

Analysis of Technical Possibilities of Photovoltaic and Wind Sources Playing in an Ancillary Service of Frequency and Power Regulation

Authors

Mateusz Szablicki
Piotr Rzepka

Keywords

wind sources, photovoltaic sources, frequency and power regulation, ancillary services

Abstract

Together with a growing share of renewable energy sources (RES) in the generation sector of power systems, the interest of power grid operators in the possibilities of their use for regulation purposes is growing. The possibility and level of impact of RES on the frequency and power regulation process are determined by the properties of particular RES. The paper analysed the potential technical possibilities of photovoltaic and wind sources playing a part in an ancillary service of frequency and power regulation. Technical restrictions conditioning the availability of this service were specified.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016409

Introduction

The expected high level of saturation in the generation sector of European power systems with renewable energy sources may necessitate significant changes in the way power grid operators employ their regulation capabilities. It is foreseen that the changes will in particular concern RES admission to participate in the frequency and active power regulation process. So far in the Polish Power System such an ancillary service provision involved only the conventional generation sources categorised as the centrally dispatched generation units (CDGUs). However, it is anticipated that in the near future such a method of frequency and power control may not be sufficient. This is dictated by the observed development tendencies of the power system's generation sector, in particular:

- gradual decommissioning of conventional generation sources
- development of conventional generation sources with ever higher rated power
- connection of many distributed RES installations.

The observed development direction of power system's generation sector is affected primarily by political, social and environmental factors. This leads to increasingly widespread withdrawal from the operation of conventional generation sources. Those results in a reduction in the number of these sources and the total capacity installed there. Thus, the regulation capabilities available in the power system are also reduced. Worse, the few capital expenditure projects in the area of conventional generation sources are characterised with higher and higher rated capacities. Such a concentration of power in individual sources

contributes to a significantly increased risk of sudden loss of a large part of the available frequency and active power regulation capability in the event of such a source's outage. At the same time observed and forecast is a further significant increase in the number and the total installed capacity of renewable energy sources. This leads to an increase in the previously "unregulated" part of the power system's generation sector.

This change in the power system's generation sector structure associated with the increasing number of connected renewable energy sources may imply the need for new means to increase the power system's frequency and power regulation capabilities. One such means may be the RES sources themselves. However, the feasibility and potential of their impact on frequency and power control are determined, above all, by their technology. RES technology is one of the factors that determine these sources' performance in the power system's operating states that accompany the frequency changes arising in consequence of distortion of the balance of active powers generated and consumed in the system.

1. "Natural" RES performance at a frequency disturbance in power system

RES technology is a broad set of features conditioned, among other things, by the presence or absence of rotating elements, structure of power output from the source, design of converter systems, structure and parameters of mechanical and electrical control systems. The adopted RES technology determines, among other things, technical limitations and control criteria and

methods. Thus, the adopted RES technology also determines the qualitative and quantitative scope of the RES source's potential impact on frequency and power. In addition, power system operators' requirements specify the expected active power regulation modes only for selected RES technologies. This leads to distinct characteristics of their technology from the point of view of their performance in the situation of a power system frequency disorder arising due to imbalance between active powers generated and consumed in the system. This paper focuses on the RES technologies with the largest share in the overall generation predicted in Poland and Europe. These considerations refer to the wind and photovoltaic sources.

1.1. "Natural" inertial response of wind sources

The natural inertial response of a wind source to a change in the power system's operating regime, which is accompanied by imbalance between the generated and consumed active powers, should be considered for its operation in the normal RES operating mode, i.e. MPPT Maximum Power Point Tracking. It is a mode of unconstrained operation according to the weather conditions, which seeks to maximize the active power output for the current wind conditions. The performance of a wind source in the MPPT mode depends on whether there is a surplus or shortage of the power generated in the system [1, 2].

In the event of power imbalance manifested by the active power generation shortage a wind source's natural response is determined by the source's technical limitations. Generally, as compared to conventional generation sources, wind sources feature lower mechanical inertia in the response to system frequency changes [3]. Therefore, in such a power system operating regime the active power generated by wind sources is primarily due to the current weather conditions and the sources are not able to provide an "injection" of additional active power that would be needed to improve the power balance in the system and to reduce the scale frequency decline magnitude.

Whereas in the event of power imbalance manifested by the active power generation surplus a wind source's natural response is a reduction of the source's technical active power output. The active power's "downward adjustment" range and dynamics are

determined by the source's pre-set control parameters. The standard static characteristic of a wind source's active power output reduction in response to frequency increase is shown in Fig. 1. The default active power reduction rate is assumed at 5% of the source's rated capacity per second for its entire active power output range (for a single source). For a wind source in the form of wind farms it is recommended that each component source shall be capable of active power reduction at a rate of at least 5% of its rated capacity per second in the range of 100–40% of its power output [4].

1.2. "Natural" inertial response of photovoltaic sources

The same way as for wind sources, a photovoltaic source's natural inertial response to a change in the power system's operating regime, which is accompanied by imbalance between the generated and consumed active powers also should be considered for its operation in the MPPT mode. It is the mode of photovoltaic source operation, which seeks to maximize the active power output for the current sunlight conditions. Then the performance of a photovoltaic source depends on whether there is a surplus or shortage of the power generated in the system [5, 6].

In the event of power imbalance manifested by the active power generation shortage a photovoltaic source's natural response is determined by the source's technical limitations. Generally, compared to conventional generation sources, photovoltaic sources feature a lack of mechanical inertia in the response to system frequency changes. Therefore, in such conditions SEE active power generated by photovoltaic sources is primarily due to the current meteorological conditions and sources are not able to provide "injection" of additional active power that would be desirable to improve the balance of power in SEE and reduce the scale of decline in the value of the frequency.

However, In the event of power imbalance manifested by the active power generation surplus a photovoltaic source's natural response is a reduction of the source's technical active power output. The active power's "downward adjustment" range and dynamics are determined by the source's pre-set control parameters. In the event of power imbalance leading to a significant increase in the system frequency a photovoltaic source's natural response can even be its outage [6].

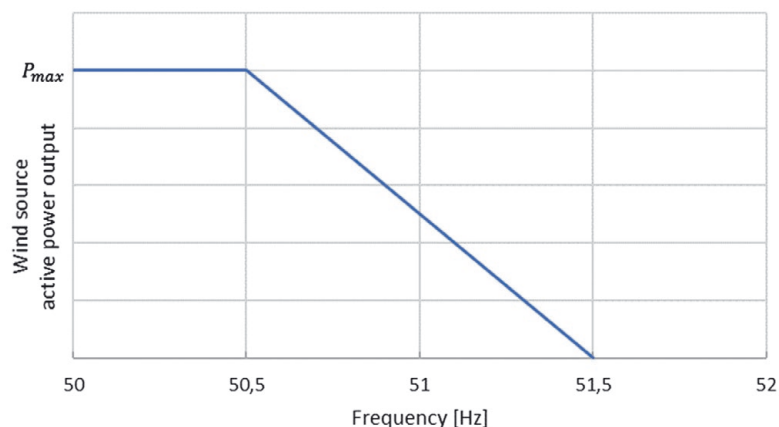


Fig. 1. Standard static characteristic of a wind source's active power output reduction in response to frequency increase [4] (P_{max} – wind source's output capacity for the current weather condition)

2. Operating conditions of power system with RES sources at frequency disturbance

Photovoltaic and wind sources' technology properties, which impose technical restrictions in the form of a lack of, or low, mechanical inertia, strongly influence the system's performance at a frequency disturbance. It is dictated by these sources' small (for wind sources) or zero (for photovoltaic sources) share in the power system's inertia. Inertia is defined as the total kinetic energy stored in all elements of rotating generation sources synchronously connected to the power system. It is a parameter that reflects the system's ability to recover a pre-set frequency disturbed after the disturbance. Inertia is an important determinant of the rate of frequency's change, which in turn translates to the magnitude of its deviation from its level before the disturbance. However, the inertia (as well as power system's frequency stability) depends, among other things, on the generation source technologies' distribution characteristic for the power system [1]. Consequently, for the same power balance disturbance level in two power systems, the frequency deviation is usually smaller in the system with the higher inertia (the system with a large share of sources with considerable mechanical inertia) than in the system with the lower inertia (the system with a large share of sources with low mechanical inertia). Thus, the development trends observed in the Polish Power System's generation sector characterized in the introduction, suggest that the system inertia will decrease. Then, in the event of grid events leading to the sudden shut-down of generation sources and the sudden loss of part of the active power generated in the system, the frequency will reach a higher minimum (lower value), and the initial rate of frequency change will be higher than in the power system with the current structure of its generation sector, based primarily on conventional generation sources [7].

In general, a generation source's emergency shut-down usually leads to a deficit of the active power input to the system below its demand (active power consumption), and – as a result – such a grid event results in a frequency reduction. In turn, a load's emergency shut-down usually leads to an excess of the active power input to the system over its demand (active power consumption), and – as a result – such a grid event results in a frequency increase. A grid event may involve a single power system component network (generation source, load), or a set of components. This determines the scale of the event's impact on frequency change. Thus, it is expected that a frequency change will increase with increasing imbalance between the active powers generated and consumed in the power system [8]. The power imbalance is also one of the frequency change rate determinants. This is described by equation (1) [9]:

$$\frac{df}{dt} = f_n \cdot \frac{\Delta P_w}{T_m} e^{-t/T_m} \quad (1)$$

where:

f_n – rated system frequency, ΔP_w – active power imbalance in the system, T_m – effective electromechanical constant of the system. Active power imbalance in the system is determined as the quotient of the difference between the active power currently generated in the system P_G and the active power currently

Source technology	Output power [MW]	Inertia constant [s]
Large steam turbine	200–500	5–8
Large steam turbine	160–300	7–8
Small steam turbine	25–80	2–5
Wind source	2	2–3.5

Tab. 1. Typical inertia constants of generation sources (developed on the basis of [10])

consumed in the system P_O and the power P_G – equation (2):

$$\Delta P_w = \frac{P_G - P_O}{P_G} \quad (2)$$

The effective electromechanical constant is determined for a power system after the formula (3):

$$T_m = \frac{D_w}{2 \cdot H_w} \quad (3)$$

where:

D_w – effective load suppression constant in the system, H_w – effective inertia constant in the power system (often called the resultant inertia).

Effective inertia of a power system with known structure (n – number of generation sources) and parameters (H_i – inertia constant of source i ; P_i – active power of source i) is described by the equation (4):

$$H_w = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (4)$$

Listed in Tab. 1 are the inertia constants for various generation source technologies. Their comparison shows that the inertia constant of RES (represented in the table by wind sources) is significantly lower compared to conventional sources.

The problem of power system's inertia reduction upon RES connection is illustrated in Fig. 2 for a system with total capacity of 1000 MW and various shares of wind sources (100–500 MW). The disruption that imbalanced the system power was a sudden shut-down (at 0 s of the simulation) of a 100 MW conventional generation source. The lower frequency limit was assumed at 48 Hz. Only for the scenarios in which the wind sources power did not exceed 300 MW, the maximum change in frequency caused by the disruption did not go beyond the assumed 48 Hz limit. For other scenarios of the generation source technology distribution in the system (wind generation's share increase over 30% of the system's installed capacity) the deviation and rate of the frequency change were higher.

The simulation results shown in Fig. 2 indicate that the growing RES share in a system's generation sector leads to the system's lower inertia so far "stockpiled" almost exclusively in the rotating masses of conventional generation sources. For the system shown in Fig. 2 the ratio of the system inertia in scenario 3 (aggregate wind generation output 500 MW) and the system inertia in scenario 1 (aggregate wind generation output 100 MW) is 0.59. So significant reduction in the system inertia is due to the considerably lower inertia constant of wind

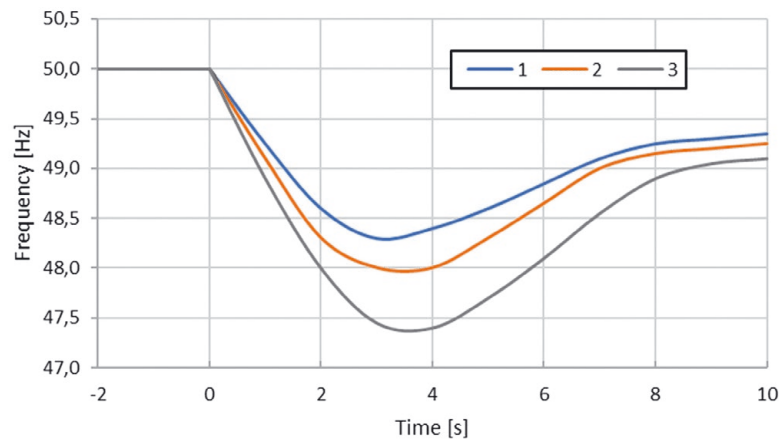


Fig. 2. Comparison of system frequency responses to shut-down of a conventional generation source in power systems with various shares of wind generation; aggregate wind generation output, where: 1 – 100 MW, 2 – 300 MW, 3 – 500 MW (developed on the basis of [10])

sources compared with conventional sources. These results in an increase in the rate and amplitude of the frequency change during the disturbance of the balance between the active powers generated and consumed in the power system. This applies even to large systems [11, 12]. This leads to the use of additional means to support conventional generation sources in the frequency and power regulation. Such means may be photovoltaic and wind the sources. Their use is determined by the possibilities of participation in the regulation process in the power system.

3. Technical possibilities of RES participation in frequency and power regulation

3.1. Use of wind sources to adjust frequency and power in power system

As standard the restriction-less MPPT mode is activated in wind sources (in this mode the wind source active power output depends only on the current wind conditions). Then the active power generation's control aims at its maximum output. In this operating mode wind sources can be involved in the frequency regulation only while frequency increases. By reducing its active power output, a wind source can affect the frequency reduction. However, the upward frequency adjustment accomplished by power output increase is not available in this wind source operating mode. The reason is that no source can output more electricity than its input of wind energy. In order to use a wind source for the bidirectional frequency regulation, its active power output should be intentionally reduced below that achievable in the current wind conditions.

One of the first wind sources, for which the frequency and power adjustment rules were formulated, and then an appropriate regulator was developed that would allow for bidirectional frequency regulation, was Danish wind farm Horns Rev [13, 14]. This source can participate in the frequency regulation if operates with a limited active power output. The adopted regulation rules are schematically shown in Fig. 3. Two operating modes of a wind source with an output limit were defined: mode A (active power output limited by a fixed maximum), and mode B (active

power output limited by a fixed margin over the output achievable in the current wind conditions).

The regulation rules adopted for a wind source allow for its full participation in the frequency regulation, if the source operates in the limited active power output mode. This allows an intervention by way of the "injection" of additional active power from a wind source to a power system upon power imbalance in the system leading to a frequency reduction. It is shown in [15] that in most grid situations the margin sufficient for the operating mode B amounts to 5%. However, it appears that a greater wind source impact on the frequency control process is obtained for an output margin in the order of 20%. The greater the margin, the greater the possibility of intervention support for the power system in terms of power balancing and the greater impact on the frequency. It should be noted that the maximum possible "injection" of additional active power is equal to the difference between the current output and the output resulting from the wind conditions or the source's rated parameters. Thus, the disadvantage of the wind source operation in mode B are the high possible dynamics of the "injected" additional active power depending on the constantly changing wind conditions.

3.2. Use of photovoltaic sources to adjust frequency and power in power system

Also photovoltaic sources can be useful in the process of frequency and power control. But it is not widely used by of power grid operators. Part of the active power deficit in a system resulting from an occurrence of the power imbalance could be set off with an "injection" to the grid of additional active power coming from a photovoltaic source. However, the availability of the additional active power forced by the "upward" adjustment of a source's active power output is conditioned by the source's operation before the disturbance with limited output (active power output less than can be achieved in the current meteorological conditions). The resulting power margin could be used to set off the power deficit in the system and the photovoltaic source's participation in the upward frequency adjustment process implemented by increasing the source's active power output with decreasing frequency (according to a pre-set

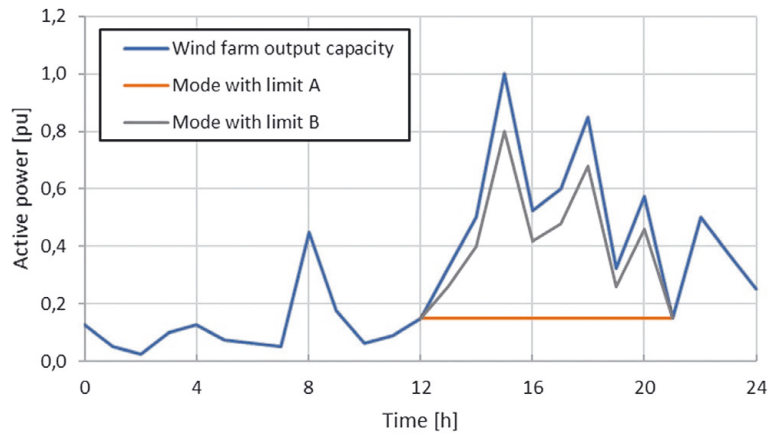


Fig. 3. Wind source operating modes capable of the bidirectional frequency and power adjustment (wind source operation in the limited output mode illustrated for the interval between 12–21 hours)

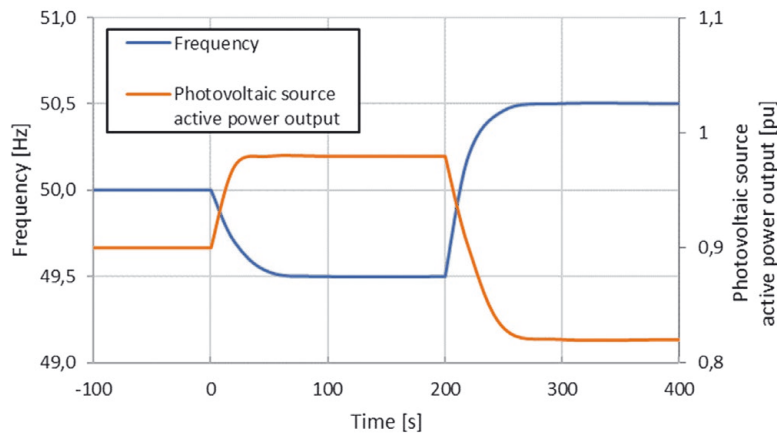


Fig. 4. Illustration of the use of a photovoltaic source to adjust the frequency by downsizing the sources' active power output

regulation droop). An example of change in a photovoltaic source's active power output upon a change in the grid operating conditions leading to a change in the frequency is shown in Fig. 4. It is noted, however, that a photovoltaic source's active power output increase, and hence also its potential impact on the "upward" frequency adjustment, are not possible in the source's standard operating mode. Typically, RES sources operate in the restriction-less mode (MPPT), in which the active power output equals to the maximum achievable in the current weather conditions. Then a photovoltaic source can possibly be used only to adjust the frequency and power "downward", i.e. to reduce them by appropriate setting of the source's controls or disabling some of its photovoltaic panels.

It is concluded that photovoltaic sources can be used to support the frequency and power regulation in power system through the deployment of appropriate regulation and supervision systems (the same way as for wind sources), with which power grid so operators could manage these sources' operating conditions (such as mode of operation, active power margin at the source's intervention operation). It is emphasized that a photovoltaic sources' achievable output power is strongly dependent on the current meteorological conditions, including the season, time of day etc. The result is that it appears that from the point

of view of such sources' impact on the frequency and power control process that a far better solution would be the use of photovoltaic sources cooperating with energy storages, which would constitute a "reserve capacity" in the event of a disruption in the power balance in the Polish Power System, regardless of the sources' active operating mode.

3.3. Availability of frequency and power control in RES sources

Frequency regulation service consists in the follow-up frequency control and the change in the source's active power output if the frequency differs from the expected level (including the regulators' deadband). In the ideal case, the dependence of a RES active power output on the frequency should "imitate" the static characteristics of the synchronous generators of conventional generation sources, i.e. increasing power while reducing frequency and reducing power while increasing frequency. However, for the RES technologies discussed here the active power regulation in either direction (active power output downsizing – downward adjustment, active power output upsizing – upward adjustment) is not unconditionally available.

The RES active power regulation's conditionality is dictated primarily by technical and regulatory constraints. The active

power output of a wind source or a photovoltaic source depends on both the current meteorological conditions (technical constraint), and the source’s operating mode set by the power system operator, which conditions the way of its active power output’s control (regulatory constraint).

In the standard mode of RES operation, i.e. the restriction-less mode (MPPT), according to the weather conditions – the aim is to maximize the power output in the current wind conditions (for wind sources) or the current sunlight conditions (for photovoltaic sources). Thus, only the “downward” active power adjustment can be then considered in order to reduce the active power output. The “upward” adjustment and possible increase in the active power output are unavailable due to technical constraints of the wind and photovoltaic generation technologies – no more electricity can be “drawn” from a wind source or a photovoltaic source than the energy of the wind driving the wind source or the sunlight energy processed by the photovoltaic source.

For the mode of RES operation with limited active power output (a source for the intervention use by the power system operator) the active power output is less than that achievable in the current weather conditions. This allows you the source’s active power output adjustment in either directions, “upwards” and “downwards” alike. Thus, for the “upward” regulation an “injection” is possible of additional active power to the power grid, in particular desired at disturbance conditions leading to imbalance of

the active powers generated and consumed in the Polish Power System.

The available options of RES active power output adjustment are summarized in Tab. 2.

The technical constraints of RES sources’ active power adjustment determine their impact on the frequency regulation process. The details presented in Tab. 2 indicate that only the “downward” frequency regulation is potentially and with no constraints available, i.e. the impact on the frequency reduction by downsizing the RES active power output (“downward” active power output adjustment). This approach is also sanctioned by regulations [4] (refers to wind sources only) – at frequency range 50,5–51,5 Hz the wind sources active power output must be reduced linearly with increasing frequency. Any further increase in the frequency leads to the wind source’s shut-down, although conventional generating sources must still be connected to the Polish Power System. In contrast, the “downward” frequency regulation, i.e. the impact of increased frequency by upsizing the RES active power output is, as a standard, not available. This is dictated by the technical constraints of the “upward” active power output adjustment (for the usual mode of RES active power output adjustment and its restriction-less operation, depending solely on the actual conditions of wind or sunshine, no such source can provide an “injection” of additional active power) and regulatory constraints dictated by the current regulatory provisions [4] (for wind sources

RES technology	Mode of RES operation (active power output adjustment)	Technical constraints	Available active power control
Wind sources	Restriction-less operation, according to the current wind conditions	Active power output equal to the maximum at the current wind speed	"Downward" adjustment – available "Upward" adjustment – unavailable
	Operation with limited active power output	None	"Downward" adjustment – available "Upward" adjustment – available
Photovoltaic sources	Restriction-less operation, according to the current sunlight conditions	Active power output equal to the maximum at the current sunlight	"Downward" adjustment – available "Upward" adjustment – unavailable
	Operation with limited active power output	None	"Downward" adjustment – available "Upward" adjustment – available

Tab. 2. Overview of technically available options of RES active power output adjustment

RES technology	Mode of RES operation (active power output adjustment)	Possibility to participate in frequency regulation	Impact on frequency regulation process
Wind sources	Restriction-less operation, according to the current wind conditions	"Downward" adjustment – available	Beneficial in frequency range up to 51.5 Hz. Non beneficial in frequency range above 51.5 Hz (resulting from provisions [4])
		"Upward" adjustment – unavailable	Non beneficial
Photovoltaic sources	Restriction-less operation, according to the current sunlight conditions	"Downward" adjustment – available	Beneficial (no detailed regulations [4])
		"Upward" adjustment – unavailable	Non beneficial
Photovoltaic sources	Operation with limited active power output	"Downward" adjustment – available	Beneficial
		"Upward" adjustment – available	Beneficial

Tab. 3. Overview of technically available options of RES active power output adjustment

the smallest possible active power downsizing is required while reducing the frequency, and not its upsizing, which would be desirable to support the frequency increase).

Potentially the “upward” frequency regulation, i.e. the impact on frequency increase by upsizing the RES active power output is available when the source operates in the mode with limited active power output. This mode is permitted by regulations [4], if the source is intended for the intervention use by the power system operator. Then the active power output is less than can be achieved in the current weather conditions. If necessary, it allows one to increase a source’s active power output, and – therefore – the source’s share in the “upward” frequency regulation.

The RES impact on the frequency regulation process is shown in Tab. 3. Categorised as RES beneficial impact on the frequency regulation process is the possibility of active power such regulation of by these sources, which is adequate to the frequency change (“downward” frequency regulation – impact on the source’s power output downsizing in order to limit the frequency increase, “upward” frequency regulation – impact on the source’s power output upsizing in order to limit the frequency decrease).

4. Conclusions

Along with the increase in renewable energy sources’ share in power systems’ generation sector grows power grid operators’ interest in their availability for regulation purposes. Analyses of the availability and the active power and frequency regulation capacity of photovoltaic sources and wind sources have shown that **RES participation in the power and frequency regulation service is technically possible**. So far in the Polish Power System this ancillary service was provided with the use of conventional generation sources using only. However, the possibility and level of the possible RES impact on the process of frequency and power regulation in power system are determined primarily by the source’s active operating mode.

The standard, restriction-less mode of RES operation (MPPT) seeks to maximize the power output in the current weather conditions. Hence, only the “downward” frequency regulation can be available, i.e. the impact on the frequency reduction by downsizing the RES active power output (“downward” active power output adjustment). Whereas for the RES operation with limited active power output its actual active power output is less than that achievable in the current weather conditions. This allows to adjust a source’s active power output – and thus also the source’s contribution to the frequency regulation – either directions, “upward” and “downward” alike. Thus, for the “upward” regulation an “injection” is possible of additional active power to the power grid, in particular desired at disturbance conditions leading to imbalance of the active powers generated and consumed in the Polish Power System.

RES operation with limited active power output requires artificial downsizing its active power output to the grid. This prevents full utilization of the source’s capacity available in the current weather conditions. Therefore, it is concluded that the regulatory sanctioning of the mode of RES operation with limited active power output should be supported by a bonus for the RES owners or operators who choose to provide the ancillary service

of power and frequency regulation. Such a bonus may be, for instance, a fee for the readiness to provide the service and its availability.

It is emphasized that in the light of the observed development trends in power systems’ generation sector manifested by growing RES penetration and increasingly widespread decommissioning of conventional generation sources, the considerations about the possibility of using RES for regulation purposes in power systems gain special significance. It should be noted that although typically the unit power of an RES source is not large and a single source may be of negligible importance, still proper coordination of the adjustment of their larger numbers may have a significant impact on power system’s operating conditions.

REFERENCES

1. Z. Lubośny, “Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym” [*Wind farms in the power system*], Warszawa 2009.
2. T. Lerch, “Stany dynamiczne elektrowni wiatrowej z maszyną indukcyjną dwustronnie zasilaną” [*Dynamic states of wind power plant with doubly-fed induction machine*], Ph.D. thesis, AGH University of Science and Technology in Kraków, 2010.
3. E. Muljadi et al., “Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants”, IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, July 2012.
4. “Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej PSE-Operator” [*Transmission grid code*], PSE SA, 2014.
5. Y.T. Tan, “Impact on the power system with a large penetration of photovoltaic generation”, Ph.D. thesis, The University of Manchester Institute of Science and Technology, 2004.
6. “Przewodnik planowania” [*Planing Guide*], Sunny Tripower 60. SMA Solar Technology AG, 2015.
7. A. Ulbig, T.S. Borsche, G. Andersson, “Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation”, Proceedings of the 19th IFAC World Congress, 2014. DOI: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.
8. A. Halinka, P. Rzepka, M. Szabliski, “Systemy automatyki częstotliwościowego odciążania i bilansowania mocy czynnej obszarów sieciowych” [*Systems of automatic frequency active power load shedding and balancing in grid areas*], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 8 (90), 2014.
9. Klimpel A., “Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE” [*Load shedding as the ultimate national power system defense*], *Elektroenergetyka*, No. 3–4 (13–14), 2012.
10. H. Klempke et al., “Impact of High Wind Generation Penetration on Frequency Control”, Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010.
11. J. Machowski, J.W. Bialek, J. Bumby, “Power System Dynamics: Stability and Control”, John Wiley & Sons, 2008.
12. J. Machowski, “Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego” [*Power system adjustment and stability*], Publishing House of the Warsaw University of Technology, Warszawa 2007.
13. P. Sorensen et al., “Modeling of Wind Farm Controllers”, EWEC 2006, Athens.

14. P. Christiansen, "The Horns Rev Offshore Project – Wind Farm main Controller", Billund, 2004.
 15. M. Wang-Hansen, Josefsson R., Mehmedovic H., "Frequency Controlling Wind Power Modelling of Control Strategies", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, No. 4, 2013.
-

Mateusz Szablicki

Silesian University of Technology / PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl

Research assistant at the Institute of Power Engineering and Control Systems of the Silesian University of Technology in Gliwice, principal consultant at PSE Innowacje sp. z o.o. He deals with issues associated with power automation solutions for function and configuration-wise complex grid systems (including multi-agent systems, synchronous measurements, smart grids) as well as modelling and simulation of the operating conditions of power facilities (especially electromagnetic transients).

Piotr Rzepka

Silesian University of Technology / PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl

Assistant professor at the Institute of Power Engineering and Control Systems of the Silesian University of Technology in Gliwice, principal consultant at PSE Innowacje sp. z o.o. He deals with issues related to, among other things, modelling of fault states in power systems, the operation of power automation systems (including system and protection automation) and determination of the impact of distributed sources on the power automation systems' performance.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 112–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza możliwości technicznych uczestnictwa źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w usłudze systemowej regulacji częstotliwości i mocy

Autorzy

Mateusz Szabliski
Piotr Rzepka

Słowa kluczowe

źródła wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, regulacja częstotliwości i mocy, usługi systemowe

Streszczenie

Wraz z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii (OZE) w sektorze wytwórczym systemów elektroenergetycznych wzrasta zainteresowanie operatorów sieci elektroenergetycznych możliwościami ich wykorzystania do celów regulacyjnych. Możliwość i poziom oddziaływania OZE na proces regulacji częstotliwości i mocy są determinowane własnościami poszczególnych OZE. W artykule dokonano analizy potencjalnych możliwości technicznych uczestnictwa źródeł fotowoltaicznych i źródeł wiatrowych w usłudze systemowej regulacji mocy i częstotliwości. Określono ograniczenia techniczne warunkujące dostępność tej usługi.

Wstęp

Spodziewany wysoki poziom nasycenia sektora wytwórczego europejskich systemów elektroenergetycznych (SEE) odnawialnymi źródłami energii (OZE) może wymusić konieczność znacznych zmian w sposobie korzystania przez operatorów sieci elektroenergetycznych z możliwości regulacyjnych tych źródeł. Przewiduje się, że zmiany w szczególności będą dotyczyć dopuszczenia OZE do udziału w procesie regulacji częstotliwości i mocy czynnej. Dotychczas w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) taka usługa systemowa była realizowana wyłącznie przy użyciu konwencjonalnych źródeł wytwórczych, które określa się jako jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Jednak przypuszcza się, że w niedalekiej przyszłości taki sposób prowadzenia regulacji częstotliwości i mocy może być niewystarczający. Jest to podyktowane obserwowanymi tendencjami rozwojowymi sektora wytwórczego SEE, w szczególności:

- stopniowym wycofywaniem z eksploatacji konwencjonalnych źródeł wytwórczych
- budową konwencjonalnych źródeł wytwórczych o coraz większej mocy znamionowej
- przyłączeniem wielu rozproszonych instalacji OZE.

Obserwowany kierunek rozwoju sektora wytwórczego SEE jest kształtowany przede wszystkim względami politycznymi, społecznymi i środowiskowymi. Prowadzi to do coraz powszechniejszego wycofywania się z wykorzystywania konwencjonalnych źródeł wytwórczych. W efekcie skutkuje to zmniejszaniem się liczby i poziomu sumarycznej mocy zainstalowanej w tych źródłach. Tym samym następuje ograniczenie dostępnych w SEE możliwości regulacyjnych częstotliwości i mocy. Co gorsza, nieliczne inwestycje prowadzone dla konwencjonalnych źródeł wytwórczych wskazują, że budowane źródła charakteryzują się coraz wyższym poziomem mocy znamionowej. Taka jednostkowa koncentracja mocy przyczynia się do znacznego

zwiększenia ryzyka nagłej utraty dużej części dostępnych możliwości regulacyjnych częstotliwości i mocy w sytuacji wyłączenia takiego źródła. Jednocześnie obserwuje się i prognozuje dalszy znaczny wzrost liczby i poziomu sumarycznej mocy zainstalowanej OZE. Prowadzi to do zwiększenia dotychczas „nieregulowanej” części sektora wytwórczego SEE.

Przedstawiona zmiana struktury sektora wytwórczego SEE, związana z coraz liczniejszym przyłączaniem OZE, może implikować konieczność stosowania nowych środków, które zwiększą możliwości regulacyjne częstotliwości i mocy w SEE. Jednym z takich środków mogą być same OZE. Jednak możliwość i potencjał wpływania OZE na kształtowanie częstotliwości i mocy są determinowane przede wszystkim ich technologią. Technologia OZE to jeden z czynników, które określają zachowanie się tych źródeł w stanach pracy SEE towarzyszących zmianom wartości częstotliwości powstałym w następstwie zaburzenia bilansu mocy czynnej generowanej i pobieranej w SEE.

1. „Naturalne” zachowanie się OZE podczas zaburzeń częstotliwości w SEE

Technologia OZE to szeroki zbiór cech warunkowanych, m.in.: obecnością lub brakiem elementów wirujących, strukturą toru wyprowadzania mocy ze źródła, budową układów przekształtnikowych, strukturą i parametrami mechanicznymi i elektrycznych układów regulacji. Przyjęta technologia OZE narzuca m.in. ograniczenia techniczne, kryteria i metody regulacji. Tym samym zastosowana technologia OZE determinuje również ilościowy i jakościowy zakres potencjalnego oddziaływania źródła na wartość częstotliwości i mocy. Dodatkowo wymagania operatorów systemów elektroenergetycznych precyzują oczekiwane tryby regulacji mocy czynnej jedynie dla wybranych technologii OZE. Skłania to do odrębnej charakterystyki ich technologii z punktu widzenia zachowania się tych źródeł w sytuacji zaburzeń częstotliwości w SEE powstałych w następstwie

zaburzenia bilansu mocy czynnej generowanej i pobieranej w SEE. W niniejszym artykule skupiono się na technologiach OZE, dla których prognozuje się największy udział w sektorze wytwórczym SEE w Polsce i Europie. W rozpatrywaniach ujęto źródła wiatrowe (ZW) i źródła fotowoltaiczne (ZF).

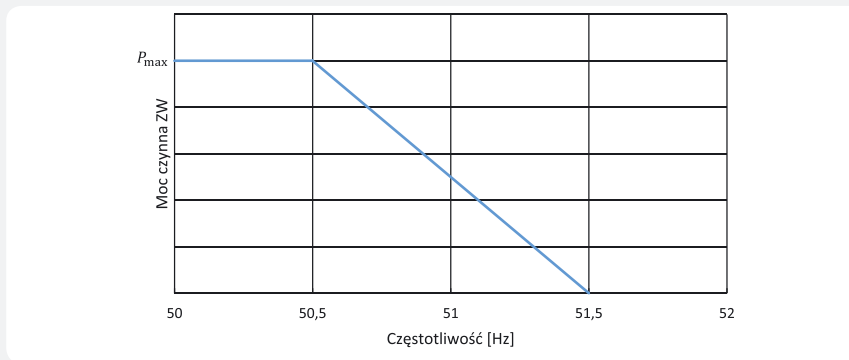
1.1. „Naturalna” odpowiedź inercyjna źródeł wiatrowych

Naturalną odpowiedzią inercyjną źródeł wiatrowych na zmianę warunków pracy SEE, której towarzyszy zaburzenie bilansu mocy czynnej generowanej i pobieranej, należy rozpatrywać dla ZW pracujących w standardowym trybie pracy OZE, tj. w trybie MPPT (ang. *Maximum Power Point Tracking*). Jest to tryb pracy bez ograniczeń, odpowiednio do warunków meteorologicznych, w którym dąży się do maksymalizacji generacji mocy czynnej dla aktualnych warunków wiatrowych. W trybie MPPT zachowanie się ZW zależy od tego, czy w SEE wystąpił nadmiar lub niedomiar mocy generowanej [1], [2].

W sytuacji zaburzenia bilansu mocy objawiającego się niedomiarem mocy czynnej generowanej w SEE naturalna odpowiedź ZW jest determinowana ograniczeniem technicznym źródeł wiatrowych. Uogólniając, na tle konwencjonalnych źródeł wytwórczych źródła wiatrowe wykazują niewielką bezwładność mechaniczną w odpowiedzi na zmiany częstotliwości w SEE [3]. Dlatego w takich warunkach pracy SEE wartość mocy czynnej generowanej przez ZW wynika przede wszystkim z aktualnych warunków meteorologicznych i źródła te nie są w stanie zapewnić „zastrzyku” dodatkowej mocy czynnej, która byłaby pożądana dla poprawy zbilansowania mocy w SEE i zmniejszenia skali spadku wartości częstotliwości. Natomiast w sytuacji zaburzenia bilansu mocy objawiającego się nadmiarem mocy czynnej generowanej w SEE naturalną odpowiedzią ZW jest redukcja generacji mocy czynnej. Skala i dynamika regulacji mocy czynnej „w dół” są determinowane ustawionymi parametrami układu regulacji źródła. Standardową charakterystykę statyczną redukcji generacji mocy czynnej ZW przy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 112–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy czynnej źródła wiatrowego przy wzroście częstotliwości [4] (P_{max} – zdolność wytwórcza ZW dla aktualnych warunków wiatrowych)

wzroście częstotliwości przedstawiono na rys. 1. Jako wartość domyślną tempa zmniejszania mocy czynnej przyjmuje się 5% mocy znamionowej źródła na sekundę dla całego zakresu mocy czynnej źródła (dotyczy pojedynczego źródła). Dla źródeł wiatrowych w postaci farm wiatrowych zaleca się, aby każde składowe źródło było zdolne do redukcji mocy czynnej z szybkością nie mniejszą niż 5% mocy znamionowej na sekundę w zakresie 100–40% mocy generowanej [4].

1.2. „Naturalna” odpowiedź inercyjna źródeł fotowoltaicznych

Identycznie jak dla ZW naturalną odpowiedź inercyjną ZF na zmianę warunków pracy SEE, której towarzyszy zaburzenie bilansu mocy czynnej generowanej i pobieranej, również należy rozpatrywać dla ZF pracującego w trybie MPPT. Jest to tryb pracy ZF, w którym dąży się do maksymalizacji generacji mocy dla aktualnych warunków słonecznych. Wówczas zachowanie się ZF zależy od tego, czy w SEE wystąpił nadmiar lub niedmiar mocy generowanej [5], [6].

W sytuacji zaburzenia bilansu mocy objawiającego się niedomiarem mocy czynnej generowanej w SEE naturalna odpowiedź ZF jest determinowana ograniczeniem technicznym źródeł fotowoltaicznych. Uogólniając, na tle konwencjonalnych źródeł wytwórczych źródła fotowoltaiczne wykazują brak bezwładności mechanicznej w odpowiedni na zmiany częstotliwości w SEE. Dlatego w takich warunkach pracy SEE wartość mocy czynnej generowanej przez ZF wynika przede wszystkim z aktualnych warunków meteorologicznych i źródła te nie są w stanie zapewnić „zastrzyku” dodatkowej mocy czynnej, która byłaby pożądana dla poprawy zbilansowania mocy w SEE i zmniejszenia skali spadku wartości częstotliwości.

Natomiast w sytuacji zaburzenia bilansu mocy objawiającego się nadmiarem mocy czynnej generowanej w SEE naturalną odpowiedzią ZF jest redukcja generacji mocy czynnej. Skala i dynamika regulacji mocy czynnej „w dół” są determinowane ustawionymi parametrami układu regulacji źródła. W przypadku zaburzenia bilansu mocy prowadzącego do znacznego zwiększenia wartości częstotliwości w SEE naturalną odpowiedzią ZF może być nawet wyłączenie źródła [6].

2. Warunki pracy SEE z OZE podczas zaburzeń częstotliwości

Własności technologii źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych, które narzucają ograniczenia techniczne w postaci braku lub niewielkiej bezwładności mechanicznej tych źródeł, silnie wpływają na zachowanie się SEE w sytuacji zaburzeń częstotliwości. Jest to podyktowane niewielkim (dotyczy ZW) lub zerowym (dotyczy ZF) udziałem tych źródeł w inercji SEE. Inercję definiuje się jako sumaryczną energię kinetyczną zgromadzoną we wszystkich elementach wirujących źródeł wytwórczych synchronicznie połączonych z SEE. Jest to parametr, który odzwierciedla zdolność SEE do odbudowania zadanej wartości częstotliwości zachwianej po wystąpieniu zakłócenia. Wartość inercji jest ważną determinantą szybkości zmian wartości częstotliwości, co w konsekwencji przekłada się na skalę jej odchylenia od poziomu występującego w stanie przedzakłóceniovym. Jednak wartość inercji (także stabilność częstotliwościowa SEE) zależy m.in. od rozkładu technologii źródeł wytwórczych charakterystycznego dla danego SEE [1]. Wobec powyższego dla identycznego poziomu zaburzenia bilansu mocy w dwóch SEE odchylenie częstotliwości jest zazwyczaj mniejsze w SEE o dużej inercji (SEE o dużej zawartości źródeł wykazujących znaczną bezwładność mechaniczną) niż w SEE o małej inercji (SEE o dużej zawartości źródeł wykazujących niewielką bezwładność mechaniczną). Tym samym obserwowane tendencje rozwojowe sektora wytwórczego KSE, scharakteryzowane we wstępie, pozwalają przypuszczać, że poziom inercji SEE będzie się zmniejszał. Wówczas, w sytuacji zdarzeń sieciowych prowadzących do nagłego wyłączenia źródeł wytwórczych i nagłej utraty części mocy czynnej generowanej w SEE, częstotliwość osiągnie większe minimum (mniejszą wartość), a początkowa szybkość zmian wartości częstotliwości będzie większa niż w SEE o dotychczasowej strukturze sektora wytwórczego, opartej przede wszystkim na konwencjonalnych źródłach wytwórczych [7].

W ogólności awaryjne wyłączenie źródła wytwórczego zwykle prowadzi do występowania niedomiaru mocy czynnej generowanej w stosunku do zapotrzebowania SEE (moc czynna pobierana) i – w efekcie – takie zdarzenie sieciowe skutkuje zmniejszeniem

wartości częstotliwości. Z kolei awaryjne wyłączenie odbioru zwykle prowadzi do występowania nadmiaru mocy czynnej generowanej w stosunku do mocy czynnej pobieranej i – w efekcie – takie zdarzenie sieciowe skutkuje zwiększeniem częstotliwości. Zdarzenie sieciowe może obejmować pojedynczy element SEE (źródło wytwórcze, odbiór) lub zbiór elementów. Decyduje to o skali oddziaływania zdarzenia na zmianę wartości częstotliwości. Tym samym należy się spodziewać, że zmiana wartości częstotliwości jest tym większa, im większe niezbilansowanie mocy czynnej generowanej i pobieranej w SEE [8]. Poziom niezbilansowania mocy jest również jedną z determinant szybkości zmian częstotliwości. Opisuje to zależność (1) [9]:

$$\frac{df}{dt} = f_n \cdot \frac{\Delta P_W}{T_m} e^{-t/T_m} \quad (1)$$

gdzie:

f_n – częstotliwość znamionowa SEE, ΔP_W – zaburzenie bilansu mocy czynnej generowanej i pobieranej w SEE, T_m – zastępcza stała elektromechaniczna SEE.

Zaburzenie bilansu mocy czynnej w SEE wyznacza się jako iloraz różnicy mocy czynnej aktualnie generowanej w SEE P_G i aktualnie pobieranej z SEE P_O oraz mocy P_G – zależność (2):

$$\Delta P_W = \frac{P_G - P_O}{P_G} \quad (2)$$

Zastępczą stałą elektromechaniczną wyznacza się dla danego SEE, korzystając z zależności (3):

$$T_m = \frac{D_W}{2 \cdot H_W} \quad (3)$$

gdzie:

D_W – zastępcza stała tłumienia odbiorów SEE, H_W – zastępcza stała inercji SEE (zwana często inercją wypadkową).

Zastępczą inercję SEE o znanej strukturze (n – liczba źródeł wytwórczych) i parametrach (H_i – stała inercji i -tego źródła; P_i – moc czynna i -tego źródła) opisuje zależność (4):

$$H_W = \frac{\sum_{i=1}^n H_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (4)$$

W tab. 1 zestawiono wartości stałej inercji dla różnych technologii źródeł wytwórczych. Porównanie zamieszczonych wartości wskazuje, że OZE (reprezentowane w tabeli przez źródła wiatrowe) charakteryzują się znacznie niższą wartością stałej inercji w porównaniu ze stałą inercją konwencjonalnych źródeł wytwórczych.

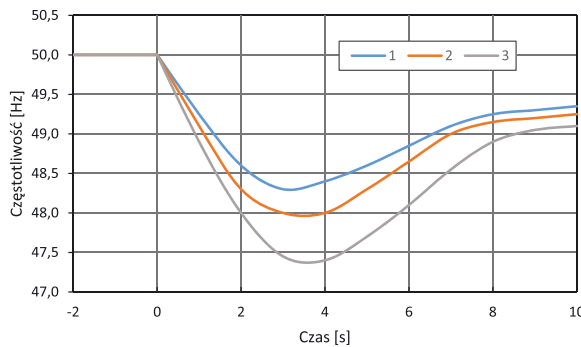
Problem zmniejszania się inercji SEE po przyłączeniu OZE zilustrowano na rys. 2 dla SEE o sumarycznej mocy źródeł wytwórczych 1000 MW, przy różnych udziałach źródeł wiatrowych (100–500 MW). Zakłóceniem powodującym zaburzenie bilansu mocy w SEE było nagłe wyłączenie (w 0 s symulacji) konwencjonalnego źródła wytwórczego o mocy 100 MW. Założono, że dopuszczalna dolna wartość częstotliwości wynosi 48 Hz. Jedynie dla scenariuszy, w których moc źródeł wiatrowych nie przekraczała 300 MW, maksymalna zmiana wartości częstotliwości wywołana

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 112–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Technologia źródła	Moc generatora [MV-A]	Stała inercji [s]
Duża turbina parowa	200–500	5–8
Duża turbina gazowa	160–300	7–8
Mala turbina gazowa	25–80	2–5
Źródło wiatrowe	2	2–3,5

Tab. 1. Typowe stałe inercji źródeł wytwórczych (opracowano na podstawie [10])



Rys. 2. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej SEE na wyłączenie konwencjonalnego źródła wytwórczego dla SEE o różnym udziale ZW; sumaryczna moc ZW, gdzie: 1 – 100 MW, 2 – 300 MW, 3 – 500 MW (opracowano na podstawie [10])

rozpatrywanym zakłóceniem nie wykroczyła poza przyjęty graniczny poziom 48 Hz. Dla innych scenariuszy rozkładu technologii źródeł wytwórczych w SEE (wzrost udziału ZW ponad 30% mocy zainstalowanej w SEE) odchylenie i szybkość zmian wartości częstotliwości były większe.

Wyniki symulacji przedstawione na rys. 2 wskazują, że rosnący udział OZE w sektorze wytwórczym SEE prowadzi do obniżenia inercji SEE dotychczas „gromadzonej” praktycznie wyłącznie w masach wirujących konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Dla SEE rozpatrywanego na rys. 2 stosunek wartości inercji SEE dla scenariusza 3 (sumaryczna moc ZW równa 500 MW) i wartości inercji SEE dla scenariusza 1 (sumaryczna moc ZW równa 100 MW) wynosi 0,59. Tak wyraźne obniżenie poziomu inercji SEE jest podyktowane znacznie niższą wartością stałej inercji dla źródeł wiatrowych w porównaniu ze stałą inercją konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Skutkuje to wzrostem szybkości i amplitudy zmian częstotliwości podczas zaburzeń bilansu mocy czynnej generowanej i pobieranej w SEE. Dotyczy to nawet dużych SEE [11], [12]. Skłania to do stosowania dodatkowych środków wspomagających konwencjonalne źródła wytwórcze w regulacji częstotliwości i mocy. Środkami takim mogą być źródła fotowoltaiczne i wiatrowe. Ich wykorzystanie jest determinowane możliwościami uczestnictwa w procesie regulacji w SEE.

3. Możliwości techniczne uczestnictwa OZE w regulacji częstotliwości i mocy

3.1. Wykorzystanie źródeł wiatrowych do regulacji częstotliwości i mocy w SEE
Standardowo w źródłach wiatrowych aktywnie się tryb pracy MPPT, tj. bez ograniczeń

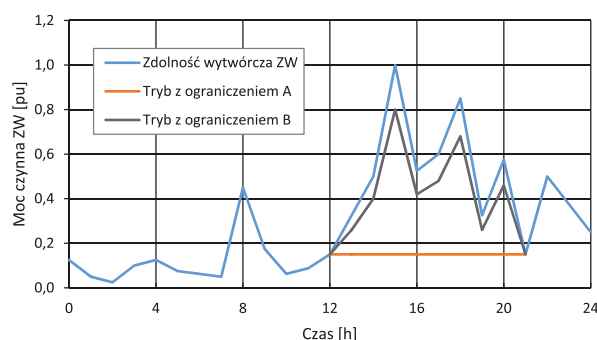
(w tym trybie moc czynna generowana przez ZW jest zależna wyłącznie od aktualnych warunków wiatrowych). Wówczas sposób regulacji generacji mocy czynnej jest ukierunkowany na maksymalizację generacji tej mocy. W takim trybie pracy ZW mogą brać udział w regulacji częstotliwości jedynie w sytuacji wzrostu wartości częstotliwości. Poprzez zmniejszenie wartości generowanej mocy czynnej źródło wiatrowe może oddziaływać na zmniejszenie częstotliwości. Natomiast regulacja częstotliwości „w górę”, realizowana przez zwiększanie generacji mocy, jest niedostępna dla tego trybu pracy ZW. Powodem jest fakt, iż źródło nie może wygenerować więcej energii elektrycznej niż to wynika z energii zawartej w wietrze. W celu wykorzystania ZW do dwukierunkowej regulacji częstotliwości należy celowo ograniczać generację mocy czynnej przez źródło do wartości niższej niż moc osiągalna w aktualnych warunkach wiatrowych.

Jednym z pierwszych źródeł wiatrowych, dla którego opracowano zasady regulacji częstotliwości i mocy, a następnie odpowiedni regulator pozwalający na dwukierunkową regulację częstotliwości, była duńska farma wiatrowa Horns Rev [13], [14]. Źródło to ma możliwość uczestniczenia w regulacji częstotliwości, jeśli pracuje z ograniczoną generacją mocy czynnej. Przyjęte zasady regulacji schematycznie przedstawiono na rys. 3. Wyróżniono dwa tryby pracy ZW z ograniczeniem: tryb A (tryb z ograniczoną generacją mocy czynnej z narzuconym stałym maksymalnym poziomem generacji) i tryb B (tryb z ograniczoną generacją mocy czynnej z narzuconym stałym zapasem względem mocy osiągalnej dla aktualnych warunków wiatrowych).

Zasady regulacji przyjęte dla rozpatrywanego źródła wiatrowego pozwalają na pełny jego udział w regulacji częstotliwości, jeśli ZW będzie pracować w trybie z ograniczoną generacją mocy czynnej. Umożliwia to wprowadzenie do SEE interwencyjnego „zastrzyku” dodatkowej mocy czynnej przez ZW w sytuacji zaburzenia bilansu mocy w SEE prowadzącego do zmniejszenia wartości częstotliwości. W [15] wskazuje się, że dla trybu B pracy ZW dla większości sytuacji sieciowych wystarczającym zapasem jest poziom 5%. Niemniej wydaje się, że lepsze oddziaływanie źródła wiatrowego na proces regulacji częstotliwości uzyskuje się dla zapasu generacji na poziomie 20%. Im większy zapas, tym większe możliwości interwencyjnego wsparcia SEE w zakresie bilansowania mocy i większe oddziaływanie na poziom częstotliwości. Zwraca się uwagę, że maksymalny możliwy „zastrzyk” dodatkowej mocy czynnej stanowi różnicę między aktualnym poziomem generacji a wartością mocy wynikającą z warunków wiatrowych lub parametrów znamionowych źródła. Tym samym wadą pracy ZW w trybie B jest możliwa duża dynamika zmian wartości „wstrzykiwanej” dodatkowej mocy czynnej zależnie od ciągle zmieniających się warunków wiatrowych.

3.2. Wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych do regulacji częstotliwości i mocy w SEE

W procesie regulacji częstotliwości i mocy możliwe jest również wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych. Nie jest to jednak powszechnie stosowane przez operatorów sieci elektroenergetycznych. Pokrycie części



Rys. 3. Tryby pracy źródła wiatrowego z możliwością dwukierunkowej regulacji częstotliwości i mocy (pracę ZW w trybie z ograniczeniem zilustrowano dla przedziału godzinowego 12–21)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 112–119. When referring to the article please refer to the original text.

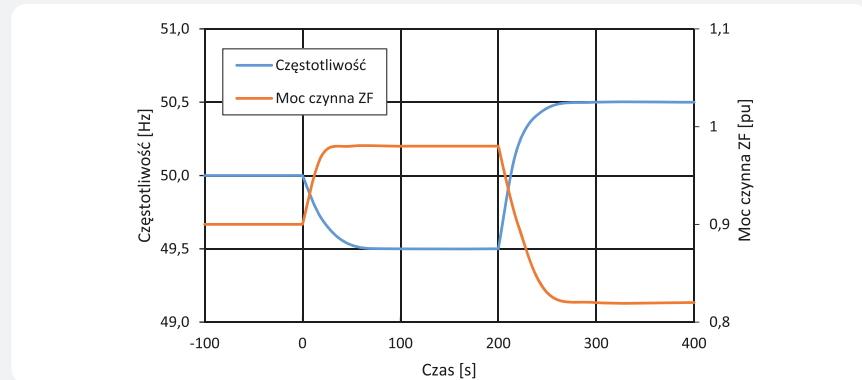
PL

deficytu mocy czynnej generowanej w SEE, powstałego po wystąpieniu zakłócenia zaburzającego bilans mocy, byłoby możliwe dzięki wprowadzeniu do sieci „zastrzyku” dodatkowej mocy czynnej pochodzącego od ZF. Jednak warunkiem dostępności dodatkowej mocy czynnej, wymuszonej regulacją „w górę” mocy czynnej generowanej przez źródło, jest jego praca w stanie przedzakłóceniovym w trybie z ograniczoną generacją mocy czynnej (wartość generowanej mocy czynnej jest mniejsza niż możliwa do osiągnięcia w aktualnych warunkach meteorologicznych). Powstały wówczas zapas mocy mógłby zostać wykorzystany do pokrycia deficytu mocy w SEE i uczestnictwa ZF w procesie regulacji częstotliwości „w górę”, realizowanej przez zwiększanie mocy czynnej generowanej przez źródło w miarę zmniejszania się częstotliwości (zgodnie z ustalonym statyzmem regulacji). Przykład obrazujący zmiany mocy czynnej generowanej przez ZF w sytuacjach zmian warunków pracy sieci, prowadzących do zmian wartości częstotliwości, przedstawiono na rys. 4. Zaznacza się jednak, że możliwość zwiększania wartości mocy czynnej generowanej przez ZF, tym samym również potencjalne oddziaływanie na regulację częstotliwości „w górę”, nie są możliwe dla standardowego trybu pracy źródeł fotowoltaicznych. Zwykle w źródłach OZE aktywny jest tryb pracy bez ograniczeń (tryb MPPT), w którym generowana moc czynna jest równa wartości maksymalnej możliwej do uzyskania w aktualnych warunkach meteorologicznych. Wówczas źródła fotowoltaiczne można ewentualnie wykorzystać jedynie do regulacji „w dół” częstotliwości i mocy, tj. zmniejszania poziomu tych wielkości przez odpowiednieysterowanie regulatorów źródła lub wyłączenie części paneli fotowoltaicznych.

Wnioskuje się, że źródła fotowoltaiczne można wykorzystać do wspomagania regulacji częstotliwości i mocy w KSE poprzez budowę odpowiednich systemów regulacji i nadzoru (analogicznych jak dla źródeł wiatrowych), dzięki którym operatorzy sieci elektroenergetycznych mogliby zarządzać warunkami pracy tych źródeł (przykładowo: tryb pracy, wartość utrzymywanego zapasu mocy czynnej przy pracy interwencyjnej źródła). Podkreśla się, że poziom mocy osiągalnej dla ZF jest silnie zależny od aktualnych warunków meteorologicznych, w tym także pory roku, pory doby itd. Powoduje to, że z punktu widzenia oddziaływania tych źródeł na proces regulacji częstotliwości i mocy wydaje się, że znacznie lepszym rozwiązaniem byłoby stosowanie źródeł fotowoltaicznych współpracujących z magazynami energii, które stanowiłyby „rezerwę mocy” w sytuacji zakłócenia bilansu mocy w KSE, niezależnie od aktywnego trybu pracy źródła.

3.3. Dostępność usługi regulacji częstotliwości i mocy w OZE

Usługa regulacji częstotliwości polega na nadzornej kontroli wartości częstotliwości i zmianie poziomu mocy czynnej generowanej przez źródło, jeśli wartość częstotliwości odbiega od poziomu oczekiwanego (z uwzględnieniem strefy nieczułości regulatorów). W idealnym przypadku



Rys. 4. Ilustracja idei wykorzystania źródła fotowoltaicznego do regulacji częstotliwości poprzez zmianę mocy czynnej generowanej przez źródło

zależność mocy czynnej generowanej przez OZE od wartości częstotliwości powinna „naśladować” charakterystykę statyczną generatorów synchronicznych konwencjonalnych źródeł wytwórczych, tj. wzrost mocy przy zmniejszeniu częstotliwości oraz redukcja mocy przy wzroście częstotliwości. Jednak dla rozpatrywanych technologii OZE regulacja mocy czynnej w obu kierunkach (zmniejszenie generacji mocy czynnej – regulacja „w dół”, zwiększenie generacji mocy czynnej – regulacja „w górę”) nie jest dostępna bezwarunkowo.

Warunkowość możliwości regulacji mocy czynnej generowanej przez OZE jest podyktowana przede wszystkim ograniczeniami technicznymi i regulacyjnymi. Dla źródeł wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych wartość generowanej mocy czynnej zależy zarówno od aktualnych warunków meteorologicznych (ograniczenie techniczne), jak i aktywowanego przez operatora systemu elektroenergetycznego trybu pracy danego źródła, który warunkuje sposób regulacji mocy czynnej źródła (ograniczenie regulacyjne).

W standardowym trybie pracy OZE – tryb bez ograniczeń (tryb MPPT), odpowiednio do warunków meteorologicznych – dąży się do maksymalizacji generacji mocy w aktualnych warunkach wiatrowych (dotyczy ZW) lub aktualnych warunkach słonecznych (dotyczy ZF). Tym samym można wówczas rozważać wyłącznie regulację mocy czynnej „w dół”, celem zmniejszenia wartości generowanej mocy czynnej. Regulacja „w górę” i ewentualne zwiększenie wartości generowanej mocy czynnej są niedostępne z powodu ograniczenia technicznego technologii ZW i ZF – nie można „wyciągnąć” ze źródła wiatrowego lub źródła fotowoltaicznego więcej energii elektrycznej niż zawiera jej energia w wietrze napędzającym ZW lub energia w promieniowaniu słonecznym przetwarzanym przez ZF.

Dla trybu pracy OZE z ograniczoną generacją mocy czynnej (źródło przeznaczony do interwencyjnego wykorzystania przez operatora systemu elektroenergetycznego) wartość generowanej mocy czynnej jest mniejsza niż możliwa do osiągnięcia w aktualnych warunkach meteorologicznych. Pozwala to na regulację mocy czynnej źródła w obu kierunkach, zarówno „w górę”, jak i „w dół”. Tym samym dla regulacji „w górę”

możliwy jest „zastrzyk” dodatkowej mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej, pożądany w szczególności w stanach zakłóceniovych prowadzących do niezbilansowania mocy czynnej generowanej i pobieranej w KSE.

Możliwości regulacji mocy czynnej OZE zestawiono w tab. 2.

Przedstawione ograniczenia techniczne regulacji mocy czynnej OZE decydują o oddziaływaniu tych źródeł na proces regulacji częstotliwości. Informacje zestawione w tab. 2 wskazują, że potencjalnie bez ograniczeń dostępna jest jedynie regulacja częstotliwości „w dół”, tj. oddziaływanie na zmniejszenie wartości częstotliwości poprzez zmniejszenie mocy czynnej generowanej przez OZE (regulacja mocy czynnej „w dół”). Takie podejście jest również sankcjonowane zapisami [4] (dotyczy wyłącznie źródeł wiatrowych) – przy częstotliwości w zakresie 50,5–51,5 Hz wartość mocy czynnej generowanej przez źródło wiatrowe musi być zmniejszana liniowo wraz ze wzrostem częstotliwości. Dalszy wzrost częstotliwości prowadzi do wyłączenia źródła wiatrowego, choć konwencjonalne źródła wytwórcze muszą być nadal przyłączone do KSE. Natomiast regulacja częstotliwości „w górę”, tj. oddziaływanie na zwiększenie wartości częstotliwości poprzez zwiększenie mocy czynnej generowanej przez OZE, standardowo jest niedostępna. Jest to podyktowane ograniczeniami technicznymi regulacji mocy czynnej „w górę” (dla zwykle stosowanego trybu regulacji mocy czynnej OZE i ich pracy bez ograniczeń, zależnie wyłącznie od aktualnych warunków wiatrowych lub słonecznych, źródła te nie są w stanie zapewnić „zastrzyku” dodatkowej mocy czynnej) oraz ograniczeniami regulacyjnymi podyktowanymi obecnymi zapisami [4] (dla źródeł wiatrowych wymaga się możliwie jak najmniejszej redukcji generacji mocy czynnej podczas zmniejszania się wartości częstotliwości, a nie jej wzrostu, co byłoby pożądane dla zapewnienia zwiększenia częstotliwości).

Potencjalnie regulacja częstotliwości „w górę”, tj. oddziaływanie na zwiększenie wartości częstotliwości poprzez zwiększenie mocy czynnej generowanej przez OZE, jest dostępna pod warunkiem pracy źródła w trybie z ograniczoną generacją mocy czynnej. Taki tryb jest dopuszczalny

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 112–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Technologia OZE	Tryb pracy OZE (sposób regulacji mocy czynnej źródła)	Ograniczenia techniczne	Możliwość regulacji mocy czynnej
Źródła wiatrowe	Praca bez ograniczeń, odpowiednio do aktualnych warunków wiatrowych	Generowana moc czynna równa wartości maksymalnej dla aktualnej prędkości wiatru	Regulacja „w dół” – możliwa Regulacja „w górę” – niemożliwa
	Praca z ograniczoną generacją mocy czynnej	Brak	Regulacja „w dół” – możliwa Regulacja „w górę” – możliwa
Źródła fotowoltaiczne	Praca bez ograniczeń, odpowiednio do aktualnych warunków słonecznych	Generowana moc czynna równa wartości maksymalnej dla aktualnego nasłonecznienia	Regulacja „w dół” – możliwa Regulacja „w górę” – niemożliwa
	Praca z ograniczoną generacją mocy czynnej	Brak	Regulacja „w dół” – możliwa Regulacja „w górę” – możliwa

Tab. 2. Przegląd możliwości technicznych regulacji mocy czynnej OZE

Technologia OZE	Tryb pracy OZE (sposób regulacji mocy czynnej źródła)	Możliwość udziału w regulacji częstotliwości	Oddziaływanie na proces regulacji częstotliwości
Źródła wiatrowe	Praca bez ograniczeń, odpowiednio do aktualnych warunków wiatrowych	Regulacja „w dół” – możliwa	Korzystne w zakresie częstotliwości do 51,5 Hz. Niekorzystne w zakresie częstotliwości powyżej 51,5 Hz (wynika z zapisów 0)
		Regulacja „w górę” – niemożliwa	Niekorzystne
	Praca z ograniczoną generacją mocy czynnej	Regulacja „w dół” – możliwa	Korzystne
		Regulacja „w górę” – możliwa	Korzystne
Źródła fotowoltaiczne	Praca bez ograniczeń, odpowiednio do aktualnych warunków słonecznych	Regulacja „w dół” – możliwa	Korzystne (brak szczegółowych zapisów [4])
		Regulacja „w górę” – niemożliwa	Niekorzystne
	Praca z ograniczoną generacją mocy czynnej	Regulacja „w dół” – możliwa	Korzystne
		Regulacja „w górę” – możliwa	Korzystne

Tab. 3. Przegląd możliwości technicznych regulacji częstotliwości OZE

zapisami [4], jeśli źródło jest przeznaczone do interwencyjnego wykorzystania przez operatora systemu elektroenergetycznego. Wówczas wartość generowanej mocy czynnej jest mniejsza niż możliwa do osiągnięcia w aktualnych warunkach meteorologicznych. W razie konieczności umożliwia to zwiększenie generacji mocy czynnej przez źródło i – tym samym – udział tego źródła w regulacji częstotliwości „w górę”. Sposób oddziaływania OZE na proces regulacji częstotliwości zestawiono w tab. 3. Jako korzystne oddziaływanie OZE na proces regulacji częstotliwości rozumie się możliwość takiej regulacji mocy czynnej przez te źródła, która jest adekwatna do zmiany częstotliwości (regulacja częstotliwości „w dół” – oddziaływanie na zmniejszenie mocy generowanej przez źródło celem ograniczenia wzrostu częstotliwości, regulacja częstotliwości „w górę” – oddziaływanie na zwiększenie mocy generowanej przez źródło celem ograniczenia spadku częstotliwości).

4. Wnioski

Wraz z rosnącym udziałem OZE w sektorze wytwórczym systemów elektroenergetycznych wzrasta zainteresowanie operatorów sieci elektroenergetycznych możliwościami

ich wykorzystania do celów regulacyjnych. Przeprowadzone analizy dostępności i zdolności regulacyjnych mocy czynnej i częstotliwości źródeł fotowoltaicznych i źródeł wiatrowych wskazują, że **technicznie możliwe jest uczestnictwo OZE w usługach regulacji mocy i częstotliwości**. Dotychczas w KSE taka usługa systemowa była realizowana wyłącznie przy użyciu konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Jednak możliwość i poziom ewentualnego oddziaływania OZE na proces regulacji częstotliwości i mocy w SEE są determinowane przede wszystkim aktywnym trybem pracy źródła. W standardowym trybie pracy OZE – tryb bez ograniczeń (tryb MPPT) – dąży się do maksymalizacji generacji mocy w aktualnych warunkach meteorologicznych. Tym samym można wówczas rozważać wyłącznie regulację częstotliwości „w dół”, tj. oddziaływanie na zmniejszenie wartości częstotliwości poprzez zmniejszenie mocy czynnej generowanej przez OZE (regulacja mocy czynnej „w dół”). Natomiast dla trybu pracy OZE z ograniczoną generacją mocy czynnej wartość generowanej mocy czynnej jest mniejsza niż możliwa do osiągnięcia dla aktualnych warunków meteorologicznych. Pozwala to na regulację mocy czynnej źródła – i tym samym również na udział tego

źródła w regulacji częstotliwości – w obu kierunkach, zarówno „w górę”, jak i „w dół”. Tym samym dla regulacji „w górę” możliwy jest „zastrzyk” dodatkowej mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej, pożądaną w szczególności w stanach zakłóceńowych prowadzących do niezbalansowania mocy czynnej generowanej i pobieranej w KSE. Praca OZE z ograniczoną generacją mocy czynnej wymaga sztucznego zmniejszenia wartości mocy czynnej wprowadzanej przez źródło do sieci. Uniemożliwia to pełne wykorzystanie zdolności wytwórczych źródła, dostępnych w aktualnych warunkach meteorologicznych. Wobec powyższego wnioskuje się, że usankcjonowanie trybu pracy OZE z ograniczoną generacją mocy czynnej powinno być wsparte wprowadzeniem gratyfikacji dla właścicieli lub zarządców OZE, którzy zdecydują się świadczyć usługę systemową regulacji mocy i częstotliwości. Gratyfikacje te mogą mieć postać m.in. opłaty za gotowość do świadczenia usługi i jej dostępność. Podkreśla się, że obserwowane tendencje rozwojowe sektora wytwórczego SEE, objawiające się rosnącym nasyconiem OZE oraz coraz powszechniejszym wycofywaniem z eksploatacji konwencjonalnych źródeł wytwórczych, sprawiają, że rozważania

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 112–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

dotyczące możliwości wykorzystania OZE do celów regulacyjnych w SEE nabierają szczególnego znaczenia. Zwraca się uwagę, że choć zazwyczaj moc jednostkowa OZE nie jest duża i pojedyncze źródło może mieć pomijalne znaczenie, to właściwa koordynacja regulacji większej ich liczby może mieć znaczący wpływ na warunki pracy SEE.

Bibliografia

1. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Warszawa 2009.
2. Lerch T., Stany dynamiczne elektrowni wiatrowej z maszyną indukcyjną dwustronnie zasilaną, dysertacja doktorska, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, 2010.
3. Muljadi E. i in., Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants, IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, lipiec 2012.
4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, PSE SA, 2014.
5. Tan Y.T., Impact on the power system with a large penetration of photovoltaic generation, dysertacja doktorska, The University of Manchester Institute of Science and Technology, 2004.
6. Przewodnik planowania, Sunny Tripower 60. SMA Solar Technology AG, 2015.
7. Ulbig A., Borsche T.S., Andersson G., Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation, Proceedings of the 19th IFAC World Congress, 2014. DOI: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.
8. Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Systemy automatyki częstotliwościowego odciążania i bilansowania mocy czynnej obszarów sieciowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 8 (90).
9. Klimpel A., Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE, *Elektroenergetyka* 2012, nr 3–4 (13–14).
10. Klempke H. i in., Impact of High Wind Generation Penetration on Frequency Control, Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010.
11. Machowski J., Białek J.W., Bumby J., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
12. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007.
13. Sorensen P. i in., Modeling of Wind Farm Controllers, EWEC 2006, Ateny.
14. Christiansen P., The Horns Rev Offshore Project – Wind Farm main Controller, Billund, 2004.
15. Wang-Hansen M., Josefsson R., Mehmedovic H., Frequency Controlling Wind Power Modeling of Control Strategies, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2013, nr 4.

Mateusz Szabliski

dr inż.

Politechnika Śląska | PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: mateusz.szabliski@polsl.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z systemami automatyki elektroenergetycznej układów sieciowych złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie (w tym systemami wieloagentowymi, pomiarami synchronicznymi, sieciami typu smart) oraz modelowaniem i symulacją warunków pracy obiektów elektroenergetycznych (zwłaszcza elektromagnetycznych stanów przejściowych).

Piotr Rzepka

dr inż.

Politechnika Śląska | PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi m.in. z modelowaniem stanów zakłóceń w SEE, działaniem automatyki elektroenergetycznej (w tym automatyki systemowej i zabezpieczeniowej) oraz określeniem wpływu źródeł rozproszonych na funkcjonowanie automatyki elektroenergetycznej.