

Battery Energy Storage System (BESS) in Terms of Primary Frequency Control of the Islanded Power Grid

Authors

Paweł Sutkowski
Radosław Horbik
Urban Rudež

Keywords

Battery Energy Storage System (BESS), primary frequency control, islanded power grid

Abstract

This paper presents the effects of BESS operation in the HV transmission network. The considerations undertaken in this paper are mainly focused on issues concerning the relationship between active power and frequency. It was checked how BESS influences the process of primary frequency regulation. Three types of frequency regulators have been modeled, which are part of the whole energy storage regulation system. The model of "droop" type and PI regulator, has been implemented. Moreover, due to the increase in the share of sources connected to the network by means of a power electronics converter, and thus the decreasing inertia of the system, it was decided to examine the influence of virtual inertia on the frequency response of the system. For this purpose, the PWM converter control system introducing virtual inertia into the system was modelled.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2020202

Received by the editor: 25.10.2020

Received in revised form: 09.11.2020

Accepted: 12.11.2020

Published online: 21.06.2021

1. Introduction

In recent times, the power systems of most countries in the world have been significantly transformed. The share of centralised generation units in electricity generation is decreasing in favour of distributed energy sources. Consumer habits are also changing, resulting in changes in load profiles, with an increasing share of distributed renewable energy sources, which are much less stable than conventional sources. As a result, there may be sudden power imbalances in the system, resulting in frequency deviations from the nominal value. Therefore, it is necessary to take care of the safety of the power system operation by appropriate control of its individual elements. For this purpose, FACTS systems are increasingly used, which allow to improve the stability of the system operation thanks to the speed and flexibility of operation. An example of the discussed systems are the battery power stores of high power, the potential of which more and more often draws the attention of investors from all over the world. This article presents the results of research which show how battery power storages are able to support conventional power generation units during primary control.

2. Modelling of BESS

The BESS shown in Fig. 1. consists of two main sub-systems, i.e. a battery and the energy conversion system, which is controlled by means of frequency, PQ and charge controllers.

The Energy Conversion System uses a power electronics converter that allows bi-directional power flow, both to the grid (discharging) and to the battery (charging). The system is a two-level converter with sinusoidal pulse width modulation.

The basis of BESS's operation is the reversible chemical reactions taking place in the electrolyte and at the contact between the electrolyte and the electrodes. Depending on the composition of the electrolyte and the design of the electrodes, the following types of batteries are distinguished: lead-acid battery (Pb-acid), lithium-ion battery (Li-ion), lithium-polymer battery (Li-Po), nickel-cadmium battery (NiCd), nickel-metal-hydride battery (NiMH). Typical battery discharge characteristics in Pb-acid technology is a non-linear function in the range $0 < \text{SOC} < 0,2$. In order to simplify the model, it is assumed that the battery is discharged only up to 20% of its capacity, so it can be assumed that the battery voltage is linear and depends on SOC. Also the

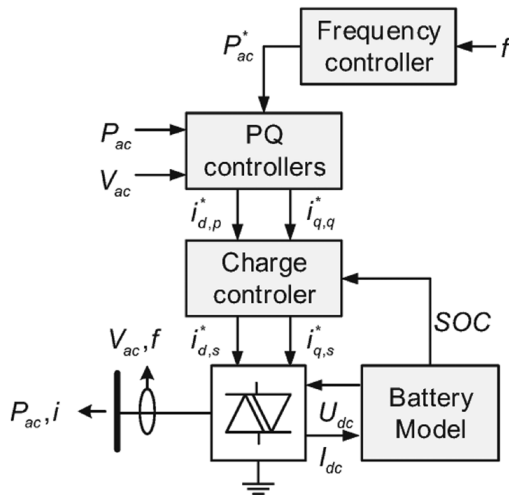


Fig. 1. Scheme of Battery Energy Storage System [1]

Parameter	Unit	Value
Initial SOC – State of Charge	[-]	1
Capacity per cell	[Ah]	80
Min. voltage of empty cell	[V]	12
Max. voltage of empty cell	[V]	13,85
Amount of parallel cells	[-]	60
Amount of cells in a row	[-]	65
Nominal voltage of source	[kV]	0,9
Intern resistance per cell	[Ω]	0,001

Tab. 1. Battery model parameters

internal impedance is up to the constant $Z(s, SOC) = Z$. SOC is calculated with an integrator, counting the current of the battery I . The following equation (1) describes the battery model [2].

$$U_{DC} = U_{max} \cdot SOC + U_{min} \cdot (1 - SOC) - I \cdot Z_i \quad (1)$$

where: U_{max} – maximum voltage of battery cell [V], U_{min} – voltage of discharged battery cell [V], Z_i – internal impedance [Ω].

The parameters of the battery model implemented in the simulation software are presented below (Tab. 1.)

This paper analyses the operation of three different frequency regulators: droop (P), proportional-integrating (PI) and virtual inertia regulator (VI).

a) 'Droop' Controller

A frequency 'droop' controller with a proportional gain is characterized by the simplest design. The model of the frequency controller is shown below in Fig. 2 and it's described by following equation (2) [2].

$$\Delta P = \Delta f \cdot \frac{1}{K_2} \quad (2)$$

During the simulation, the value droop = $1/K_2 = 25$. Therefore, full active power is activated if the frequency deviation is equal or greater than 10 mHz.

b) PI Controller

The model of the PI frequency controller is shown below in Fig. 3. The deadband is set to 10 mHz, the proportional gain remains unchanged, and the set integration time is 0,1 s. [2, 4].

c) Virtual Inertia Controller

Due to the growing share of renewable energy sources and the resulting reduction in power system inertia, it was decided to conduct research on the impact of virtual inertia on frequency response. Introducing virtual inertia in a system characterized by a small value of natural inertia allows to obtain a frequency

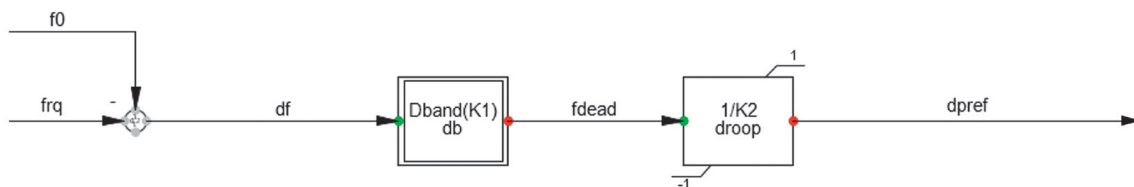


Fig. 2. Frequency 'droop' Control model used in DlgSILENT PowerFactory

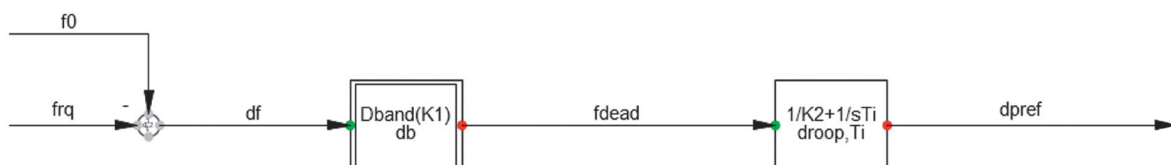


Fig. 3. Frequency 'PI' Control model used in DlgSILENT PowerFactory

response similar to that of systems with high inertia. This is done by appropriate control of generation sources and FACTS systems that include energy storage [3].

For this purpose, the model of the regulator shown in Fig. 4 was created. The output signal of the controller is described by the following equation (3), where: f – system frequency [p.u.], H_v – virtual inertia [s] [7]. The virtual inertia value has been set to 100 s.

$$\Delta P = f \cdot \frac{df}{dt} \cdot H_v \tag{3}$$

3. Modelling of HV network

The network model was made in DlgSILENT PowerFactory (Fig. 5). This is an island network with a rated voltage of 220 kV and a rated frequency of 50 Hz. There are two power plants, coal

and gas. The power plant model consists of a block transformer and a synchronous generator equipped with a turbine regulator and automatic voltage regulation. BESS is connected to A220 node.

4. Simulation results

The tests consisted in switching on in the first second, one of the load which constituted 25% of the current system load of simulation (Fig. 6.). The load model is described by the following relation (4).

$$P_d = P_0 \cdot \left[aP \cdot \left(\frac{|u|}{|u_{ini}|} \right)^{e_{aP}} \right] \cdot (1 + kpf \cdot \Delta f) \tag{4}$$

The values of individual coefficients and exponents are: $aP = 1$; $e_{aP} = 1.3$ and $kpf = 0.85$.

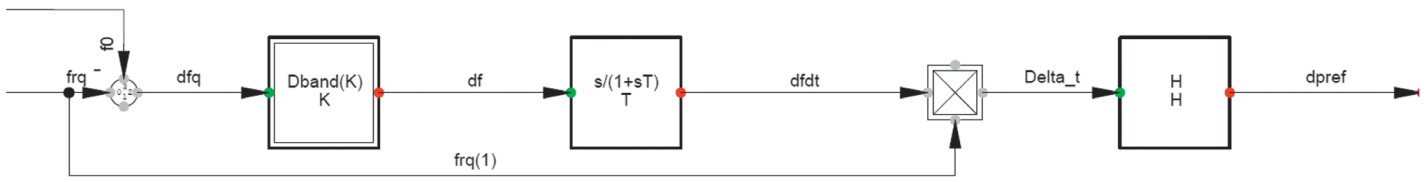


Fig. 4. Frequency 'Virtual Inertia' Control model used in DlgSILENT PowerFactory

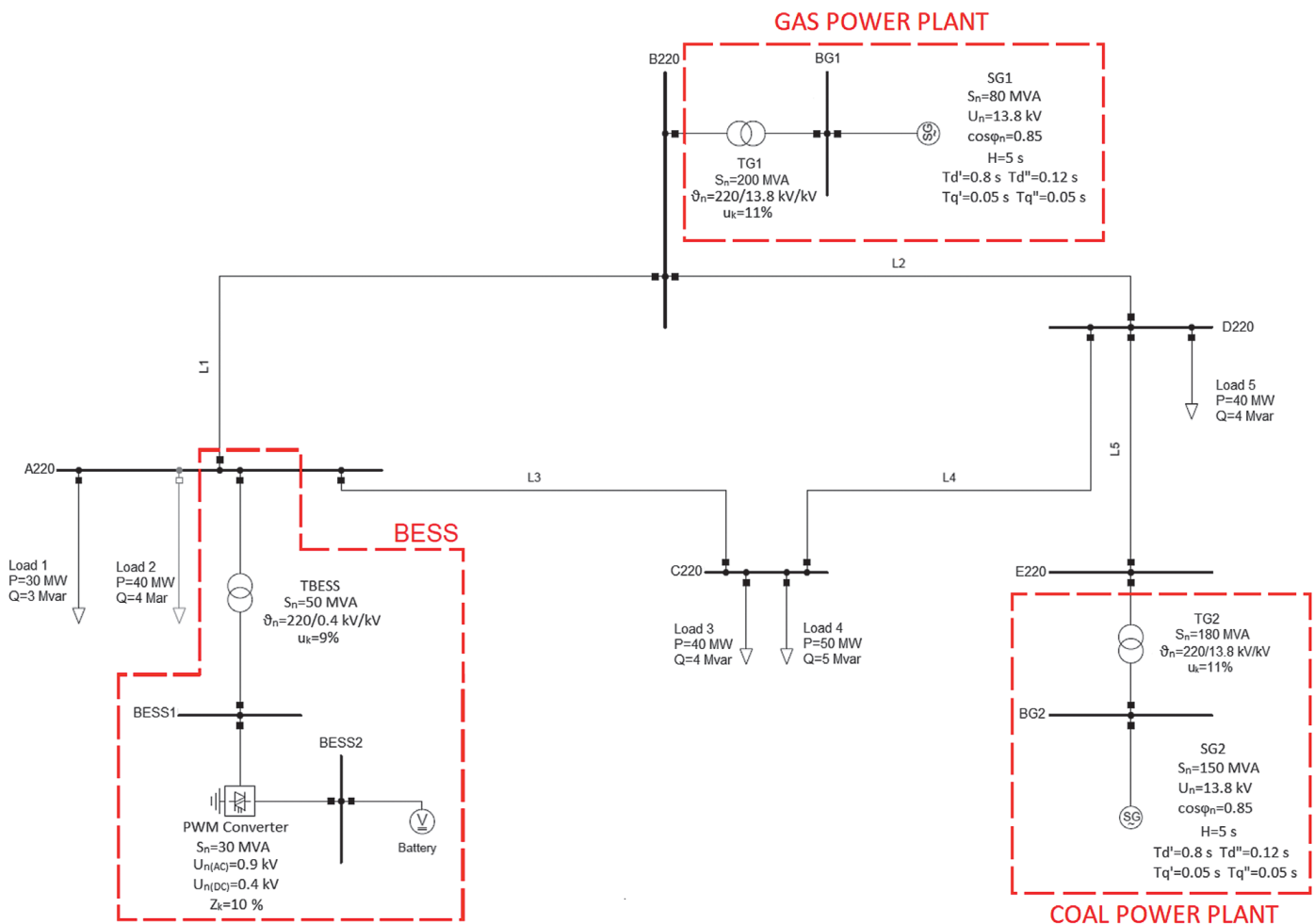


Fig. 5. Islanded network model

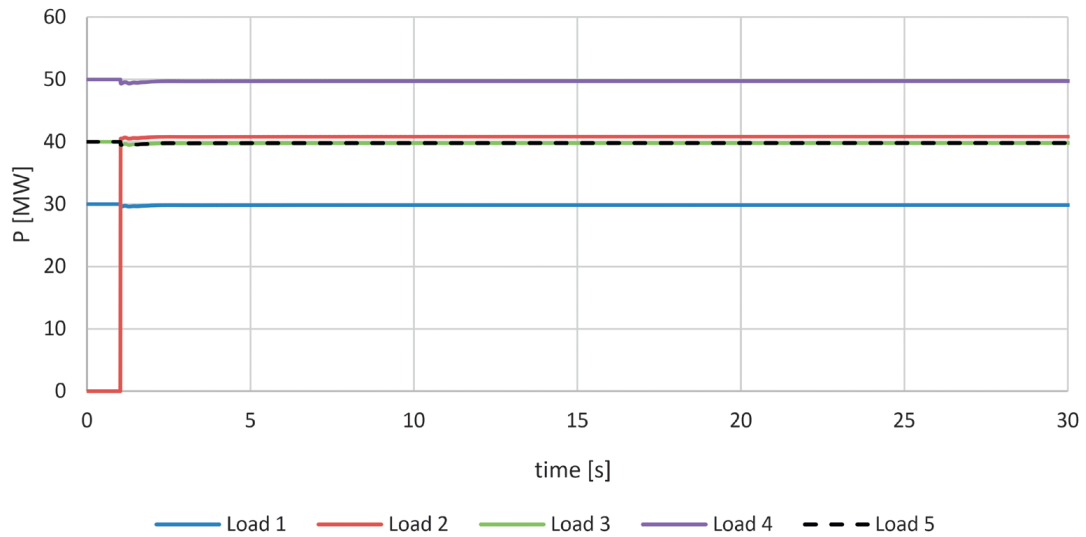


Fig. 6. Load diagram

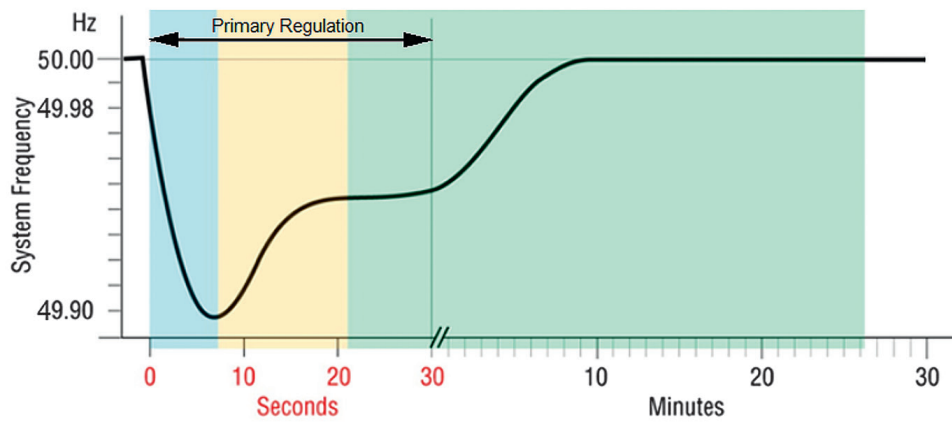


Fig. 7. Operating range of primary frequency control [5]

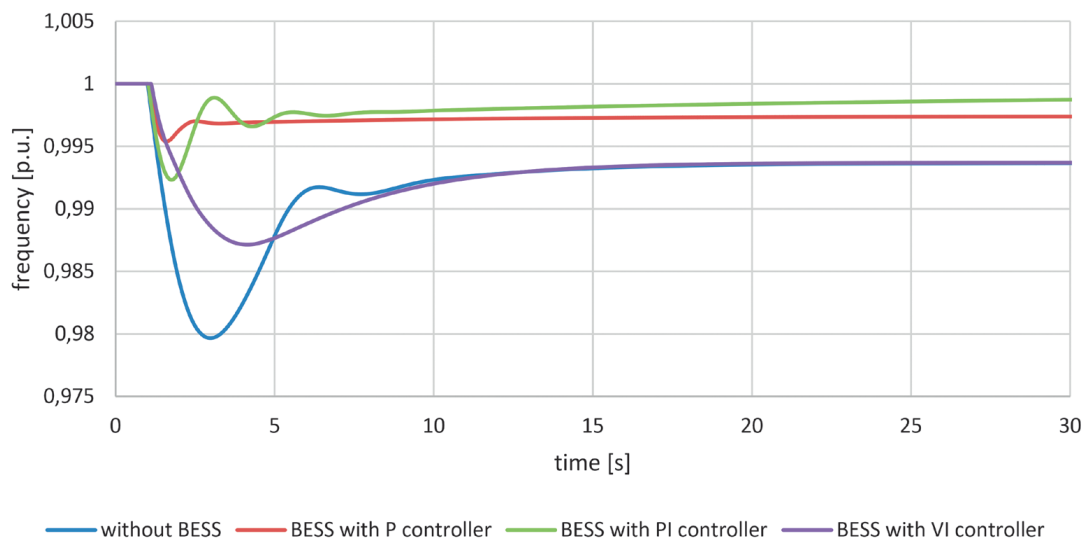


Fig. 8. Simulation Results of frequency for network with BESS

The switching on of this load caused disturbance of active power balance resulting in frequency drop in the tested network.

The disturbance of the active power balance led to changes in the system frequency. The results obtained within the framework of the conducted simulations show how BESS can support conventional generating units in primary frequency regulation. Fig. 7. presents the ranges of operation frequency regulation after the disturbance has occurred. This paper focuses on the primary control, whose time of operation falls within the first 30 seconds after the power balance disturbance occurs.

BESS was connected to A220 node. The operation of BESS controllers equipped with previously described frequency controllers was checked. Figure 8 compares the simulation results for a case without BESS and for a network supported by a BESS equipped with frequency regulators.

In the first scenario, the battery control system was equipped with a 'droop' type frequency regulator. The operation of the droop regulator causes the frequency deviation in the initial phase to reach the lowest value of all scenarios and is only 0,46%. Controllers equipped only with a proportional part are characterised by a non-zero set established value. The established deviation value in the examined scenario is 0,26%, which corresponds to a frequency drop of 130 mHz.

In the next scenario, BESS is equipped with a PI frequency regulator. The observation shows that the maximum deviation value is slightly higher than in the case of the droop regulator and amounts to 0,77%. PI regulators allow to achieve zero set infringement. The results of the conducted simulation show that in a 30-second period of time, designated for primary regulation,

BESS equipped with PI regulator allows to achieve a lower frequency drop, i.e. 0,13%, which means 64 mHz.

In the last stage, the operation of BESS equipped with the frequency controller VI was simulated. The maximum deviation value was 1.29%. The deviation reached the same value as in the case of lack of BESS in A220 node, i.e. 0.63% which means 315 mHz. In case of introducing virtual inertia into the system, the frequency graph is characterized by lack of oscillation. After the occurrence of the disturbance in the balance of active power, a much greater decrease in frequency is observed in comparison with the battery controlled by droop and PI regulators.

Figure 9 shows a diagram of the active power of PWM for all types of BESS controllers described.

In the case of the droop controller and PI, it has been noted that the initial response of the system is similar. The droop regulator reacted a little faster to the interference, which had a direct effect on a slightly smaller frequency deviation. In the further part of the simulation, we can see the action of the integrating element, thanks to which the active power given to the network increases. This has a direct impact on achieving zero frequency deviation. The value of the active power given to the system in the case of droop controller decreases after correcting the initial deviation until the established frequency deviation is reached. The frequency controller VI makes a certain amount of power available to the system in a short time. The operation of this regulator is only noticeable in the initial stage of the disturbance. The result is that a system equipped with such a controller has a response to a disturbance such as a system with naturally greater inertia.

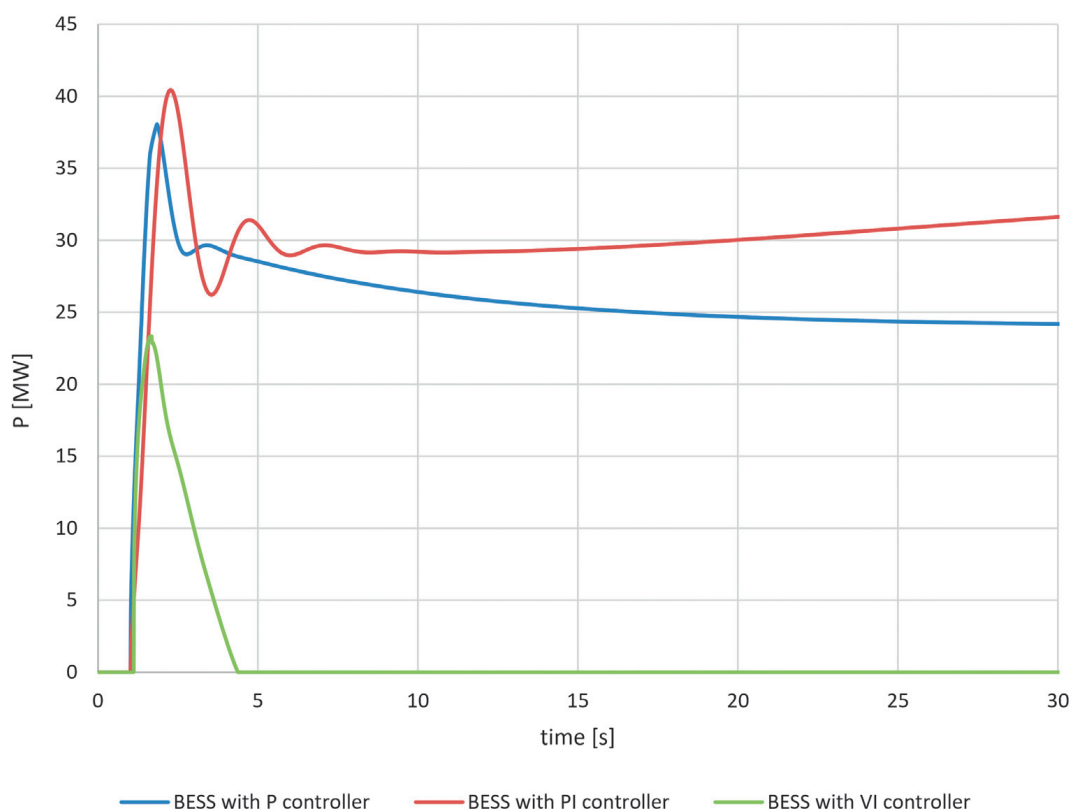


Fig. 9. PWM Active Power during disturbance

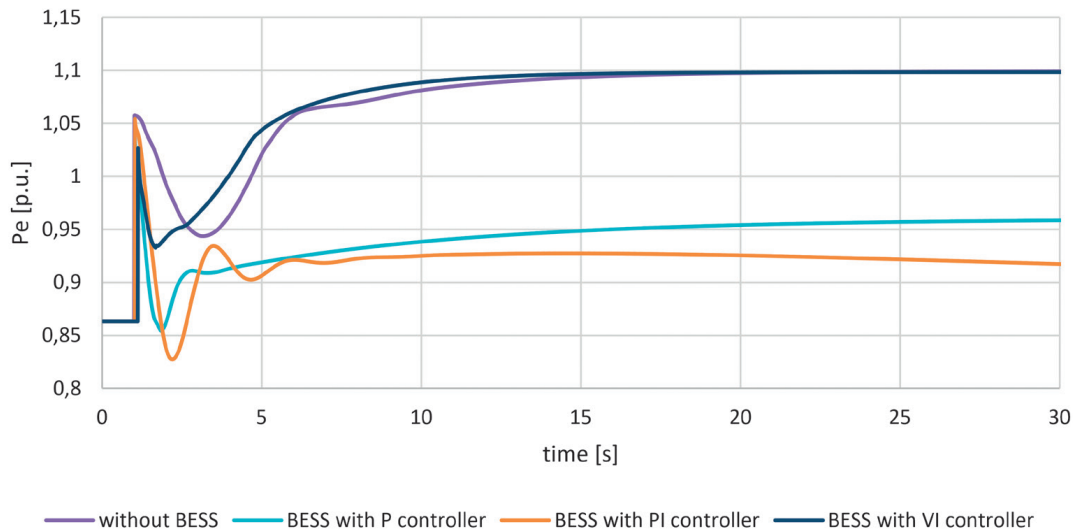


Fig. 10. Coal Power Plant – Electrical Power

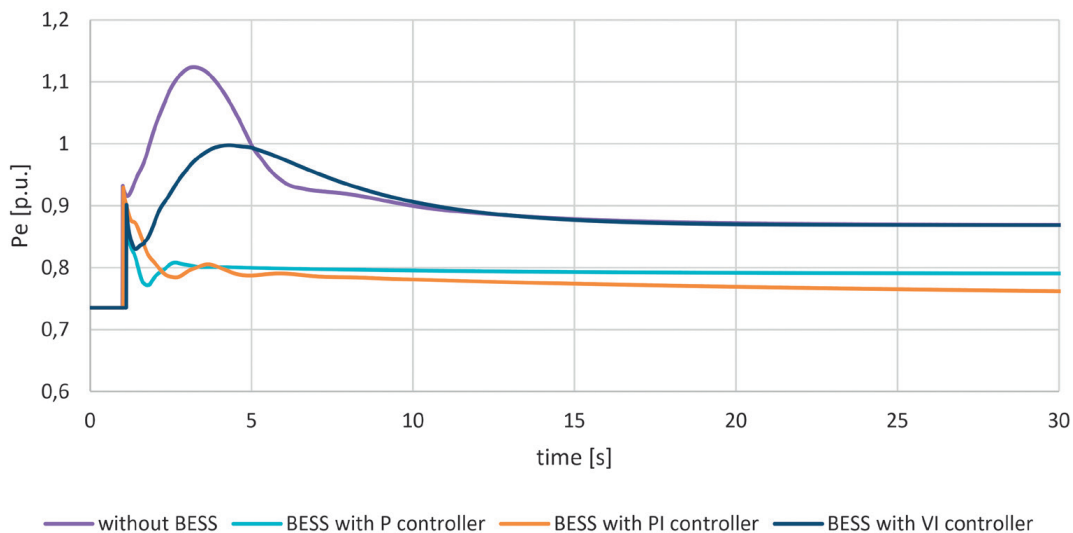


Fig. 11. Gas Power Plant – Electrical Power

Figures 10 and 11 show electrical power diagrams at the terminals of coal and gas power plant generators.

The above graphs confirm the previously observed differences between the use of different types of frequency controllers. The use of droop and PI regulators causes smaller changes in power generation. Comparing the reactions of the system without BESS and with BESS equipped with a regulator with virtual inertia, one may observe that with the use of this type of controller the system reacted better to the disturbance – there are no oscillations and the power changes less rapidly. The graph of generated power additionally shows the speed of operation of regulators of gas and coal turbines. In the initial phase of the disturbance it is the gas power plant that eliminates the effects of the disturbance, the power generated increases. The reaction of a coal power plant can be observed after a few seconds, when it starts to generate more power and the power generated by the gas power plant decreases.

Turbine sets of both coal and gas-fired power plants are machines with large own masses. The mechanical power on the turbine shaft, as opposed to the electrical power on the generator terminals, cannot change in a jumping manner. This is due to the great inertia of these systems. The graphs of mechanical power (Fig. 12 and 13) show that the introduction of virtual inertia causes the moment on the turbine shaft to change less abruptly. The mechanical power charts observed for the remaining cases are characterised by the occurrence of oscillations, which may result in the occurrence of vibrations causing faster material fatigue of the turbine set.

5. Conclusion

This paper proposes three methods of controlling BESS within the primary regulation of the islanded power grid. The first two methods were based on classic P and PI regulators. The results obtained for these regulators indicate that the frequency

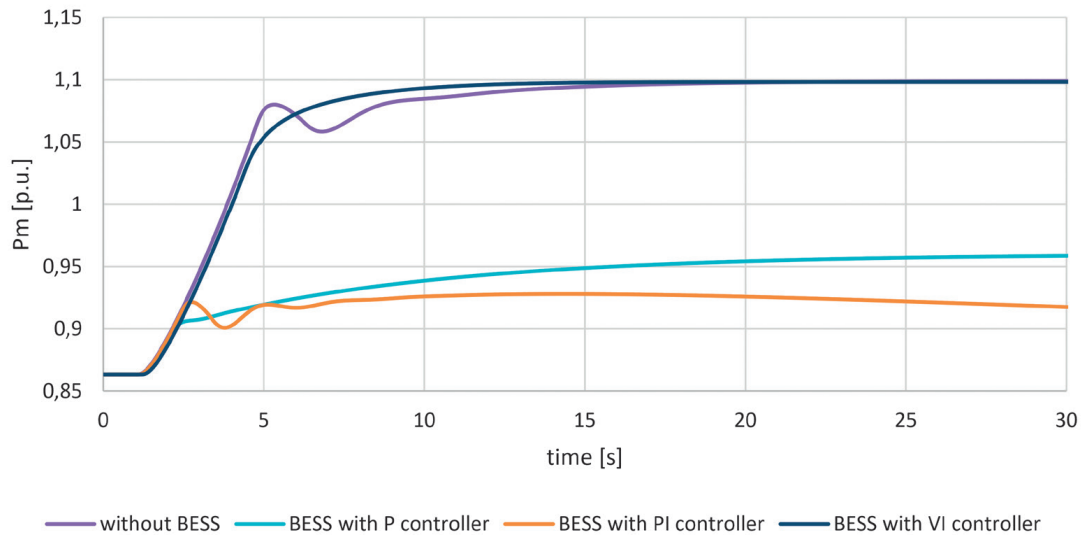


Fig. 12. Coal Power Plant – Mechanical Power

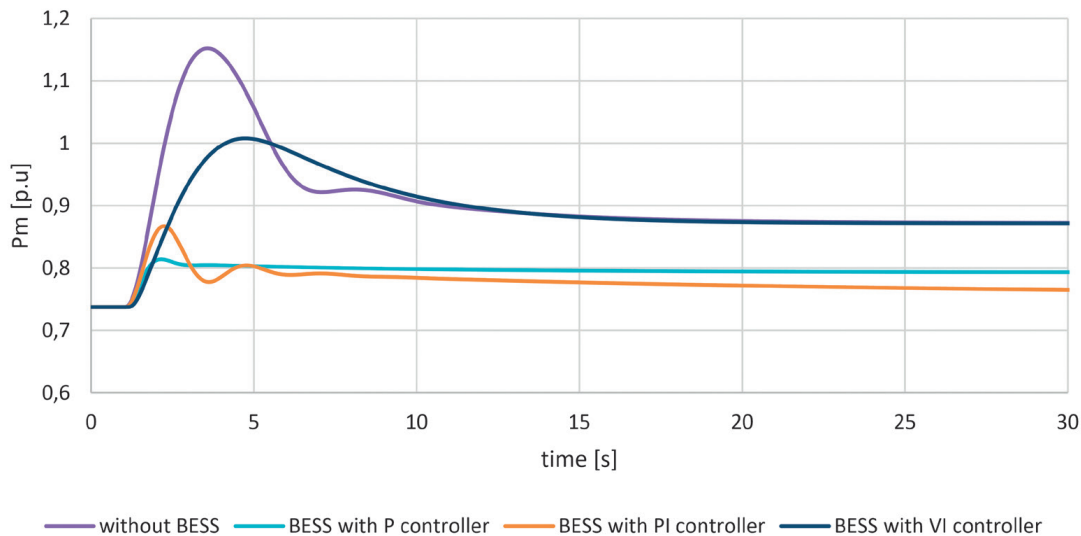


Fig. 13. Gas Power Plant – Mechanical Power

response of the system to the power balance disturbance of the BESS-assisted system is more desirable in terms of frequency stability. Maximum frequency drops after the occurrence of active power imbalance are much smaller, i.e. 700 mHz for the P controller and 630 mHz for the PI controller.

The problem of a change in the inertia of the power systems, resulting from the increasing share of renewable sources in the structure of electricity generation, is important for system stability. Decreasing inertia has a significant impact on frequency stability. For this reason, it has also been investigated how the introduction of virtual inertia affects the frequency response of the system. Introducing virtual inertia into the system by quickly making the power from the battery power available to the system causes the frequency to change much less abruptly, which is desirable. There are no oscillations, which can also have negative consequences.

The introduction of artificial inertia into the system may be helpful in meeting the conditions for the RoCoF limits increasingly set by transmission network operators in the instructions of transmission grid's operation.

One of the most important parameters determining the quality of electricity is the Total Harmonic Distortion (THD), which is a measure of non-linear distortions. The cause of the distortion is a non-linear relationship current-voltage elements of which the PWM converter is built. It is important to analyze the impact of FACTS systems on the quality of electricity in terms of the distortions they generate.

REFERENCES

1. Gonzalez-Longatt F.M. et al., Inertial Frequency Response provided by Battery Energy Storage Systems: Probabilistic Assessment, 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 2016, pp. 403–409.
 2. DlgSILENT PowerFactory, Battery Energy Storing Systems, Application Example, Gomaringen, Germany, 2010.
 3. Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J., Wpływ wirtualnej inercji na system elektroenergetyczny, *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 2, 2019, pp. 25–28.
 4. Domachowski Z., Automatyka i robotyka podstawy, Gdańsk 2003.
 5. Schneider K.P. et al., Improving Primary Frequency Response to Support Networked Microgrid Operations, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 34, No. 1, January 2019.
 6. Sutkowski M., Sumara A., Gaz i węgiel w elektrowniach oraz elektrociepłowniach, *Paliwa i Energetyka*, No. 1, 2013.
 7. Alhejaj S.M., Gonzalez-Longatt F.M., Impact of Inertia Emulation Control of Grid-Scale BESS on Power System Frequency Response, 2016 International Conference for Students on Applied Engineering (ICSAE), IEEE, 2017.
-

Paweł Sutkowski

Gdańsk University of Technology

e-mail: pawelsutkowski@outlook.com

A graduate of the 2nd degree studies at the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology, where he obtained the title of engineer in power engineering (2019) and electrical engineering (2020). He participated in a student exchange under the Erasmus+ program at the Faculty of Electrical Engineering at the University of Ljubljana, where he was part of a team working on a project related to the operation of the Slovenian power system in critical conditions. His research interests include frequency control in a power system, electricity storage, high voltage DC transmission systems, renewable energy sources and wind energy.

Radosław Horbik

Gdańsk University of Technology

e-mail: radek.horbik@gmail.com

A graduate of the 2nd degree studies at the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology, where he obtained the title of engineer in power engineering (2019) and electrical engineering (2020). He participated in a student exchange under the Erasmus+ program at the Faculty of Electrical Engineering at the University of Ljubljana, where he was part of a team working on a project related to the operation of the Slovenian power system in critical conditions. His research interests include energy storage, the smart grid, electromobility and the smart home.

Urban Rudež

University of Ljubljana

e-mail: urban.rudez@fe.uni-lj.si

He obtained his engineer's degree (2005) and PhD (2011) from the University of Ljubljana (Slovenia). After completing his master's studies, he worked for two years at Korona in Ljubljana as a system engineer at the Department of Power Engineering. In 2007 he joined the Department of Power Systems and Equipment at the Faculty of Electrical Engineering at the University of Ljubljana, where he still works as an assistant professor. His research interests include, first of all, analysis of the dynamics of energy systems. A member of IEEE and Cigre (Paris, France).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

System magazynowania energii elektrycznej BESS w ramach regulacji pierwotnej częstotliwości wydzielonego obszaru wyspowego

Autorzy

Paweł Sutkowski
Radosław Horbik
Urban Rudeż

Słowa kluczowe

system magazynowania energii elektrycznej BESS, wydzielona sieć elektroenergetyczna, regulacja pierwotna częstotliwości

Streszczenie

W artykule przedstawiono efekty działania BESS w sieci przesyłowej wysokiego napięcia. Rozważania podjęte w niniejszej pracy dotyczą głównie zagadnień dotyczących relacji między mocą czynną a częstotliwością. Sprawdzono, jak BESS wpływa na proces regulacji pierwotnej częstotliwości. Zamodelowano trzy typy regulatorów częstotliwości wchodzące w skład kompletnego układu regulacji magazynu energii. Zaimplementowano model regulatora typu droop oraz regulatora proporcjonalno-całkującego PI. Ponadto, ze względu na wzrost udziału źródeł przyłączonych do sieci za pomocą przekształtników energoelektronicznych, a co za tym idzie zmniejszającą się inercję systemu, postanowiono zbadać wpływ wirtualnej inercji na odpowiedź częstotliwościową. W tym celu zamodelowano układ sterowania regulatorem PWM wprowadzający do systemu wirtualną inercję.

Data wpływu do redakcji: 25.10.2020

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 9.11.2020

Data akceptacji artykułu: 12.11.2019

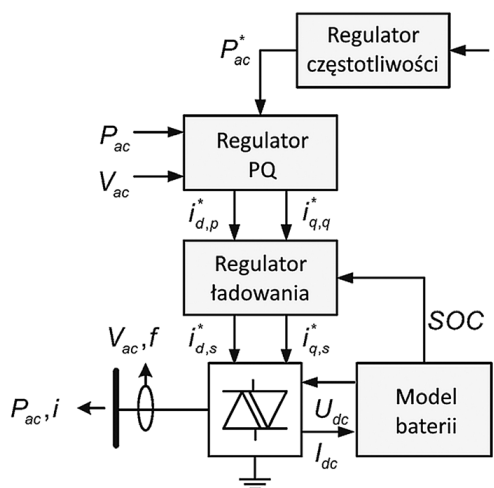
Data publikacji online: 21.06.2021

1. Wstęp

W ostatnich latach systemy elektroenergetyczne większości krajów na świecie ulegają znacznym przekształceniom. Udział scentralizowanych jednostek wytwórczych w produkcji energii elektrycznej zmniejsza się na rzecz źródeł rozproszonych. Przemianom ulegają także nawyki konsumentów, powodując zmiany profili obciążeń przy rosnącym udziale rozproszonych odnawialnych źródeł energii, charakteryzujących się znacznie mniejszą stabilnością wytwarzania niż źródła konwencjonalne. W związku z tym może dojść do nagłych niebilansowań mocy w systemie, czego skutkiem jest odchylenie częstotliwości od wartości znamionowej. Konieczne jest zatem zadbanie o bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego poprzez odpowiednie sterowanie poszczególnymi jego elementami. W tym celu coraz częściej wykorzystywane są układy FACTS, które dzięki szybkiemu działaniu i elastyczności prac pozwalają na poprawę stabilności pracy systemu. Przykładem omawianych

układów są bateryjne magazyny energii dużych mocy, których potencjał dostrzegany jest przez inwestorów z całego świata. W niniejszym artykule przedstawiono wyniki badań mające ukazać,

w jaki sposób bateryjne magazyny energii są w stanie wspierać konwencjonalne jednostki wytwórcze podczas regulacji pierwotnej częstotliwości.



Rys. 1. Schemat systemu magazynowania energii elektrycznej BESS [1]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Parametr	Jednostka	Wartość
Początkowy stan naładowania SOC – State of Charge	[-]	1
Pojemność ogniwa	[Ah]	80
Min. napięcie ogniwa	[V]	12
Max. napięcie ogniwa	[V]	13,85
Liczba ogniw równoległych	[-]	60
Liczba ogniw w rzędzie	[-]	65
Znamionowe napięcie źródła	[kV]	0,9
Rezystancja wewnętrzna ogniwa	[Ω]	0,001

Tab.1. Parametry modelu baterii

2. Model BESS

BESS ukazany na rys. 1 składa się z dwóch głównych podsystemów, tj. z baterii oraz układu przekształcania energii.

Układ przekształcania energii wykorzystuje przekształtnik energoelektroniczny pozwalający na dwukierunkowy przepływ mocy – zarówno do sieci (rozładowywanie), jak i do baterii (ładowanie). Urządzenie jest dwupoziomowym przekształtnikiem z sinusoidalną modulacją szerokości impulsów.

Podstawą działania BESS są odwracalne reakcje chemiczne zachodzące

w elektrolicie oraz na styku elektrolitu i elektrod. W zależności od składu elektrolitu i budowy elektrod wyróżnia się następujące rodzaje akumulatorów: kwasowo-ołowiowy (Pb-acid), litowo-jonowy (Li-ion), litowo-polimerowy (Li-Po), nikielowo-kadmowy (NiCd), nikielowo-metalowo-wodorkowy (NiMH). Typowa charakterystyka rozładowywania akumulatora w technologii Pb-acid jest funkcją nieliniową w przedziale $0 < SOC < 0,2$. W celu uproszczenia modelu zakłada się, że bateria rozładowywana jest jedynie do 20%

pojemności, dzięki czemu można przyjąć, że napięcie baterii jest liniowe i zależy od SOC. Także impedancja wewnętrzna jest stała $Z(s, SOC) = Z$. Stan naładowania akumulatora jest obliczany przez człon całkujący na podstawie prądu baterii. Poniżej przedstawiono równanie (1) opisujące model baterii.

$$U_{DC} = U_{max} \cdot SOC + U_{min} \cdot (1 - SOC) - I \cdot Z_i \quad (1)$$

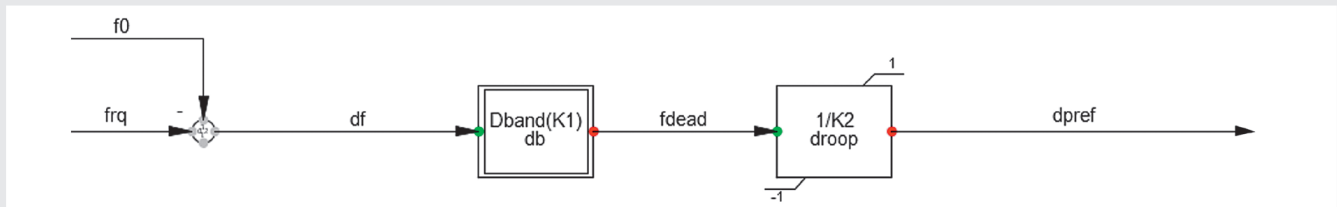
gdzie:

U_{max} – maksymalne napięcie ogniwa akumulatora [V], U_{min} – napięcie rozładowanego ogniwa akumulatora [V], Z_i – impedancja wewnętrzna [Ω].

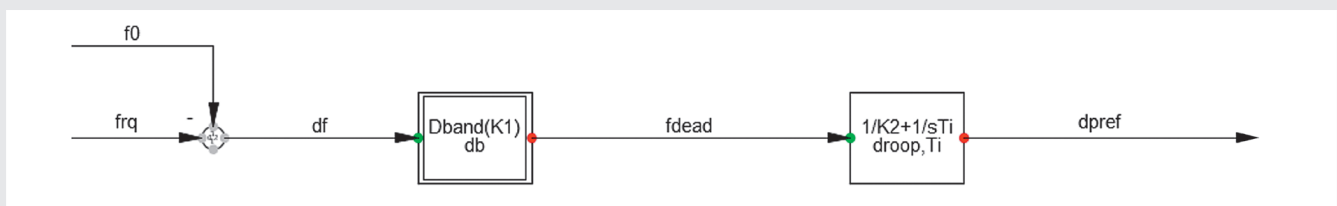
W tab. 1 przedstawiono parametry modelu baterii wprowadzone do programu symulacyjnego.

a) Regulator typu droop

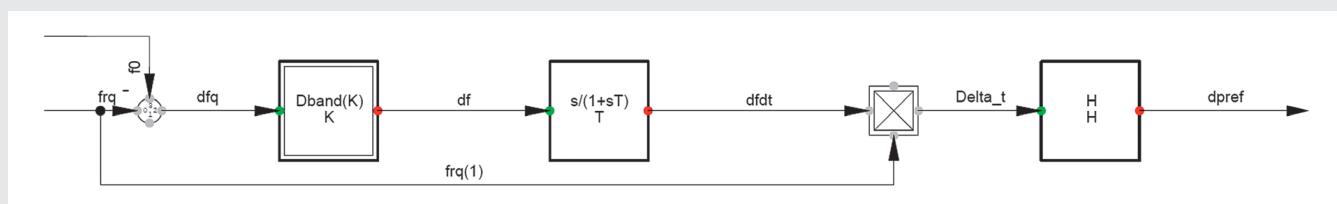
Regulator częstotliwości typu droop o wzmocnieniu proporcjonalnym charakteryzuje się najprostszą konstrukcją. Model regulatora częstotliwości przedstawiono na rys. 2 i opisano go za pomocą następującego równania (2) [2].



Rys. 2. Model regulatora częstotliwości droop zastosowany w programie DiGSILENT PowerFactory



Rys. 3. Model regulatora częstotliwości PI zastosowany w programie DiGSILENT PowerFactory



Rys. 4. Model regulatora częstotliwości wirtualnej inercji zastosowany w programie DiGSILENT PowerFactory

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$\Delta P = \Delta f \cdot \frac{1}{K_2} \quad (2)$$

Podczas symulacji wartość droop = $1/K_2 = 25$. Pełna moc czynna udostępniania jest w momencie, kiedy spadek częstotliwości przekroczy 10 mHz.

b) Regulator PI

Model regulatora częstotliwości PI przedstawiono na rys. 3. Strefę nieczułości wynoszącą 10 mHz oraz wzmocnienie proporcjonalne pozostawiono bez zmian. Czas całkowania ustawiono na 0,1 s [2], [4].

c) Regulator VI

W związku z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii i wynikającym z tego zmniejszeniem inercji systemu postanowiono zbadać wpływ wirtualnej inercji na odpowiedź częstotliwościową. Wprowadzenie wirtualnej inercji do systemu charakteryzującego się małą

wartością naturalnej inercji pozwala na uzyskanie odpowiedzi częstotliwościowej podobnej do tej, jaka występuje w systemach o dużej inercji. Odbywa się to poprzez odpowiednie sterowanie źródłami wytwórczymi i układami FACTS, w których skład wchodzi magazyny energii [3].

W tym celu stworzono model regulatora przedstawiony na rys. 4. Sygnał wyjściowy regulatora opisany jest następującym równaniem (3), gdzie: f – częstotliwość układu [p.u.], H_v – inercja wirtualna [s].

$$\Delta P = f \cdot \frac{df}{dt} \cdot H_v \quad (3)$$

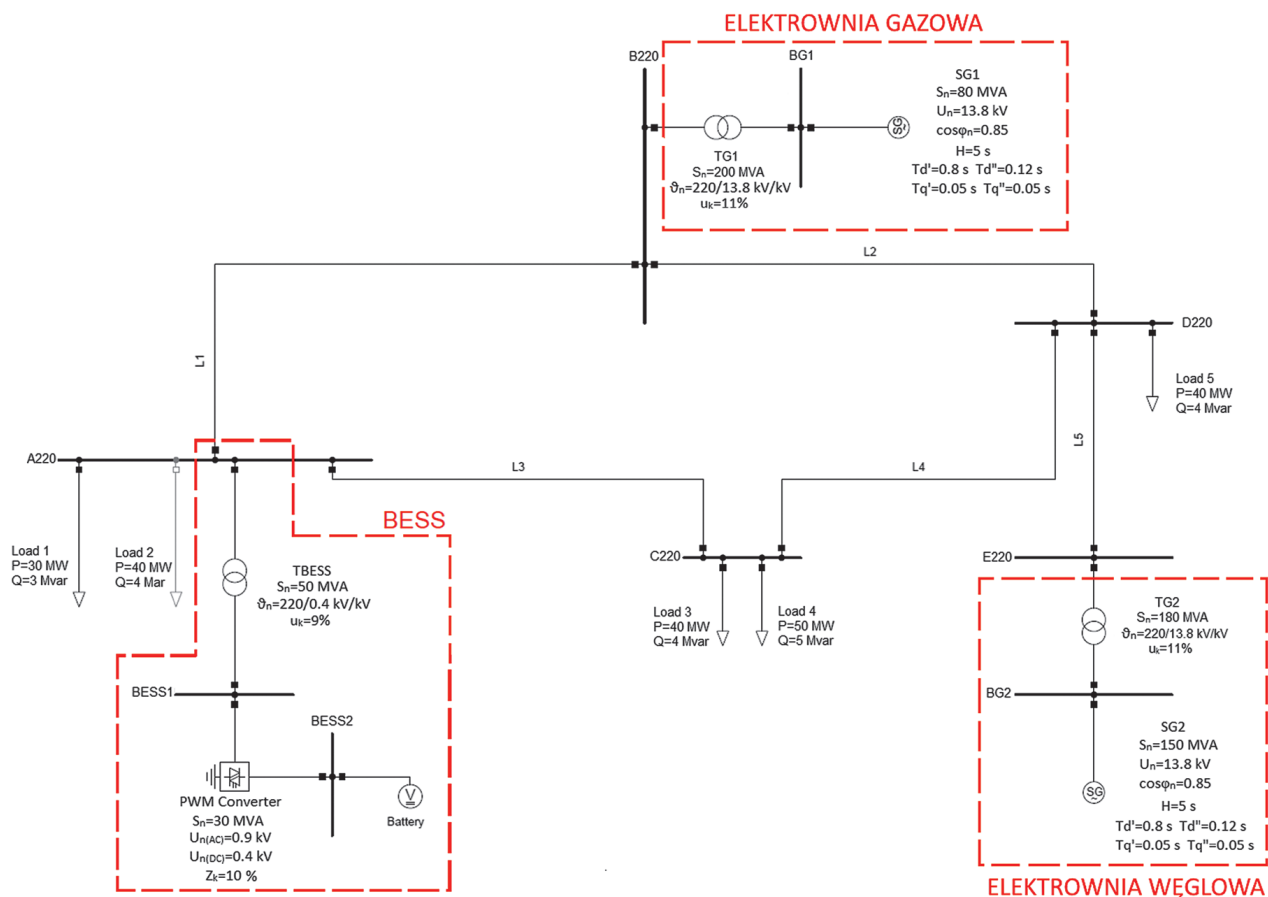
Podobnie jak w poprzednich przypadkach regulator został wyposażony w strefę nieczułości, która uniemożliwia wprowadzanie mocy do sieci przy odchyleniach częstotliwości mniejszych niż 10 mHz. Wartość wirtualnej inercji ustawiono na 100 s.

3. Model sieci WN

Model sieci wysokiego napięcia został utworzony w programie DIGSILENT PowerFactory (rys. 5). Jest to wydzielona sieć o napięciu znamionowym 220 kV i częstotliwości znamionowej 50 Hz pracująca wyspowo. Znajdują się w niej dwie elektrownie – węglowa i gazowa. Model elektrowni składa się z transformatora blokowego i generatora synchronicznego wyposażonego w regulator turbiny (gov) oraz automatyczną regulację napięcia (avr). BESS jest podłączony do węzła A220.

4. Wyniki symulacji

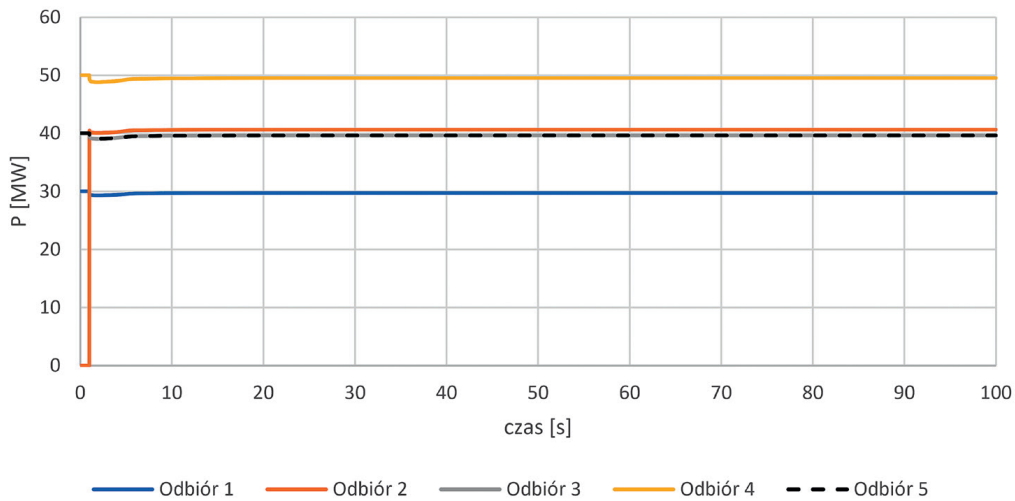
Badania polegały na załączeniu w pierwszej sekundzie trwania symulacji jednego z obciążeń, stanowiącego 25% aktualnego obciążenia systemu symulacji (rys. 6). Model obciążenia opisany jest następującą zależnością (4).



Rys. 5. Schemat modelowanej sieci pracującej wyspowo

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

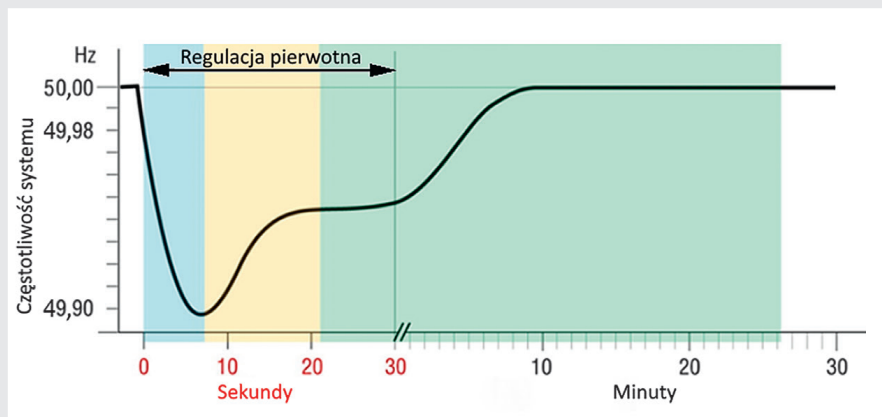
PL



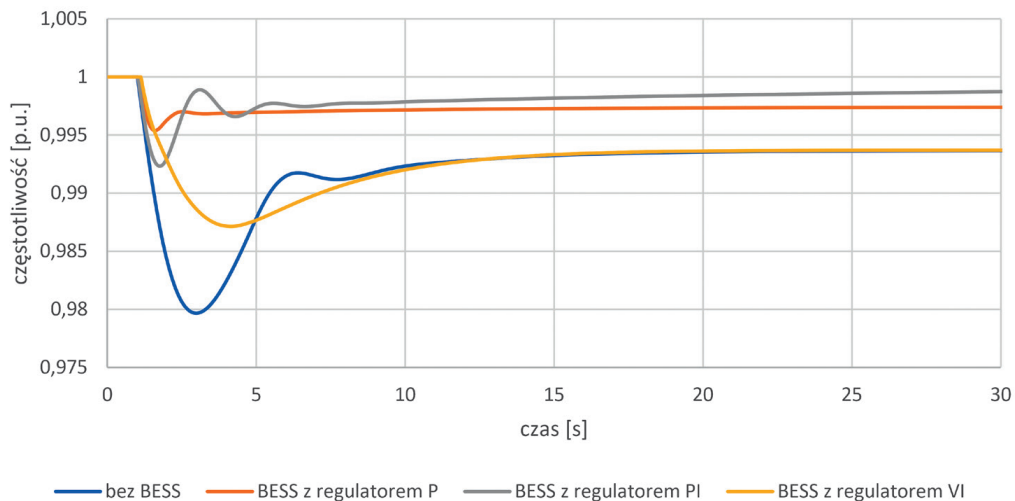
Rys. 6. Symulacja załączenia odbioru

$$P_d = P_0 \cdot \left[aP \cdot \left(\frac{|u|}{|u_{ini}|} \right)^{e_{aP}} \right] \cdot (1 + kpf \cdot \Delta f) \quad (4)$$

Wartości poszczególnych współczynników i wykładników wynoszą kolejno: $aP = 1$; $e_{aP} = 1,3$ oraz $kpf = 0,85$. Załączenie obciążenia Load 2 spowodowało zaburzenie bilansu mocy czynnej, skutkujące spadkiem częstotliwości w omawianej sieci. Zaburzenie bilansu mocy czynnej doprowadziło do zmiany częstotliwości systemu. Wyniki uzyskane w ramach



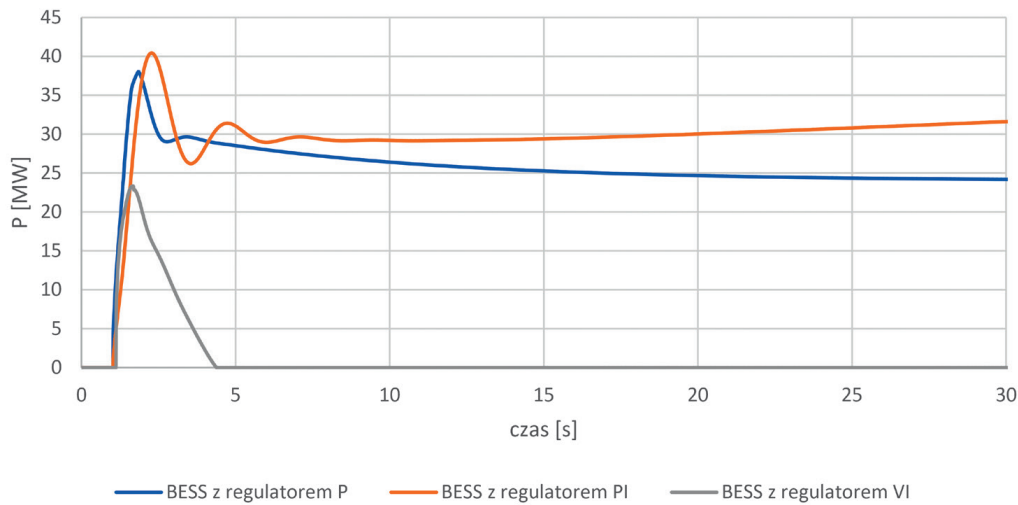
Rys. 7. Zakres regulacji pierwotnej częstotliwości [5]



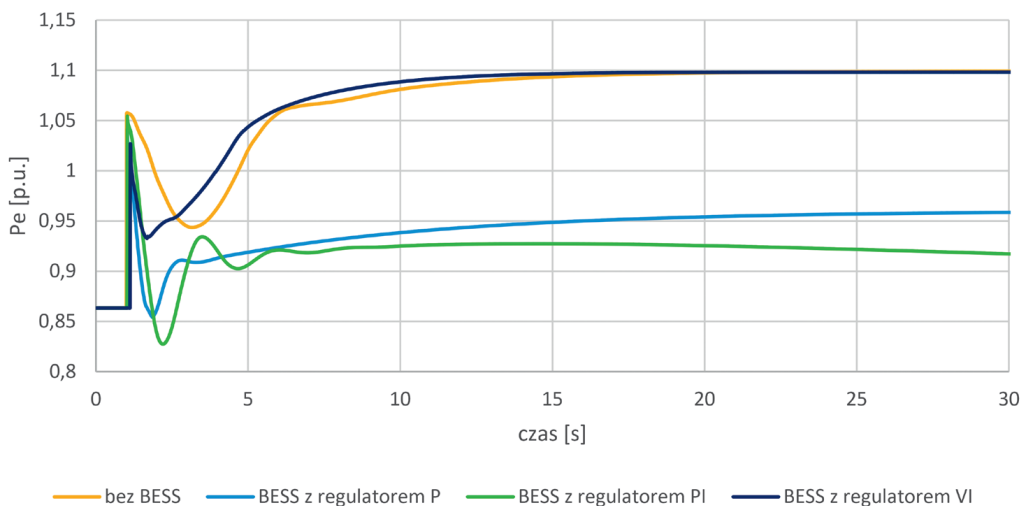
Rys. 8. Przebieg częstotliwości w czasie dla sieci z systemem BESS

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 9. Moc czynna oddawana przez przekształtnik PWM



Rys. 10. Elektrownia węglowa – moc elektryczna

przeprowadzonych symulacji pokazują, jak BESS może wspierać konwencjonalne jednostki wytwórcze podczas regulacji pierwotnej częstotliwości, której działanie obserwujemy w pierwszych 30 sekundach po wystąpieniu niezbilansowania mocy czynnej (rys. 7). Magazyn energii podłączono do węzła A220. Sprawdzono działanie układu regulacji BESS wyposażonego w opisane wcześniej regulatory częstotliwości. Na rys. 8 porównano wyniki symulacji dla sieci pozbawionej BESS oraz dla sieci wyposażonej w BESS i trzy różne regulatory częstotliwości.

W pierwszym scenariuszu BESS wyposażono w regulator częstotliwości typu droop. Działanie regulatora powoduje, że odchylenie częstotliwości w początkowej fazie osiąga najniższą wartość spośród wszystkich scenariuszy i wynosi zaledwie 0,46%. Regulatory wyposażone jedynie w człon proporcjonalny charakteryzują się niezerowym uchybem. Ustalona wartość odchylenia w badanym scenariuszu wynosi 0,26%, co odpowiada spadkowi częstotliwości równemu 130 mHz.

W kolejnym scenariuszu BESS wyposażono w regulator proporcjonalno-kałkujący. Z obserwacji wynika,

że maksymalna wartość odchylenia jest nieco wyższa niż w przypadku regulatora typu droop i wynosi 0,77%. Regulatory PI pozwalają na osiągnięcie zerowego uchybu. Wyniki przeprowadzonej symulacji pokazują, że w 30-sekundowym okresie przeznaczonym na regulację pierwotną BESS wyposażony w regulator PI pozwala na osiągnięcie niższego spadku częstotliwości, tj. 0,13%, co odpowiada 64 mHz.

W ostatnim etapie przeprowadzono symulację pracy BESS wyposażonego w regulator VI. Maksymalna wartość odchylenia wyniosła 1,29%. Uchyb ustalony częstotliwości osiągnął taką samą

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

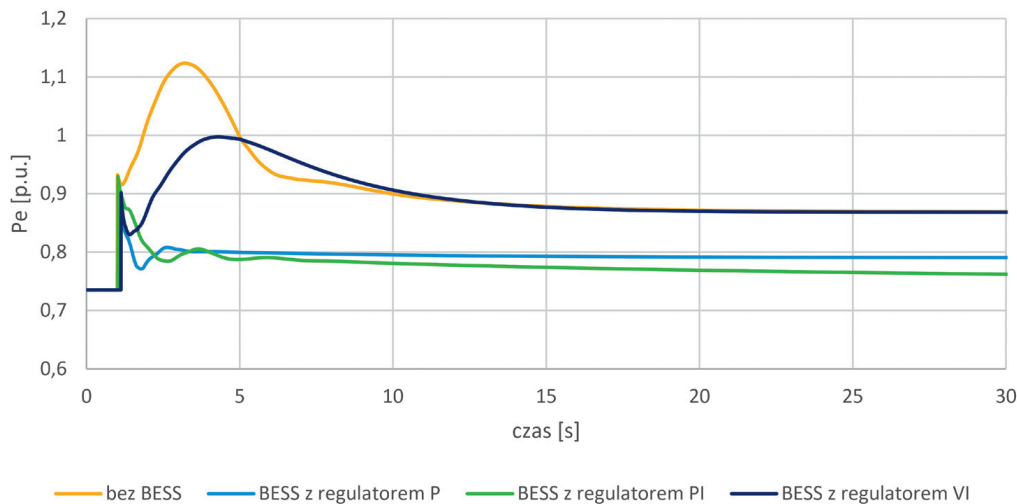
wartość jak w przypadku braku BESS w węźle A220, tj. 0,63%, co oznacza 315 mHz. Po wprowadzeniu wirtualnej inercji do układu wykres częstotliwości charakteryzuje się brakiem oscylacji. Po wystąpieniu zaburzenia bilansu mocy czynnej zaobserwowano znacznie większy spadek częstotliwości niż w przypadku pozostałych dwóch regulatorów. Na rys. 9 przedstawiono wykres mocy czynnej oddawanej przez przekształtnik PWM dla omawianych typów regulatorów częstotliwości BESS. Po zastosowaniu regulatora proporcjonalnego oraz proporcjonalno-całkującego początkowa reakcja systemu jest

zbliżona. Regulator z członem proporcjonalnym zareagował nieco szybciej na zakłócenie, co miało bezpośredni wpływ na mniejsze odchylenie częstotliwości. W dalszej części symulacji zauważalne jest działanie członu całkującego, dzięki któremu moc wprowadzana do sieci wzrasta. Ma to bezpośredni wpływ na osiągnięcie zerowego uchybu częstotliwości. Wartość mocy czynnej oddawanej do układu w przypadku regulatora proporcjonalnego zmniejsza się po skorygowaniu odchylenia początkowego aż do osiągnięcia ustalonej odchyłki częstotliwościowej. Regulator częstotliwości VI powoduje,

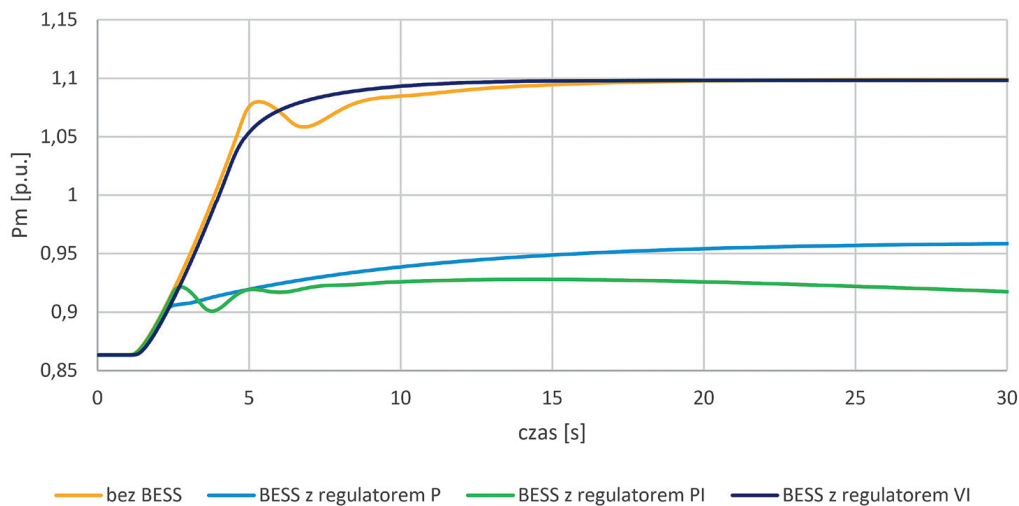
że w krótkim czasie do systemu udostępniona zostaje określona ilość mocy. Praca tego regulatora zauważalna jest tylko w początkowym etapie zaburzenia. W rezultacie system wyposażony w taki regulator charakteryzuje się reakcją zbliżoną do systemu o większej naturalnej inercji.

Na rys. 10 i 11 przedstawiono przebiegi mocy elektrycznej na zaciskach generatorów elektrowni węglowych i gazowych.

Powyższe wykresy potwierdzają zaobserwowane różnice pomiędzy działaniem zastosowanych typów regulatorów częstotliwości. Działanie regulatorów



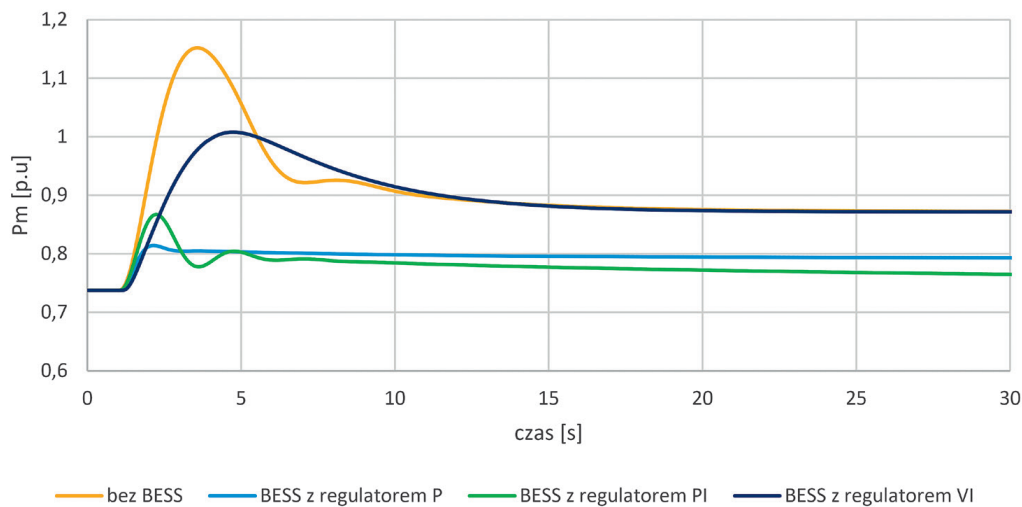
Rys. 11. Elektrownia gazowa – moc elektryczna



Rys. 12. Elektrownia węglowa – moc mechaniczna

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 13. Elektrownia gazowa – moc mechaniczna

droop i PI prowadzi do mniejszych zmian w generowanej przez elektrownie mocy czynnej. Porównując reakcje systemu bez BESS i z BESS wyposażonym w regulator z wirtualną inercją, można zaobserwować, że po zastosowaniu BESS system lepiej reaguje na zakłócenie – nie występują oscylacje, a moc zmienia się mniej dynamicznie. W początkowej fazie skutki zaburzenia eliminowane są przez elektrownię gazową, charakteryzującą się znacznie szybszym działaniem niż elektrownia z turbiną parową. Reakcję elektrowni węglowej można zaobserwować dopiero po kilku sekundach, gdy wytwarzana przez nią moc czynna wzrasta na rzecz zmniejszającej się mocy generowanej przez elektrownię gazową.

Zespoły turbinowe elektrowni węglowych i gazowych są maszynami o dużych masach własnych. Moc mechaniczna na wale turbiny, w przeciwieństwie do mocy elektrycznej na zaciskach generatora, nie może zmieniać się w sposób skokowy. Wynika to z dużej inercji tych układów. Wykresy przedstawiające moc mechaniczną (rys. 12 i 13) pokazują, że wprowadzenie wirtualnej inercji powoduje mniej gwałtowne zmiany momentu na wale turbiny. Zaobserwowane dla pozostałych przypadków przebiegi mocy mechanicznych charakteryzują się występowaniem oscylacji, które mogą być przyczyną powstawania drgań powodujących szybsze zmęczenie materiału turbosespołu.

5. Podsumowanie

W niniejszym artykule zaproponowano trzy metody sterowania BESS w ramach regulacji pierwotnej częstotliwości wydzielonej sieci elektroenergetycznej. Pierwsze dwie oparto na klasycznych regulatorach P i PI. Wyniki uzyskane dla tych regulatorów wskazują, że odpowiedź częstotliwościowa systemu wspomaganego BESS jest pożądana z punktu widzenia jego stabilnej pracy. Maksymalne spadki częstotliwości po wystąpieniu zaburzenia bilansu mocy czynnej są znacznie mniejsze, tj. 700 mHz dla regulatora P i 630 mHz dla regulatora PI.

Problem zmniejszającej się inercji systemów elektroenergetycznych, wynikający z rosnącego udziału źródeł odnawialnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, jest niezwykle istotny w kontekście stabilnej pracy systemu. W niniejszym opracowaniu zaprezentowano również, w jaki sposób wprowadzenie wirtualnej inercji wpływa na odpowiedź częstotliwościową. Wprowadzenie wirtualnej inercji do układu, poprzez szybkie udostępnienie mocy z baterii, powoduje mniej gwałtowne zmiany częstotliwości oraz brak występowania oscylacji.

Wprowadzenie sztucznej inercji do systemu może pomagać w spełnieniu warunków dotyczących utrzymania wymaganych wartości RoCoF, coraz częściej ustalanych przez operatorów sieci przesyłowych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Jednym z ważniejszych parametrów decydujących o jakości energii elektrycznej jest współczynnik zawartości wyższych harmonicznych (THD), będący miarą zniekształceń nieliniowych. Przyczyną zniekształceń jest nieliniowa zależność prądowo-napięciowych elementów, z których zbudowany jest przekształtnik PWM. Istotne jest zatem, aby w razie kontynuowania rozważań dotyczących współpracy układów FACTS z systemem przeprowadzić analizę ich oddziaływania na jakość energii elektrycznej pod kątem generowanych przez nie zniekształceń.

Bibliografia

1. Gonzalez-Longatt F.M. i in., Inertial Frequency Response provided by Battery Energy Storage Systems: Probabilistic Assessment, 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 2016, s. 403–409.
2. DiGSILENT PowerFactory, Battery Energy Storing Systems, Application Example, Gomaringen, Niemcy, 2010.
3. Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J., Wpływ wirtualnej inercji na system elektroenergetyczny, *Przegląd Elektrotechniczny* 2019, nr 2, s. 25–28.
4. Domachowski Z., Automatyka i robotyka: podstawy, Gdańsk 2003.
5. Schneider K.P. i in., Improving Primary Frequency Response to Support Networked Microgrid

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 21–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- Operations, *IEEE Transactions on Power Systems* 2019, Vol. 34, No. 1.
6. Sutkowski M., Sumara A., Gaz i węgiel w elektrowniach oraz elektrociepłowniach, *Paliwa i Energetyka* 2013, nr 1.
7. Alhejaj S.M., Gonzalez-Longatt F.M., Impact of Inertia Emulation Control of Grid-Scale BESS on Power System Frequency Response, 2016 International Conference for Students on Applied Engineering (ICSAE), IEEE, 2017.

Paweł Sutkowski

Politechnika Gdańska

mgr inż.

e-mail: pawelsutkowski@outlook.com

Absolwent studiów II stopnia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, gdzie uzyskał tytuł inżyniera na kierunku energetyka (2019) oraz tytuł magistra na kierunku elektrotechnika (2020). Brał udział w wymianie studenckiej w ramach programu Erasmus+ na Wydziale Elektrycznym Uniwersytetu w Lublanie, gdzie był częścią zespołu pracującego nad projektem związanym z eksploatacją systemu elektroenergetycznego Słowenii w warunkach krytycznych. Jego zainteresowania naukowe to: regulacja częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, magazynowanie energii elektrycznej, wysokonapięciowe układy przesyłowe prądu stałego, odnawialne źródła energii i energetyka wiatrowa.

Radosław Horbik

Politechnika Gdańska

mgr inż.

e-mail: radek.horbik@gmail.com

Absolwent studiów I stopnia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, gdzie uzyskał tytuł inżyniera na kierunku energetyka (2019) oraz tytuł magistra na kierunku elektrotechnika (2020). Brał udział w wymianie studenckiej w ramach programu Erasmus+ na Wydziale Elektrycznym Uniwersytetu w Lublanie, gdzie był częścią zespołu pracującego nad projektem związanym z eksploatacją systemu elektroenergetycznego Słowenii w warunkach krytycznych. Jego zainteresowania naukowe to: magazynowanie energii, smart grid, elektromobilność oraz smart home.

Urban Rudeż

dr inż.

Uniwersytet Lublański

e-mail: urban.rudez@fe.uni-lj.si

Tytuł inżyniera (2005) i doktora (2011) uzyskał na Uniwersytecie w Lublanie (Słowenia). Po ukończeniu studiów magisterskich przez dwa lata pracował w firmie Korona w Lublanie jako inżynier systemowy w Katedrze Energetyki. W 2007 roku rozpoczął pracę w Katedrze Systemów i Urządzeń Energetycznych na Wydziale Elektrycznym Uniwersytetu w Lublanie, gdzie nadal pracuje jako adiunkt. Obszary jego zainteresowań naukowych to przede wszystkim analiza dynamiki systemów energetycznych. Jest członkiem IEEE oraz Cigre (Paryż, Francja).