows from the historical data analysis and generation output comparison with end-users demand that the output is often smaller than the demand. Therefore, it is important to be able to sequentially switch on or off MV grid areas with connected loads depending on the actual generation capability.

3.2. Division criteria

In order to determine the grid needs and the required number of automatic grid controls that allow to increase the MV grid visibility and to remotely switch MV grid areas on depending on the actual energy balance, LBA was divided into areas. When allocating areas between MV/LV substations the following criteria were adopted:

- areas will be separated using radio-controlled grid elements or wired transmission

- each area will have an alternative power supply
- power demand cannot exceed the energy storage power output.

Energy storage will perform the balancing function, therefore the power demand in each MV grid area should be correlated with the storage's technical capability. The energy storage power output is 750 kW. This was the criterion for the selection of the power demand in each MV/LV grid area. Due to the actual state

of the remote controlled load break switches, and the adopted technical criterion, some areas include loads with relatively high power demand above 750 kW. Fig. 6 shows an ordered end-user demand graph for three areas where the demand exceeded the energy storage power output. Data analysis shows that in areas 17 and 22, the share of demand above the rated storage capacity is below 1% of the measurements, therefore no new investment in automatic grid control was considered for these areas. In

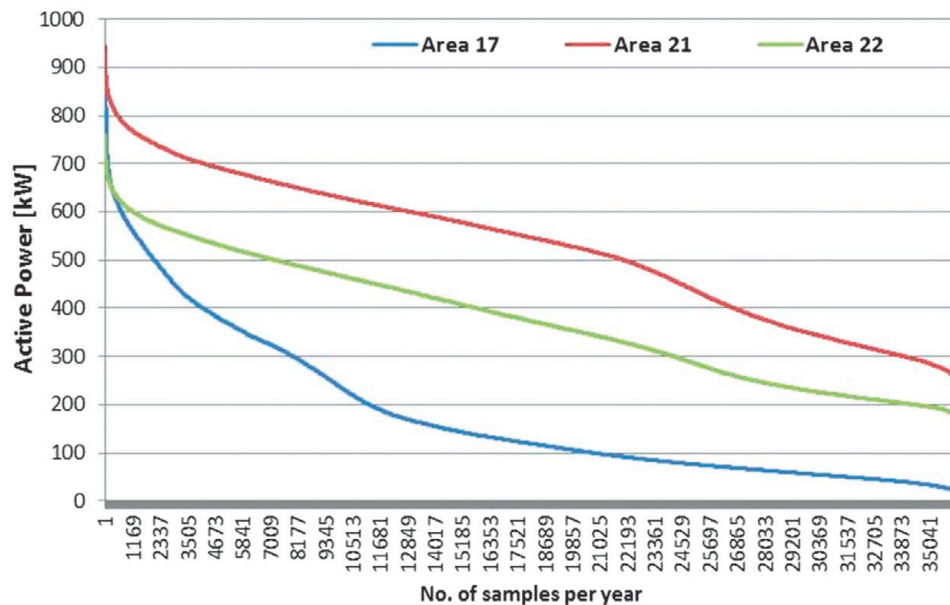


Fig. 6. Ordered graph of power demand of loads in areas 17, 21, 22

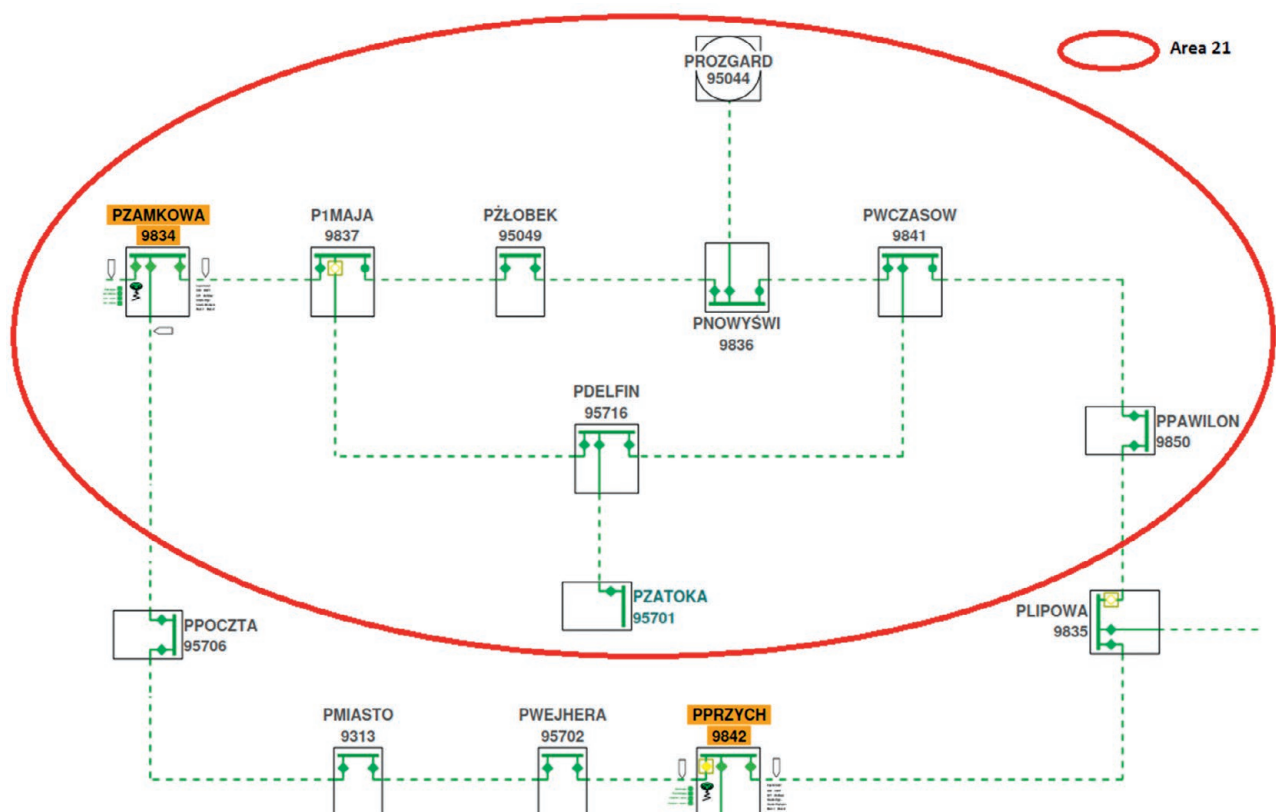


Fig. 7. Part of the power grid including MV/LV substations in area 21

the case of area 21, the probability of demand above the storage's technical capability was about 5%, and the peak demand recorded was even higher than 900 kW.

Part of the power grid including MV/LV substations in area 21 is shown in Fig. 7. Equipment Puck Lipowa substation (No. 9835) with remote control devices will allow to divide LBA and to fulfil the adopted technical criteria.

It follows from the analysis that to accomplish the project objectives it is necessary to install additional grid elements that will allow remote switching and reconfiguration of the MV grid within LBA depending on the strategy being implemented. Based on the criteria, the LOB was divided into 28 areas where the peak demand was 35–780 kW. Figure 8 shows the target aggregate LOB model with designated areas.

4. Island operation

One of the LBA discussed issues is its island operation. Because the grid operation in the analysed area is subject to high daily and yearly variability of demand and output, the following simulations are required for the various grid configurations and various loads in the area [3]:

- static load flow simulations
- static short-circuit simulations
- quasi-dynamic simulations.

The project provides for dynamic analysis of the following events in the island area:

- system area transition to island operation
- connection and/or disconnection of subsequent loads with grids fragments to/from the island area using remotely control switches
- step and smooth changes in active and inactive power demand and/or output in the island area
- step and/or smooth change in the voltage regulated by BMS and/or other energy sources on the island
- connection and/or disconnection of subsequent generation sources to/from the island area
- changes in the operating mode of individual sources in the island area (for example, switching from reactive power control to voltage regulation mode)
- other events according to the proposed algorithms of island control and management by LOBster system
- simulation of wind turbine switching operations.

Island operation will be supported by a management application. There are two options of use of RES in the island operation [3]:

- RES operation with preset active and reactive power outputs – the only frequency controller on the island will be the inverter (in island mode). Other generating sources (the other inverter and wind farms) will always operate in the active and reactive power control mode with a value preset by the island operator. As a result, the frequency will be controlled independently of the application and the operator. The only voltage controller on the island will be the inverter. Other generating sources (the other inverter and wind farms) will always operate in the active and reactive power control mode with a value preset by the island operator. The application will collect voltages at

measuring points (the same ones as in the synchronous operation) and the available reactive power output by generating devices. Based on the collected data and calculations, it will inform the island operator about possible actions. This mode of operation will ensure better power supply security and reliability and less island operator's actions.

- RES operation with the maximum available active and reactive power output – the only frequency regulator on the island will be the inverter (in island mode). The other inverter can operate according to needs, for example in the case of potential active power surplus it can draw power from the grid and load the store. Whereas RES sources operate with the maximum available active power output, i.e. like now in the power system. The island area control application, having collected the details of predicted demand and output as well as inverter operation requirements, will suggest to the island operator actions aimed at the island's proper operation (for example, in case of the risk of power surplus on the island, resulting in a potentially unacceptable change in the direction of power flow through the inverter, it will suggest shutting down a wind turbines). This mode of operation will maximize the RES output on the island, but will require more island operator actions, and may adversely affect the power supply reliability.

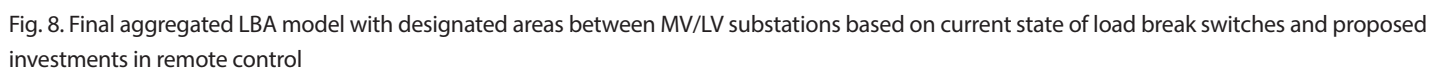
The project provides for the implementation of both scenarios of the RES use on the island in the application for active power balance and voltage and reactive power control.

The island operation will be implemented only in the NPS' certain conditions. The first case is the system's blackout, whereby the grid is de-energised. In such a condition, the autonomous operation capability of small and independent grid areas will be desirable. In this case, connecting additional load groups and associated disturbances in the form of starting currents in transformers, with potential concurrent shortening of the autonomous operation duration, will be highly undesirable. Another case is the autonomous operation of a separated part of the grid, with the rest of the power system energised. In this case, switching of (a group of) transformer substations to power from another grid area entails a power outage. Moreover, such powering a part of the grid must be preceded by the control of zero voltage in the area to be so powered. Thus, such operations reduce the quality of end-user access to the supply.

Both above-mentioned cases can be implemented by means of the LBA designing application. As the maximum LBA area is closely linked to the active and reactive power and voltage management, the balance control application will be also responsible for the LBA dynamic designation based on available information (forecast demand, forecast generation, current inverter operation status). The project provides for an island operation experiment.

5. Summary

For the capability to sequentially switch MV grid areas on and off, the LBA division is required into areas with consideration of the supply and demand and the technical capacity of the sources that will be actively used to balance the area. The paper proposes



the method of, and discusses the criteria used in, an LBA division project. On this basis, additional requirements were identified for grid automatic control. The aggregated LBA model obtained will allow for the optimal designation of parts of the distribution system in which the current generation outputs equal the current demands. With such appropriate division and a demand and output forecasting system in place, LBA will at any moment be able to assume the synchronous operation of minimizing the energy exchange with the NPS and to proceed to island operation. The island operation will be implemented only in the NPS' certain conditions. The first case is the system's blackout, whereby the grid is de-energised. Another case is the autonomous operation of a separated part of the grid, with the rest of the power system energised.

REFERENCES

1. T. Pakulski, J. Klucznik, "Oczekiwany zakres współpracy operatorów systemów przesyłowych z operatorami systemów dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-E" [Scope of

cooperation of transmission system operators with distribution system operators as expected under ENTSO-E grid codes]; *Acta Energetica*, No. 2/23, 2015.

2. Wrocławski M., "Lokalne obszary bilansowania" [Local balancing areas], *Energia Elektryczna*, October 2012.
3. J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira, A.G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, 2006.

This paper presents initial results of project: "Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego", finansowanego w ramach Programu GEKON przez NCBiR oraz NFOŚiGW [The building of a local balancing area (LBA) as an element of increasing safety and energy efficiency of the distribution system operation] financed by GEKON Program (Project No. GEKON1/02/213880/30/2015).

Leszek Bronk

Research Institute, Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

An employee of the Department of Strategy and System Development of the Institute of Power Engineering. His professional interests include: issues of power system operation and development of conventional and renewable generation sources, ancillary and regulation services; Smart Grid solutions and initiatives.

Maciej Wilk

Research Institute, Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

An employee of the Department of Automation and System Analyses of the Institute of Power Engineering. A student of doctoral studies at Gdańsk University of Technology. Participant of numerous studies on issues of wind farm connection to the grid and other analytical studies related to power system dynamics. In addition, the Institute of Power Engineering representative in EC project eHigways2050.

Mirosław Matusewicz

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: miroslaw.matusewicz@energa.pl

Chief Innovation Officer at EOP's Innovation Department, Project Manager of "Development of a local balancing area (LBA) as an element of increasing the security and energy efficiency of the distribution system operation". His professional interests include: issues related to power system balancing, smart grids, energy storage technologies.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Integracja generacji rozproszonej z lokalnym zapotrzebowaniem w ramach lokalnego obszaru bilansowania

Autorzy

Leszek Bronk
Maciej Wilk
Mirosław Matusewicz

Słowa kluczowe

lokalny obszar bilansowania, generacja rozproszona, generacja wiatrowa, zarządzanie lokalnymi zasobami energetycznymi

Streszczenie

Intensywny rozwój generacji rozproszonej, oprócz pozytywnych aspektów związanych z wykorzystaniem energii odnawialnej, stanowi wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa i funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Zapewnienie niezawodności dostaw, przy zmiennym charakterze pracy generacji wiatrowej i fotowoltaicznej, wymusza na operatorach sieci konieczność realizacji dodatkowych kosztownych inwestycji sieciowych.

Alternatywnym rozwiązaniem jest budowa systemu umożliwiającego zintegrowane zarządzanie lokalnymi zasobami energetycznymi (m.in. automatyką sieciową, magazynami energii, lokalnymi źródłami energii) w celu optymalizacji technicznych możliwości sieci elektroenergetycznej.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 17.03.2017

Data akceptacji artykułu: 07.07.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Wstęp

W najbliższych latach w Polsce spodziewany jest wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w szczególności jednostek wytwórczych o niewielkich mocach przyłączanych do sieci niskiego i średniego napięcia. Szerokie wykorzystanie generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej będzie wymagało od operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) nowego podejścia w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii. Proponowane nowe rozwiązania wymagają zmiany modelu funkcjonowania sieci elektroenergetycznych i tworzenie lokalnych systemów, które mogą funkcjonować jako wydzielone obszary bilansowania [1].

Koncepcja budowy lokalnego obszaru bilansowania (LOB) ma na celu zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnej. Obszar ten można zdefiniować jako wydzieloną część systemu dystrybucyjnego, w której bieżące wytwarzanie energii jest równoważone aktualnym zapotrzebowaniem. Cechą charakterystyczną LOB jest możliwość podjęcia pracy synchronicznej z KSE oraz zdolność do pracy wyspowej [2].

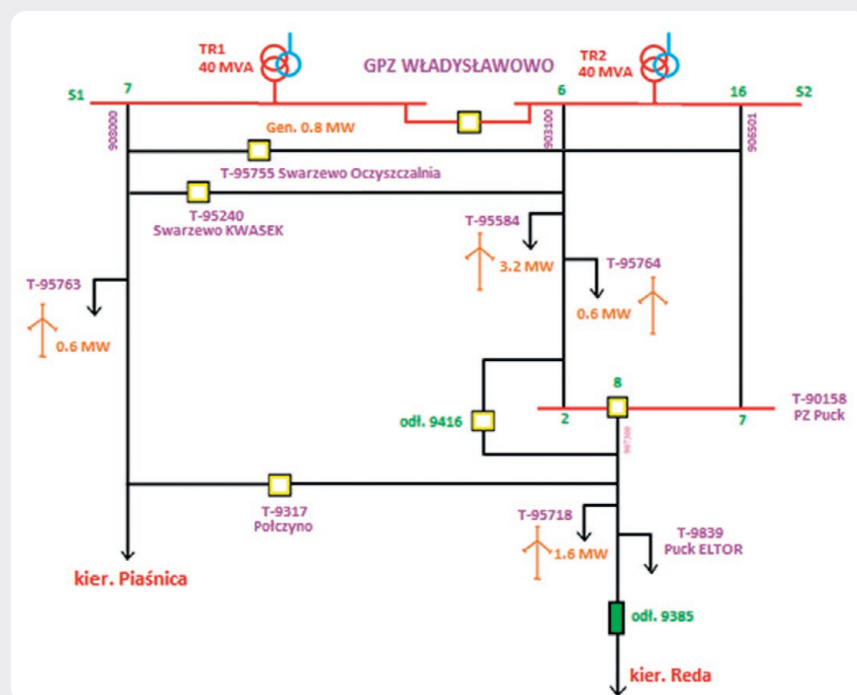
Prowadzenie aktywnego bilansowania polega na technicznym zintegrowaniu w ramach jednego rozwiązania aktywnego zarządzania lokalnymi zasobami po stronie wytwarzania, zapotrzebowania, magazynowania energii elektrycznej oraz sterowania siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem dwukierunkowego przepływu mocy oraz przekazywanych informacji. Z punktu widzenia OSD do aktywnego zarządzania siecią w czasie rzeczywistym niezbędne będzie pozyskanie informacji dotyczących m.in. prognozowania

produkcji generacji rozproszonej, planowania i monitoringu ich pracy, dyspozycyjności, ograniczeń technicznych.

Odpowiednie zarządzanie zasobami regulacyjnymi z wykorzystaniem bilansowania lokalnego pozwoli m.in. na zwiększenie zdolności przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródeł generacji rozproszonej, w szczególności źródeł OZE. W efekcie będzie to prowadzić do zmniejszenia

emisji zanieczyszczeń czy też obniżenia wskaźnika strat sieciowych, związanych z jej przesyłaniem i transformowaniem od poziomu dużych elektrowni konwencjonalnych do odbiorcy końcowego. LOB może być wykorzystywany m.in. do:

- bilansowania mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem technicznych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz jej współpracy z siecią przesyłową



Rys. 1. Lokalizacja projektu LOB

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

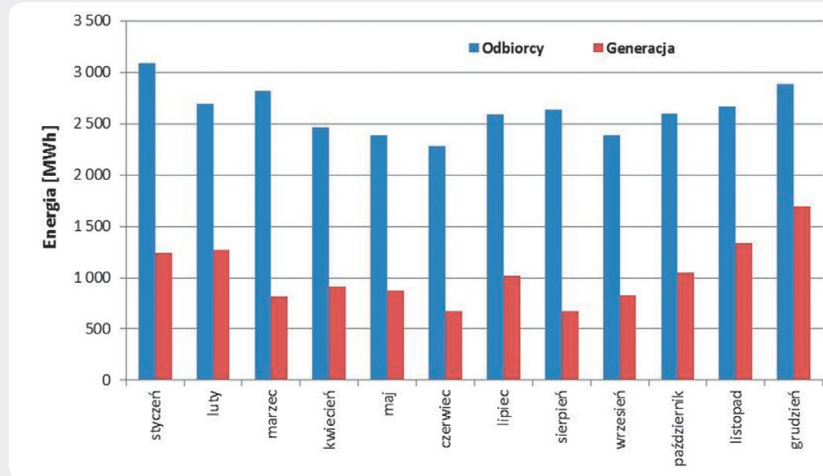
PL

- odbudowy systemu po awarii systemowej, obejmującej możliwość przejścia do pracy na system wydzielony i ponownej synchronizacji z siecią¹.

2. Ogólny opis obszaru LOB – specyfikacja obszaru

LOB będzie zaimplementowany w rzeczywistych warunkach pracy SEE. W ramach projektu jest on zdefiniowany jako wydzielony obszar systemu elektroenergetycznego, w którym w sposób zintegrowany zarządzają się jego zasobami wytwórczymi, infrastrukturą sieciową i komunikacyjną oraz odbiorami energii. Nadzrędnym elementem sterującym jest system informatyczny (roboczo nazwany LOBSter), który – wykorzystując istniejącą i nowo zainstalowaną w ramach projektu infrastrukturę wytwórczą (źródła + magazyn energii) oraz infrastrukturę sieciową (sieć SN i nn) wraz z urządzeniami automatyki i łączności – będzie realizował następujące funkcje:

- autonomicznie funkcje sterowniczo-kontrolne w trybie online
 - analizy i obliczenia realizowane w dowolnym środowisku w trybie offline z wykorzystaniem danych pozyskanych w ramach funkcji sterowniczo-kontrolnej.
- W skład badanego obszaru wchodzi następujące elementy: magazyn energii, generacja (4 farmy wiatrowe, biogazownia oraz prosumenckie instalacje fotowoltaiczne), odbiorcy powiatu Puck (81 stacji SN/nn, obejmujących ok. 7 tys. odbiorców), elementy automatyki sieciowej oraz elementy infrastruktury AMI. Wytypowany obszar zasilany jest z trzech pól liniowych rozdzielni SN w GPZ Władysławowo. Lokalizację projektu LOB w obszarze GPZ Władysławowo przedstawiono na rys. 1.
- Głównym zadaniem projektu jest wykazanie, w jakim stopniu:

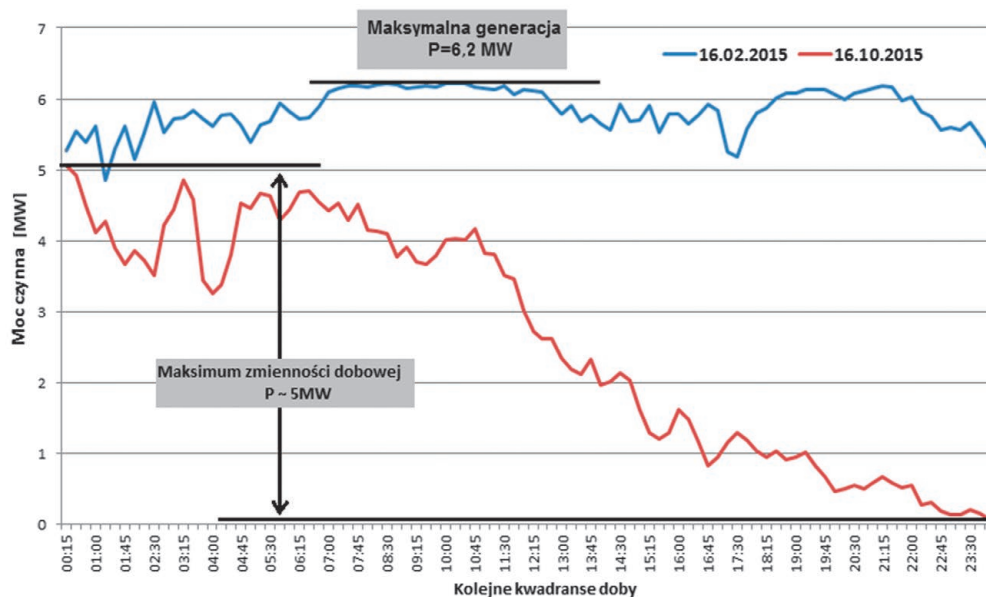


Rys. 2. Generacja i zapotrzebowanie na moc w poszczególnych miesiącach

- zwiększona obserwowalność sieci (prognozy i pomiary generacji OZE oraz zapotrzebowania na moc odbiorców)
 - wykorzystanie technik z obszaru zarządzania napięciem i mocą bierną w sieci SN i nn
 - wykorzystanie zdolności regulacyjnych mocy czynnej jednostek wytwórczych i odbiorczych przyłączonych do sieci, w szczególności magazynów energii
- przyczynią się do:
- zwiększenia udziału źródeł OZE w sieciach SN i nn przy równoczesnej:
 - poprawie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii do odbiorców
 - obniżeniu kosztów dostaw energii do odbiorców końcowych.

3. Wyznaczenie obszarów w ramach LOB

Jednym z celów projektu jest optymalne zarządzanie zasobami energetycznymi na określonym obszarze, w celu m.in. minimalizacji wymiany energii z KSE, a w skrajnym przypadku w pracy wyspowej. W związku z powyższym istotna jest możliwość sekwencyjnego załączania lub odłączania obszarów sieci SN z przyłączonymi odbiorcami, tak aby zbilansować zapotrzebowanie na moc odbiorców z generacją. Dlatego ważny jest odpowiedni podział LOB na obszary z uwzględnieniem podaży i popytu oraz technicznych możliwości źródeł, które będą wykorzystywane w sposób aktywny do bilansowania obszaru. Budowa zintegrowanego systemu zarządzania zasobami sieciowymi oprócz wdrożenia systemu informatycznego zarządzającego



Rys. 3. Dobowa zmienność generacji wiatrowej na obszarze LOB

¹ W warunkach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, gdy pozwolą na to warunki techniczne.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

zasobami wymaga zwiększenia obserwowalności i monitorowania stanu pracy sieci SN. W tym celu wymagane jest zebranie podstawowych informacji dotyczących:

- zasobów wytwórczych, ich charakterystyk pracy oraz możliwości technicznych
- danych pomiarowych dotyczących zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych
- aktualnego stanu sieci w analizowanym obszarze oraz danych dotyczących wykorzystywanej automatyki sieciowej.

3.1. Analiza podaży i popytu w LOB

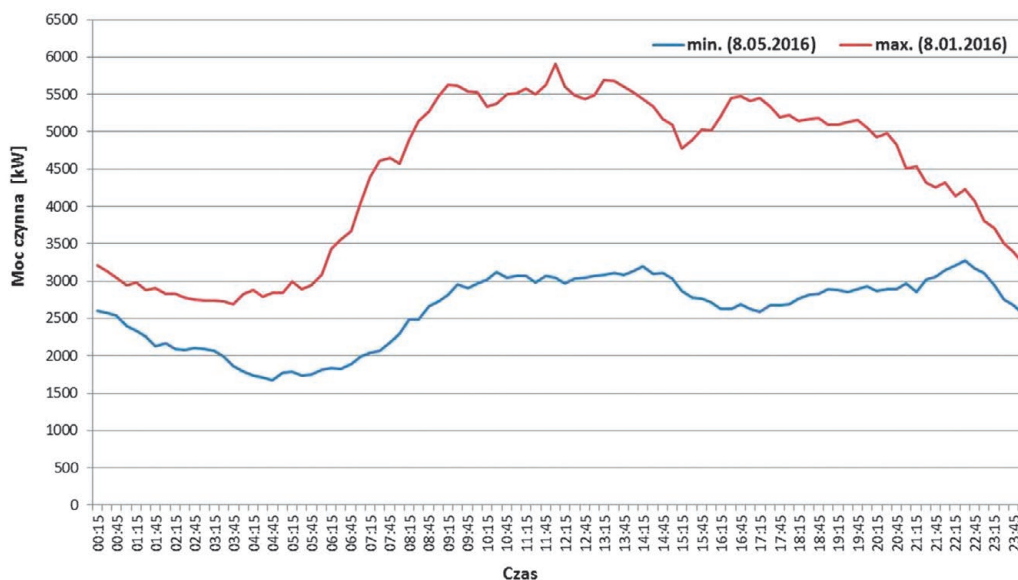
Łączna moc zainstalowana źródeł na terenie LOB wynosi ok. 6,8 MW. Dominujący udział w strukturze mocy mają farmy wiatrowe – FW (ok. 6 MW). Charakteryzują się one

zmiennym profilem wytwarzania mocy czynnej, a dodatkowo pracują z mocą maksymalną jedynie przez niewielką część roku. Na podstawie analizy pracy generacji wiatrowej stwierdzono, że charakteryzuje się ona dynamiczną zmiennością w czasie, zarówno sezonową (rys. 2), jak i dobową (rys. 3). Przedstawione wyniki wskazują na możliwość występowania zmiennych dobowych profili produkcji farm wiatrowych. Na rys. 3 przedstawiono przykład dobowego profilu wytwarzania o małej zmienności (linia niebieska) oraz znacznych wahań mocy w ciągu doby (linia czerwona), nawet 5 MW. Dlatego w celu wykorzystania możliwości FW niezbędne jest wdrożenie systemu prognozowania, który umożliwiłby określenie grafiku generacji zarówno

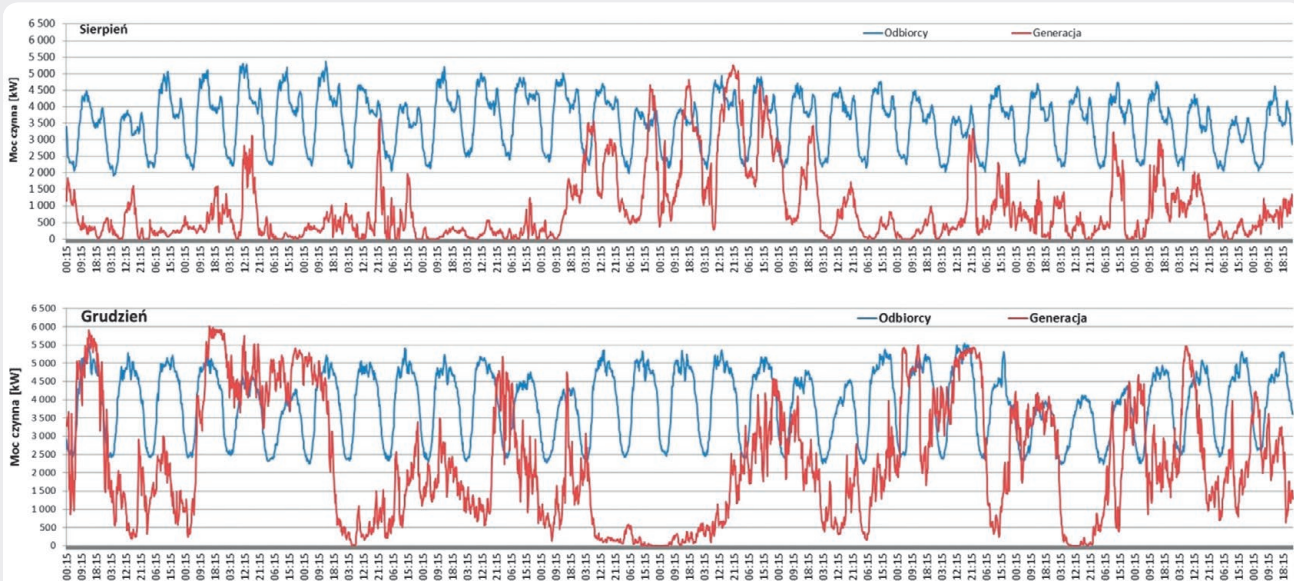
w horyzoncie dobowym, jak i krótkoterminowym (15 min) w ramach operacyjnego trybu pracy.

Wielkość zapotrzebowania na moc odbiorców w przedstawionym okresie waha się w granicach 1,66–6 MW. Na rys. 4 przedstawiono skrajne wielkości zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych na obszarze LOB.

Porównanie wielkości generacji z zapotrzebowaniem na moc odbiorców końcowych w obszarze LOB w poszczególnych miesiącach przedstawiono na rys. 2. Z porównania zapotrzebowania na energię odbiorców końcowych z możliwościami zainstalowanej generacji wynika, że największe możliwości zbilansowania występują w listopadzie oraz grudniu, a najmniejsze w marcu i sierpniu.



Rys. 4. Pobór mocy czynnej przez odbiorców zlokalizowanych w ramach obszaru LOB w dniach największego i najmniejszego zapotrzebowania



Rys. 5. Zmienność 15-minutowa generacji na obszarze LOB (kolor czerwony) na tle zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych (kolor niebieski)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza wykazała, że w każdym miesiącu występują dni, gdy obszar LOB jest samowystarczalny energetycznie. Na rys. 5 przedstawiono 15-minutową zmienność generacji na obszarze LOB na tle zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych w sierpniu oraz w grudniu.

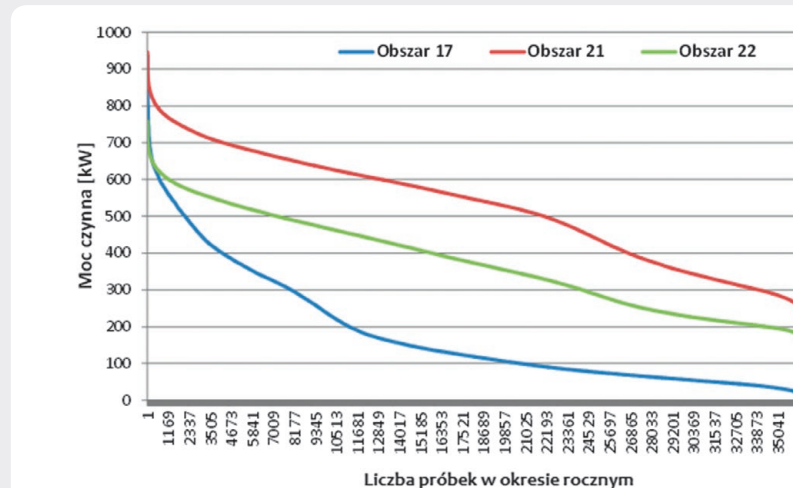
Z analizy danych historycznych i porównania wielkości generacji z zapotrzebowaniem na moc odbiorców wynika, że wielkość generacji jest często mniejsza niż zapotrzebowanie. Dlatego istotna jest możliwość sekwencyjnego załączania lub odłączania obszarów sieci SN z przyłączonymi odbiorami w zależności od aktualnych możliwości generacyjnych źródeł.

3.2. Kryteria podziału

W celu określenia potrzeb sieciowych i wymaganej liczby elementów automatyki sieciowej, pozwalającej na zwiększenie obserwowalności sieci SN oraz zdalne załączanie kolejnych obszarów sieci SN w zależności od aktualnego bilansu energetycznego, dokonano podziału LOB na obszary. Podczas wydzielania obszarów pomiędzy stacjami SN/nn przyjęto następujące kryteria:

- wydzielenie obszaru będzie się odbywać z wykorzystaniem elementów sieciowych sterowanych radiowo lub z wykorzystaniem transmisji przewodowej
- każdy obszar będzie miał alternatywną możliwość zasilania
- wielkość zapotrzebowania na moc odbiorców nie może być większa niż moc znamionowa zasobnika energii.

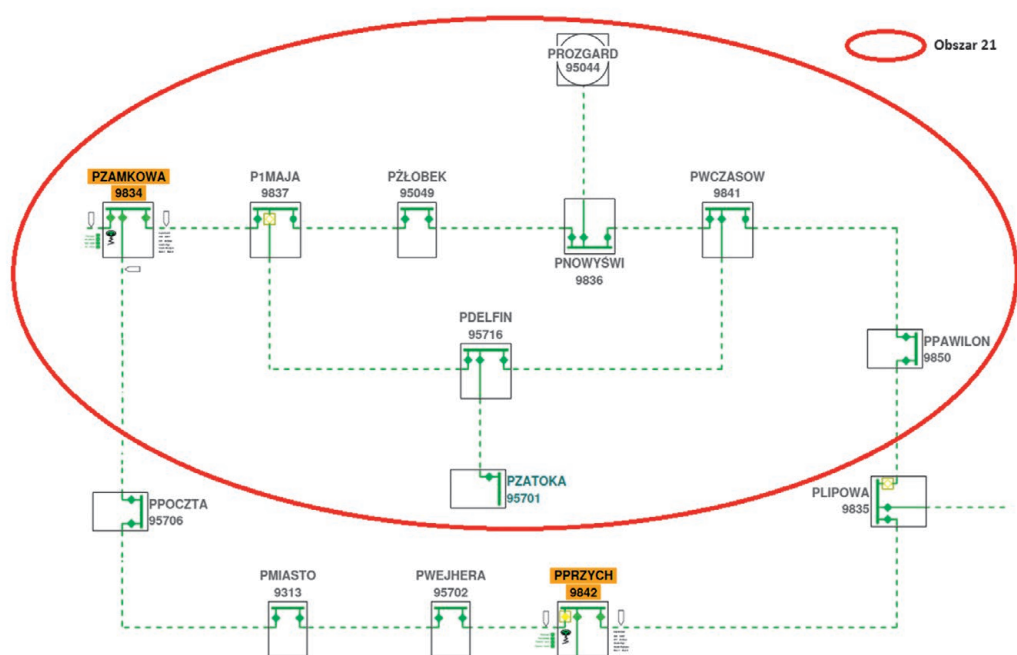
Magazyn energii będzie spełniał funkcję bilansującą, z tego względu wielkość zapotrzebowania na moc poszczególnych obszarów sieci SN powinna być skorelowana z możliwościami technicznymi zasobnika. Moc zasobnika to 750 kW. Parametr ten stanowił kryterium doboru wielkości zapotrzebowania na moc poszczególnych



Rys. 6. Uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc odbiorców przyłączonych do obszarów 17, 21, 22

obszarów SN/nn. Aktualny stan wykorzystywanych rozłączników umożliwiających zdalne sterowanie oraz przyjęte kryterium techniczne powoduje, że niektóre obszary obejmują odbiorców o stosunkowo dużym zapotrzebowaniu na moc, powyżej 750 kW. Na rys. 6 przedstawiono uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych dla trzech obszarów, gdzie zapotrzebowanie na moc było wyższe od mocy zasobnika. Z przeprowadzonej analizy danych wynika, że dla obszarów 17 oraz 22 udział zapotrzebowania powyżej mocy znamionowej zasobnika stanowi znacznie poniżej 1% pomiarów, dlatego dla tych obszarów nie analizowano nowych inwestycji w zakresie automatyki sieciowej. Natomiast w przypadku obszaru 21 prawdopodobieństwo

wystąpienia zapotrzebowania powyżej technicznych możliwości zasobnika wynosiło ok. 5%, a szczytowe zarejestrowane zapotrzebowanie wyniosło nawet powyżej 900 kW. Fragment sieci obejmujący stacje SN/nn w ramach obszaru 21 przedstawiono na rys. 7. Wyposażenie stacji Puck Lipowa (nr 9835) w elementy telemechaniki pozwoli na podział obszaru i spełnienie przyjętych kryteriów technicznych przy wydzieleniu obszarów w ramach LOB. Z przedstawionej analizy wynika, że realizacja celów wynikających z projektu wymaga instalacji dodatkowych elementów sieci, które pozwolą na zdalne przełączanie i rekonfigurację sieci SN na obszarze LOB w zależności od realizowanej strategii. Przy określonych kryteriach LOB został



Rys. 7. Fragment sieci obejmujący stacje SN/nn w ramach obszaru 21

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

podzielony na 28 obszarów, w których zapotrzebowanie szczytowe jest rejestrowane w granicach 35–780 kW. Docelowy zagregowany model LOB z wyznaczonymi obszarami został przedstawiony na rys. 8.

4. Praca wyspowa

Jednym z rozpatrywanych zagadnień dotyczących obszaru LOB jest praca wyspowa. Ponieważ w sieci na analizowanym obszarze obserwowana jest duża zmienność zapotrzebowania i generacji, zarówno dobową, jak i roczną, konieczne jest przeprowadzenie badań symulacyjnych dla różnych konfiguracji pracy sieci oraz przy różnych obciążeniach sieci analizowanego obszaru [3]:

- symulacje statyczne rozprawy
 - symulacje statyczne zwarcia
 - symulacje quasi-dynamiczne.
- W ramach realizacji projektu przewiduje się analizę dynamiczną następujących zdarzeń na obszarze wyspy:
- przejście obszaru systemu do pracy wyspowej
 - dołączanie i/lub odłączanie kolejnych odbiorców wraz z fragmentami sieci do obszaru wyspy za pomocą rozłączników zdalnie sterowanych
 - skokowa i płynna zmiana zapotrzebowania i/lub generacji na obszarze wyspy, zarówno na moc czynną, jak i bierną
 - skokowa i/lub płynna zmiana napięcia regulowanego przez magazyn energii i/lub inne źródła energii pracujące na wyspie
 - dołączenie i/lub odłączenie kolejnych źródeł wytwórczych do obszaru wyspy

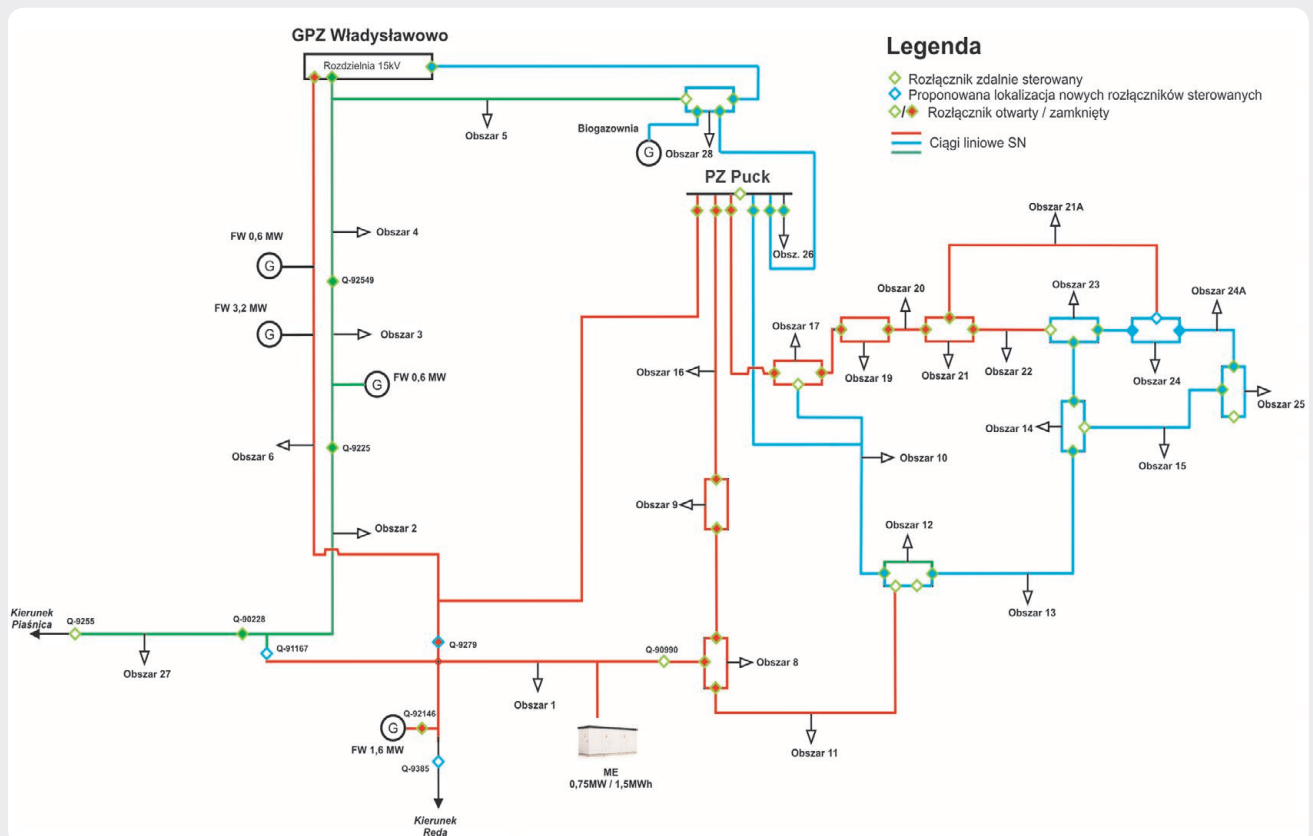
- zmiana trybu pracy poszczególnych źródeł na obszarze wyspy (na przykład przejście z trybu regulacji mocy biernej do trybu regulacji napięcia)
- inne zdarzenia, które będą podyktowane zaproponowanymi algorytmami sterowania i zarządzania wyspą przez system LOBster
- symulacja operacji łączeniowych siłowni wiatrowych.

Praca wyspowa wspomagana będzie aplikacją do zarządzania. W czasie pracy wyspowej możliwe są dwa warianty wykorzystania źródeł odnawialnych na obszarze wyspy [3]:

- Praca źródeł odnawialnych z zadaną mocą czynną i bierną – jedynym urządzeniem regulującym częstotliwość na wyspie będzie jeden z inwerterów (pracujący w trybie pracy wyspowej). Pozostałe źródła wytwórcze (drugi inwerter oraz farmy wiatrowe) będą zawsze pracować w trybie regulacji mocy czynnej i biernej z wartością zadaną przez operatora wyspy. W związku z tym regulacja częstotliwości będzie się odbywać niezależnie od aplikacji i operatora. Jedynym urządzeniem regulującym napięcie na wyspie będzie jeden z inwerterów. Pozostałe źródła wytwórcze (drugi inwerter oraz farmy wiatrowe) będą zawsze pracować w trybie regulacji mocy czynnej i biernej z wartością zadaną przez operatora wyspy. Aplikacja będzie zbierała informacje o poziomach napięć w punktach pomiaru (tych samych, które będą

wykorzystywane podczas pracy synchronicznej) oraz dostępnych możliwościach generacji/poboru mocy biernej przez urządzenia wytwórcze. Na podstawie zebranych danych oraz obliczeń będzie informowała operatora wyspy o możliwych działaniach. Ten tryb pracy zapewni większe bezpieczeństwo i niezawodność zasilania odbiorców oraz mniejszą ilość działań ze strony operatora wyspy.

- Praca źródeł odnawialnych z maksymalną dostępną mocą czynną i bierną – jedynym urządzeniem regulującym częstotliwość na wyspie będzie jeden z inwerterów (pracujący w trybie pracy wyspowej). Drugi inwerter może pracować zależnie od potrzeb, na przykład w przypadku potencjalnej nadwyżki mocy czynnej może pobierać energię z sieci i ładować magazyn. Natomiast odnawialne źródła energii pracują z maksymalną aktualnie dostępną mocą czynną, tj. tak jak aktualnie w systemie elektroenergetycznym. Aplikacja sterowania obszarem wyspy, mając do dyspozycji informacje o prognozowanym zapotrzebowaniu i generacji, a także wymaganiach pracy inwerterów, będzie sugerować operatorowi wyspy działania mające na celu poprawną pracę wyspy (na przykład w przypadku ryzyka nadwyżki mocy na wyspie, skutkującego potencjalną niedopuszczalną zmianą kierunku przepływu mocy przez inwerter, zasugeruje odstawienie jednej z siłowni wiatrowych). Ten tryb pracy zapewni maksymalizację generacji OZE



Rys. 8. Docelowy zagregowany model LOB z wyznaczonymi obszarami pomiędzy stacjami SN/nn na podstawie aktualnego stanu rozłączników i proponowanych inwestycji umożliwiających telesterowanie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

na terenie wyspy, ale będzie wymagać większej ilości działania ze strony operatora wyspy oraz może mieć negatywny wpływ na pewność zasilania odbiorców.

Oba scenariusze wykorzystania OZE na terenie wyspy zostaną zaimplementowane w aplikacji sterowania bilansem mocy czynnej oraz napięciem i mocą bierną w ramach realizacji projektu.

Praca wyspowa będzie występowała tylko w określonych stanach, w jakich może znaleźć się KSE. Przypadek pierwszy to stan *blackoutu* systemu elektroenergetycznego, w którym sieć elektroenergetyczna jest pozbawiona zasilania. W takim stanie zdolność do pracy autonomicznej małych i niezależnych obszarów sieci elektroenergetycznej będzie pożądana. W takim przypadku załączanie dodatkowych grup odbiorów i wiążące się z tym zaburzenia w postaci prądów rozruchowych transformatorów, przy jednoczesnym, potencjalnym skróceniu czasu pracy autonomicznej, będzie stanem wysoce niepożądanym. Przypadek drugi to praca autonomiczna wydzielonego fragmentu sieci elektroenergetycznej, przy pracy pod napięciem pozostałej części systemu elektroenergetycznego. W takim przypadku przełączenie (grupy) stacji transformatorowych do zasilania z drugiego obszaru sieci wiąże się z przerwą w zasilaniu. Co więcej, załączenie do pracy pod napięciem fragmentu sieci elektroenergetycznej musi być poprzedzone kontrolą braku napięcia w dołączanym obszarze. Zatem operacje tego typu obniżają jakość dostępu do energii elektrycznej odbiorcy końcowego.

Oba wyżej wymienione przypadki będą możliwe do realizacji za pomocą aplikacji wyznaczającej obszar LOB. Ponieważ maksymalny obszar LOB jest ściśle powiązany z zarządzaniem mocą czynną i bierną oraz napięciami, aplikacja sterowania bilansem będzie jednocześnie odpowiedzialna za dynamiczne wyznaczanie obszaru LOB na podstawie dostępnych informacji (prognozowanym zapotrzebowaniu, prognozowanej generacji, aktualnym stanie pracy inwerterów).

W ramach realizacji przedmiotowego projektu przewiduje się przeprowadzenie eksperymentu pracy wyspowej.

5. Podsumowanie

Możliwość sekwencyjnego załączania lub odłączania obszarów sieci SN wymaga podziału LOB na obszary z uwzględnieniem podaży i popytu oraz technicznych możliwości źródeł, które będą wykorzystywane w sposób aktywny do bilansowania obszaru. W artykule przedstawiono sposób oraz zastosowane w projekcie kryteria podziału LOB. Na tej podstawie określono dodatkowe wymagania w zakresie automatyki sieciowej. Uzyskany w ten sposób zagregowany model LOB pozwoli na optymalne wyznaczenie części systemu dystrybucyjnego, w którym bieżące wytwarzanie energii jest równoważne aktualnemu zapotrzebowaniu. Dzięki odpowiedniemu podziałowi oraz wdrożonemu systemowi prognozowania zapotrzebowania i generacji LOB w dowolnym momencie będzie w stanie podjąć pracę synchroniczną polegającą na minimalizacji wymiany energii z KSE oraz przejść

do pracy wyspowej. Praca wyspowa będzie występowała tylko w określonych stanach, w jakich może znaleźć się KSE. Przypadek pierwszy to stan *blackoutu* systemu elektroenergetycznego, w którym sieć elektroenergetyczna jest pozbawiona zasilania. Przypadek drugi to praca autonomiczna wydzielonego fragmentu sieci elektroenergetycznej, przy pracy pod napięciem pozostałej części systemu elektroenergetycznego.

Bibliografia

1. Pakulski T., Klucznik J., Oczekiwany zakres współpracy operatorów systemów przesyłowych z operatorami systemów dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-E; *Acta Energetica* 2015, nr 2/23.
2. Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania, *Energia Elektryczna*, październik 2012.
3. Lopes J.A.P., Moreira C.L., Madureira A.G., Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation; *IEEE Transactions on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 2.

W artykule przedstawiono wstępne wyniki realizacji projektu: „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”, finansowanego w ramach Programu GEKON przez NCBiR oraz NFOŚiGW (nr projektu GEKON1/02/213880/30/2015).

Leszek Bronk

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Zatrudniony w Instytucie Energetyki w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania to: problematyka pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, działania z zakresu Smart Grid.

Maciej Wilk

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

Zatrudniony w Instytucie Energetyki w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Jest słuchaczem studiów doktoranckich organizowanych przez Politechnikę Gdańską. Uczestnik licznych prac dotyczących analiz przyłączeniowych generacji wiatrowej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z dynamiką systemu elektroenergetycznego. Ponadto reprezentant Instytutu Energetyki w projekcie Komisji Europejskiej eHigways2050.

Mirosław Matusiewicz

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: miroslaw.matusiewicz@energa.pl

Zatrudniony w Departamencie Innowacji EOP na stanowisku głównego specjalisty ds. innowacji, kierownik projektu „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: zagadnienia związane z bilansowaniem systemu elektroenergetycznego, sieci inteligentne, technologie magazynowania energii.