

Evaluation of Transmission Grid Voltage Impact on the Operation of Power Units' Auxiliary Systems

Authors

Józef Paska
 Mariusz Kłos
 Łukasz Rosłaniec
 Rafał Bielas
 Magdalena Błędzińska
 Marek Głaz

Keywords

power system emergency states, voltage stability, power units, supply of unit auxiliaries

Abstract

This paper presents the low voltage impact on the operation of critical auxiliaries of selected generation units in the national power system. Time limits are determined for the operation of these auxiliaries at low voltage in the power system and the acceptable reduced voltages in their secondary circuits at which the generation unit is capable of interoperation with the system. Upgrades of auxiliary systems are proposed which would enable interoperation of the unit and the system at significantly reduced system voltages.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015407

1. Introduction

Variability of the power system's operating conditions manifested by changes in nodal voltages forces the unit generators' operation with voltages other than the rated ones. A power plant's synchronous interoperation with the power system during periods of the system's transient overloads with active or inductive reactive power manifested by the presence of abnormally low voltage levels in the system's nodes is strongly dependent on:

- power output system topology
- plant's unit and overall auxiliaries' supply system topology
- generator's reactive power capacity
- unit generators' voltage regulation systems
- system substations topology.

Irrespective of the voltage conditions prevailing in the NPS, which have a direct impact on the performance of the turbogenerator unit connected to the system, the plant's auxiliaries responsible for its units' stable operation should retain their functionality. Each plant is equipped with many auxiliaries, such as pumps, fans, transport and fuel preparation equipment, deashing and deslagging equipment, guaranteed voltage systems, and lighting systems. Most of these devices are driven by electric motors. They are powered from their own distribution grid through separate transformers and switchgear. All these devices make up auxiliary systems and are directly responsible for ensuring the entire plant's high reliability. In modern power plants the auxiliary equipment consumes ca. 10% of their installed power

capacity. Interruptions in the auxiliaries' power supply can lead to shutdown of the boiler and turbine generator set, which may further lead to an avalanche voltage drop in subsequent system nodes, and ultimately lead to a severe system failure.

This paper analyses the impact of low voltages in the power system on generation unit performance, with particular emphasis on the adverse phenomena that determine the performance of the unit's priority auxiliaries.

2. Power unit's key elements in view of its proper performance at abnormally low voltages

A power unit's most important element, adversely impacted by lowered voltage on its HV busbars is, of course, its generator. However, the lowered voltage itself is generally not an immediate problem. The immediate threat is the increased current associated with maintaining or even increasing the power flow through the generator just when operating with a lowered voltage. The vast majority of generators in the NPS have been designed to operate within 95–105% of their nominal voltages. With the output of the entire allowable apparent power, a decrease in the voltage below 95% of its nominal value will launch the process of the generator's overheating due to exceeding its permissible current. The time span over which the generator must be shut down to prevent its possible overheating and the consequent damage, depends on many factors, the main ones being: the generator temperature before the overload, generator ambient

and coolant temperature, as well as the excess over the current limit.

Very large impact on the ability to retain the proper voltage at the generator terminals has the unit transformer. Most unit transformers in the NPS have the HV windings' nominal voltages higher than the nominal voltages of the HV grids to which they are connected. This is due to the fact that power plant nodes are the system's points, which by their nature operate with higher voltages. For this reason when the system voltage value drops, a unit with no on-load transformer tap regulation copes with more difficult operating conditions than a unit with such a regulator. And yet providing a unit with a transformer with an on-load tap regulator does not warrant maintaining the unit's continuous operation. This is because the control range of these regulators is limited, but also because they have a lock, which prevents switching the taps at the transformer's load with its nominal current.

Very important from the point of view of maintaining unit's proper operation is also powering its auxiliaries. Plant auxiliaries may be categorised in operational terms [1–8]. Usually, they are divided into three categories in order of importance:

- Category I – auxiliaries, the shutdown of which, even for a few seconds, interrupts the operation of a process-wise superior element, e.g. turboset or boiler. These devices' acceptable downtimes amount to a few seconds (e.g. boiler mills and fans – 4–8 sec., cooling water pump – ca. 10 sec., turbine set oil pump – 3–6 sec.).
- Category II – auxiliaries with acceptable down times of a few minutes, i.e. the time span necessary to manually activate (in the event of ATS malfunction) backup units or switch over to backup power supply.
- Category III – auxiliaries associated with the operation of a master equipment, which can be turned off for an extended period for repair or replacement, taking into account the capacity of the then used bunker.

Categories I and II include the unit auxiliaries directly related to the operation of boilers and turbine sets. Category III consists mainly of plant's general auxiliaries.

A large part of the most critical auxiliaries are simply powertrains – motors connected by mechanical connectors to the supply grid. Therefore, the safe limit voltage of the auxiliary power supply circuits amounts to 95% of the nominal voltage. It is also

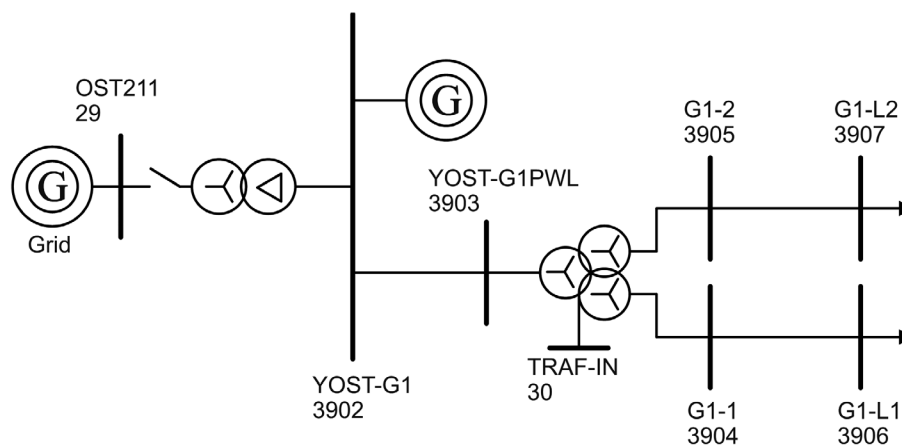


Fig. 1. Diagram of Ostrołęka Power Plant unit model

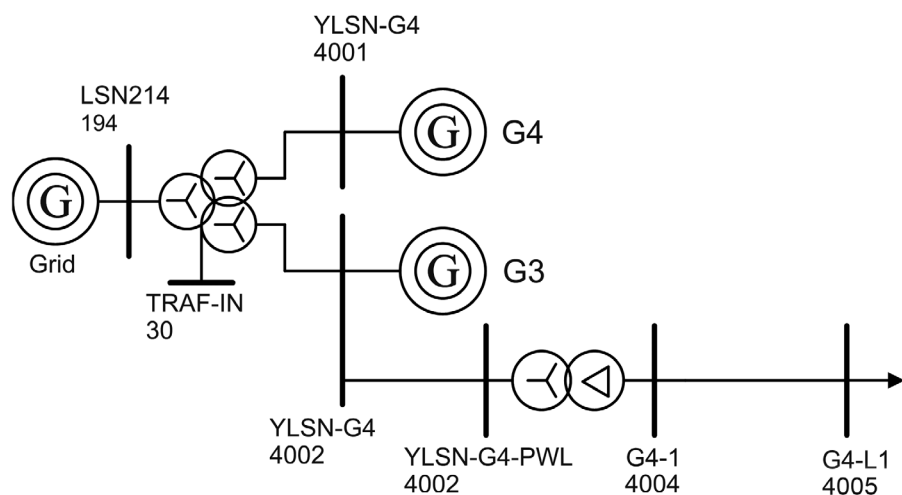


Fig. 2. Diagram of Zielona Góra CHP Plant unit model

related to the possibility of electric motors' overloading and overheating caused by the flow of a current beyond the acceptable limit, as is the case with generators.

When considering the acceptable voltages on the HV busbars of plant units in terms of the capacity to retain their continuous operation at abnormally low voltages, considered should be the possibility of maintaining the voltage at not less than 95% on the generator busbars and on the auxiliary power supply busbars. Only when these conditions are met, it's certain that the voltage level will not make the unit's shutdown necessary. The ability to maintain these levels depends on: the unit structure, generator parameters, available reactive power, and availability of on-load tap regulation of the unit transformer and auxiliary transformer.

3. Models of power units selected for feasibility study of continuous operation at lower voltages on HV busbars

In order to analyse the limit HV busbars voltages that allow for continuous operation, five simulation models were developed in PSLF environment [9]. Subject to the analysis were [10]:

- Ostrołęka Power Plant – Unit 1
- Pątnów Power Plant – Unit 9
- Bełchatów Power Plant – Unit 14
- Zielona Góra CHP Plant – combined cycle unit
- Opole Power Plant – Unit 3.

An example unit model developed in PSLF environment is shown in Fig. 1. This model consists of: busbar OST211 220 kV as the balancing node that retains the voltage independently of the power flow; unit transformer; busbar YOST-G1, to which the generator is connected; and three-winding transformer for supply of auxiliaries. In addition, the model was extended by additional (virtually zero-impedance) lines allowing for easier review of the current parameters.

Busbar TRAF-IN is an extra busbar required by PSLF program if a three-winding transformer is involved. It is the transformer's inner busbar and its parameters are not subject to analysis.

Baseline data (of transformers and generator) needed to develop these models were obtained courtesy of the analysed units' operators [11] and from the public domain.

A slightly more complex diagram of the simulation model was required for the CCGT unit of Zielona Góra CHP Plant. This is due to the presence of two turbines and two generators, as well as the use of a two-winding transformer to supply the auxiliaries. A diagram of this model is shown in Fig. 2.

As regards unit 14 in Bełchatów Power Plant, modelling was needed of two unit transformers in parallel, because such a system (due to the unit's considerable power) was applied there. A diagram of this unit's model is shown in Fig. 3.

Diagrams of the models of units from Opole and Pątnów power plants are not presented here, because they are the same as that of Ostrołęka Power Plant.

4. Results of simulation tests of the models

The models were tested under the following conditions:

- maximum active and reactive power outputs
- continuous, not transient nature of tested phenomena
- tap regulators in their limit positions.

The models were tested in many operating conditions (HV voltages), but two of these conditions are essential for the block's proper performance. The first is the condition whereby the MV auxiliaries supply can be maintained at 95% of its nominal value, while the second is the condition, whereby 95% of the generator busbars nominal voltage can be maintained.

In Tab. 1 results are compared of voltage analysis of the unit models. The best-prepared block to maintain the MV auxiliaries supply voltage within the allowable limits at a lowered HV busbars voltage is unit 14 in Bełchatów Power Plant. The MV auxiliaries supply voltage can be maintained even if the HV busbars voltage drops to 76% U_N . From the point of view of maintaining the generator in operation (within the limits of permissible voltage regulation) at lowered HV busbars voltage the best was the combined-cycle unit in CHP Plant Zielona Góra. Its generator is still operable at 83% U_N on HV busbars.

Analysis of the simulation models showed that the most unfavourable is the condition of Ostrołęka Power Plant, where on-load unit transformer tap regulation is not available. Therefore, the voltage required for proper operation of the generator can be maintained only when the unit HV busbars voltage is equal to or

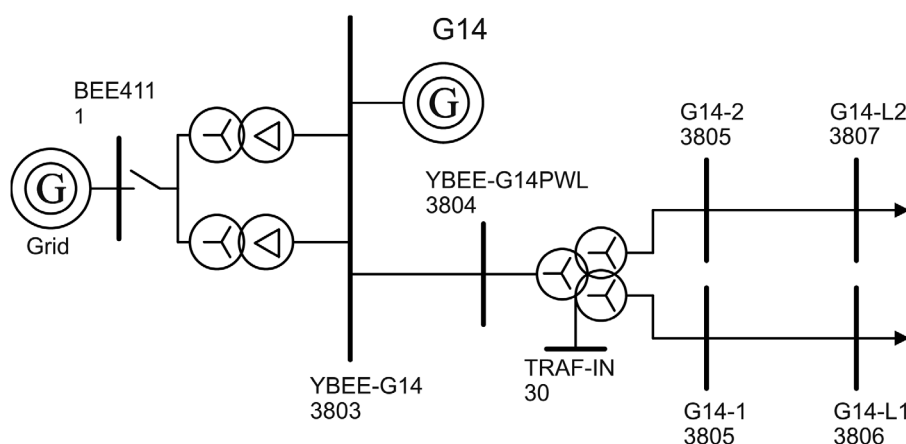


Fig. 3. Diagram of Bełchatów Power Plant unit model

	Ostrołęka Power Plant	Pątnów Power Plant	Bełchatów Power Plant	CHP Plant Zielona Góra	Opole Power Plant
Limit voltage on transmission grid busbars that allows to maintain the minimum (0.95) auxiliaries supply voltage [p.u.]	0.9	0.83	0.76	0.81	0.8
Limit voltage on transmission grid busbars that allows to maintain the minimum (0.95) generator voltage [p.u.]	1.05	0.94	0.88	0.83	0.89

Tab. 1. Results of the analysis of HV busbars voltage required for proper operation of the analysed units

exceeds 105% of its nominal value. This high value is related to such design of the unit transformer that its nominal higher voltage exceeds the nominal voltage of the grid to which it is connected. Such a unit transformer design is consistent with the art of engineering, as power plant nodes of power systems operate by their nature with higher voltages than load nodes. In order to maintain the voltage required for auxiliaries supply, the tested Ostrołęka Power Plant unit requires at least 90% of the nominal HV busbars voltage.

5. Conclusions of the study

This analysis shows that newly built units connected to the NPS are much more resistant to lower voltage on HV busbars than those in use so far. This is because the new units' transformers are provided with on load tap regulators. It also shows that the existing units' modernization should include the installation of transformers with adjustable taps. Furthermore, to the extent possible the tap regulation should be possible even when the unit transformer current slightly exceeds its nominal value. This will allow further tap regulation at lower voltages in the NPS, which will be characterized by higher dynamics.

The study also shows that the impact of a generator's reactive power output on improvement of the generator's and/or the auxiliaries' voltage level is small. This is related to unit transformers' low impedance, which, as such, causes no a significant voltage drop.

REFERENCES

1. ABB Energy Efficiency Handbook: Power Generation – Energy Efficient Design of Auxiliary Systems in Fossil-Fuel Power Plants. ABB and Rocky Mountain Institute (USA).
2. S. Andrzejewski, „Podstawy projektowania siłowni ciepłych” [Basics of thermal power stations designing], WNT, Warszawa, 1972.
3. W. Gosztowt, „Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle” [Electric power management in industry], WNT, Warszawa, 1971.
4. Z. Mroczkowski, „Układy elektryczne potrzeb własnych elektrowni parowych” [Electric auxiliaries of steam power plants], WNT, Warszawa, 1968.
5. L. Nehrebecki, „Elektrownie ciepłe” [Thermal power plants], WNT, Warszawa, 1974.
6. J. Paska, Wytwarzanie energii elektrycznej [Electricity generation], “Warsaw University of Technology Publishers”, Warszawa, 2005.
7. M. Pawlik, F. Strzelczyk, „Elektrownie” [Power plants], WNT Warszawa, 2009.
8. “Poradnik inżyniera elektryka” [Electrical engineer's handbook], WNT, Warszawa, 2011.
9. GE PSLF User's Manual.
10. “Wpływ niskich poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym na pracę bloku wytwórczego na przykładzie wybranych elektrowni KSE ze szczególnym uwzględnieniem układów potrzeb własnych bloku” [Impact of low voltages in the power system on generation unit performance, on the example of selected power plants in the NPS with particular focus on unit auxiliaries], study commissioned by PSE Operator SA, Institute of Electrical Power Engineering, Warsaw University of Technology, Stage 1 – November 2013, Stage 2 – December 2014.
11. Documentation of the auxiliaries provided by power plants Ostrołęka, Bełchatów, Opole, Pątnów, and CHP plant Zielona Góra.

Józef Paska

Warsaw University of Technology

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

A graduate of Warsaw University of Technology. A professor of technical sciences since 2007. Full professor, Head of the Division of Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology, member of the Committee of Energy Problems of the Polish Academy of Sciences, chairman of the Committee for Nuclear Energy of SEP (Association of Polish Electrical Engineers). His scientific interests are focused on power generation technology, including distributed RES generation, electrical power management and economics, power system reliability and power supply security. Author of over 270 articles and papers and 11 monographs and academic textbooks.

Mariusz Kłos

Warsaw University of Technology

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Graduated as M.Sc. Eng. from the Faculty of Electrical Engineering at Warsaw University of Technology (2002). He earned his doctoral degree in 2007. Since 2006 in the Division of Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology. In 2011 he took a six-month internship at the Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

His scientific interests are generally concentrated on the means of effective integration of generation units operated in various technologies (especially alternative and RES tech.), and the integration of energy storages with the power system with the use of power electronic systems. Another area of interest is hybrid generation systems and standalone power micro-systems (AC and DC microgrids), in technical and economic terms alike.

Łukasz Rosłaniec

Warsaw University of Technology

e-mail: Lukasz.Roslaniiec@ien.pw.edu.pl

Graduated as M.Sc. Eng. in 2008. That same year he undertook doctoral studies at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology. In 2009 he took a four-month internship at RWTH Aachen in Germany. In 2011 he took a six-month internship at the Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. In 2014 he defended his doctoral thesis, which was awarded in a competition organised by Energa SA. Now an assistant professor at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology.

His research focuses mainly on the issue of transfer of power from distributed energy sources to the grid. Also of particular interest are problems associated with improving power quality, highly efficient electrical energy conversion, and converters for distributed energy sources.

Rafał Bielas

Warsaw University of Technology

e-mail: bielasr@ee.pw.edu.pl

Graduated as M.Sc. Eng. from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 2014. In the same year he began third degree studies at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology.

His main professional interests include the use of energy storage in power grids, and RES-based power generation.

Magdalena Błędzińska

Warsaw University of Technology

e-mail: bledzinm@ee.pw.edu.pl

Graduated as M.Sc. Eng. from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 2014, specialty Electrical Power Engineering. In the same year she began her PhD studies at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology. During the M.Sc. studies she took a 3-months internship at the Fachhochschule Koln in Germany.

Her main scientific interest is the operation of distributed energy sources in the structure of microgrid. In her researches she focuses on the mechanism of control and management of microgrid, in particular, she is interested in integration of distributed sources, control power flows and efficient use of energy storage.

Marek Głaz

Polish Power Grid Company

e-mail: marek.glaz@pse.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1992, specialty Electric Power Systems and Networks. From the beginning of his professional carrier with the Polish Power Grid Company as specialist in the fields of exploitation and operation of the National Power System. His scientific interests are focused on power system control, relays, and dynamic stability of power system.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 78–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Ocena wpływu poziomu napięcia w sieci przesyłowej na funkcjonowanie układów potrzeb własnych bloków energetycznych

Autorzy

Józef Paska
 Mariusz Kłos
 Łukasz Rosłaniec
 Rafał Bielas
 Magdalena Błędzińska
 Marek Głaz

Słowa kluczowe

stany awaryjne systemu elektroenergetycznego, stabilność napięciowa, bloki energetyczne, zasilanie potrzeb własnych

Streszczenie

W artykule przedstawiono wpływ niskich poziomów napięć na funkcjonowanie newralgicznych odbiorników układów potrzeb własnych, wybranych bloków wytwórczych pracujących w KSE. Określono graniczne czasy pracy dla tych odbiorników przy niskich poziomach napięć w KSE oraz dopuszczalne, zaniżone poziomy napięć w obwodach wtórnych układów potrzeb własnych rozpatrywanych bloków wytwórczych, przy których blok wytwórczy jest w stanie współpracować z systemem elektroenergetycznym. Zaproponowano sposoby modernizacji układów potrzeb własnych umożliwiające współpracę bloku wytwórczego z KSE, przy znacznie zaniżonych napięciach w systemie elektroenergetycznym.

1. Wstęp

Zmienność stanów pracy systemu elektroenergetycznego, objawiająca się zmianami napięć węzłowych, wymusza pracę generatorów blokowych z napięciami innymi niż znamionowe. Synchroniczna współpraca elektrowni z systemem elektroenergetycznym w okresach chwilowych przeciążeń systemu mocą czynną lub bierną indukcyjną, objawiających się występowaniem zaniżonych poziomów napięć w węzłach systemowych, jest ściśle zależna od:

- topologii układu wyprowadzenia mocy
- topologii układu zasilania potrzeb własnych blokowych i ogólnych elektrowni
- zdolności wytwarzania mocy biernej rozpatrywanego generatora
- zastosowanych układów regulacji napięcia generatorów blokowych
- topologii stacji systemowych.

Niezależnie od warunków napięciowych panujących w KSE, mających bezpośredni wpływ na pracę turbogeneratora blokowego dołączonego do systemu, układy pomocnicze elektrowni odpowiedzialne za stabilną pracę bloku/ów powinny zachować swoją funkcjonalność. Każda elektrownia jest wyposażona w wiele urządzeń pomocniczych, takich jak: pompy, wentylatory, urządzenia do transportu i przygotowania paliwa, urządzenia do usuwania popiołu i żużła, układy napięcia gwarantowanego, instalacje oświetleniowe. Większość tych urządzeń jest napędzana za pomocą silników elektrycznych. Są one zasilane z własnej sieci rozdzielczej za pośrednictwem oddzielnych transformatorów i rozdzielni. Wszystkie te urządzenia tworzą układy potrzeb własnych (UPW) i są bezpośrednio odpowiedzialne za zapewnienie wysokiej niezawodności pracy całej elektrowni. W nowoczesnych

elektrowniach moc wszystkich urządzeń potrzeb własnych wynosi ok. 10% mocy zainstalowanej elektrowni. Przerwy w zasilaniu układu potrzeb własnych mogą doprowadzić do wyłączenia z ruchu kotła i turbozespołu, co może dalej pociągnąć za sobą lawinowy spadek napięcia w kolejnych węzłach systemowych i w efekcie doprowadzić do ciężkiej awarii systemowej.

Niniejszy artykuł dotyczy analizy wpływu niskich poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym na pracę bloku wytwórczego, ze szczególnym uwzględnieniem negatywnych zjawisk determinujących pracę priorytetowych urządzeń układów potrzeb własnych bloku.

2. Najważniejsze elementy bloku energetycznego z punktu widzenia poprawnej pracy przy zaniżonych napięciach

Najważniejszym urządzeniem bloku energetycznego, na które negatywny wpływ ma zaniżona wartość napięcia na szynach WN, jest oczywiście generator. Niemniej jednak samo zniżenie napięcia nie stanowi na ogół bezpośredniego problemu. Bezpośrednim zagrożeniem jest zwiększony przepływ prądu związany z utrzymywaniem lub nawet zwiększaniem przepływu mocy przez generator właśnie w stanie pracy z zaniżonym napięciem. Zdecydowana większość generatorów pracujących w KSE została zaprojektowana do pracy w zakresie 95–105% napięcia nominalnego. W przypadku generacji całej dopuszczalnej mocy pozornej obniżenie się wartości napięcia poniżej 95% napięcia nominalnego rozpocznie proces przegrzewania generatora związany z przekroczeniem dopuszczalnych wartości prądu. Czas, w trakcie którego nastąpi konieczność odłączenia generatora ze względu na możliwość jego przegrzania i w konsekwencji uszkodzenia,

zależy od wielu czynników, z których główne to: temperatura generatora przed przeciążeniem, temperatura otoczenia generatora i jego chłodziwa, a także wielkość przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu.

Bardzo duży wpływ na możliwość utrzymania poprawnego napięcia na zaciskach generatora ma transformator blokowy. W KSE większość transformatorów blokowych ma wyższą wartość napięcia nominalnego uzwojenia WN niż nominalna wartość napięcia w sieci WN, do której jest przyłączony. Związane jest to z faktem, że węzły elektrowniane są punktami systemu, które z natury pracują z podwyższonym napięciem. Z tego powodu blok, który nie posiada podobciążeniowego regulatora zaczeów transformatora, w sytuacji, gdy wartość napięcia w KSE spada, ma utrudnione warunki pracy w stosunku do bloku, który taki regulator posiada. Wyposażenie bloku energetycznego w transformator z podobciążeniowym regulatorem zaczeów nie jest jednak gwarantem utrzymania bloku w pracy ciągłej. Dzieje się tak, gdyż regulatory te mają ograniczony zakres regulacji, ale także dlatego, że posiadają blokadę, która uniemożliwia przełączanie zaczeów przy obciążeniu transformatora prądem nominalnym.

Bardzo ważne z punktu widzenia utrzymania poprawnej pracy bloku jest także zasilanie układu potrzeb własnych. Urządzenia układu potrzeb własnych elektrowni można kategoryzować pod względem ruchowym [1–8]. Zwykle dzieli się je na trzy kategorie pod względem ważności:

- Kategoria I – należą do niej urządzenia pomocnicze, których nawet kilkusekundowe unieruchomienie powoduje zatrzymanie ruchu urządzenia technologicznie nadrzędne: turbozespołu

lub kotła. Czasy dopuszczalnych przerw w ruchu dla tych urządzeń wynoszą do kilku sekund (np.: młyny i wentylatory kotłowe – 4–8 s, pompa wody chłodzącej – ok. 10 s, pompa olejowa turbozespołu – 3–6 s).

- Kategoria II – to urządzenia, w przypadku których dopuszcza się kilkuminutowe przerwy w ruchu, na czas niezbędny do ręcznego uruchomienia (w przypadku błędu automatyki SZR) jednostek rezerwowych lub przełączenia na zasilanie rezerwowe.
- Kategoria III – zaliczają się do niej urządzenia związane z ruchem urządzenia nadrzędnego, które można wyłączyć na dłuższy okres w celu dokonania naprawy lub wymiany przy uwzględnieniu wydajności wykorzystywanego w tym czasie zasobnika.

Do kategorii I i II należą urządzenia potrzeb własnych blokowych związane bezpośrednio z ruchem kotłów i turbozespołów. Do kategorii III należą głównie urządzenia potrzeb własnych ogólnych.

Znaczna część najbardziej newralgicznych urządzeń potrzeb własnych to po prostu układy napędowe – silniki przyłączone przez łączniki mechaniczne do sieci zasilającej. W związku z tym graniczną bezpieczną wartością napięcia zasilającego układy potrzeb własnych jest 95% napięcia nominalnego. Związane jest to także z możliwością przeciążenia i przegrzania silnika elektrycznego, spowodowanego przepływem prądu o wartości wyższej od dopuszczalnej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku generatorów.

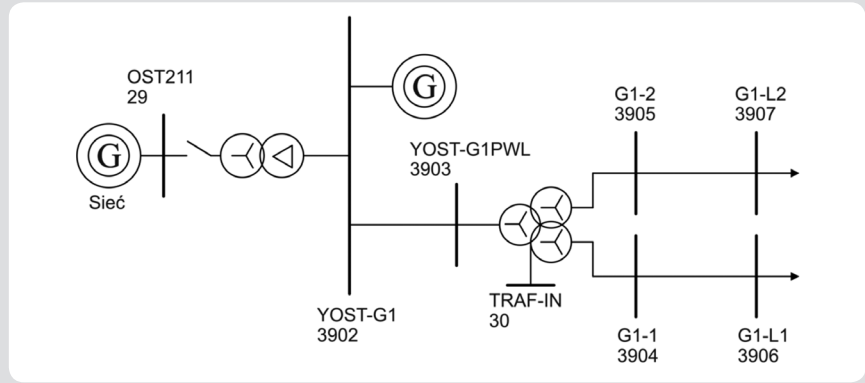
Rozpatrując dopuszczalne poziomy napięć na szynach WN bloków w elektrowniach, pod względem możliwości utrzymania ich w pracy ciągłej przy zaniżonych napięciach, należy rozważyć możliwość utrzymania wartości napięcia nie niższej niż 95% na szynach generatora oraz na szynach zasilających układy potrzeb własnych. Jedynie przy spełnieniu tych warunków istnieje pewność, że poziom napięcia nie wywoła konieczności wyłączenia bloku. Możliwość utrzymania tych poziomów zależy od: struktury bloku, parametrów generatora, dostępnej mocy biernej, możliwości podobciążeniowej regulacji zacząpów transformatora blokowego oraz transformatora odczepowego.

3. Modele wybranych bloków energetycznych do analizy możliwości pracy ciągłej przy obniżonych wartościach napięcia na szynach WN

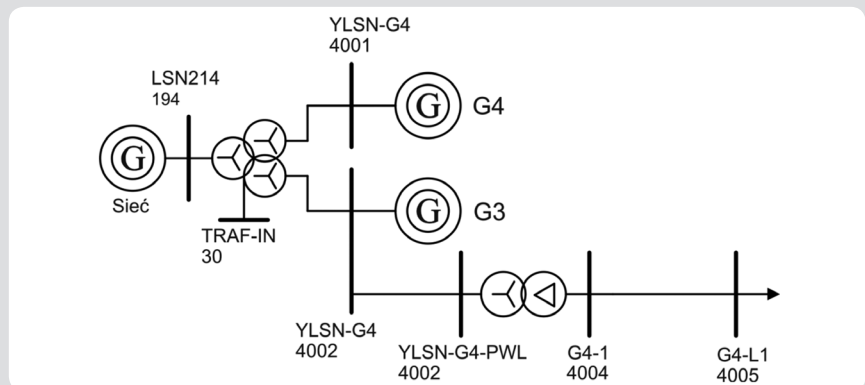
W celu przeanalizowania granicznych wartości napięcia na szynach WN pozwalających na ciągłą pracę zbudowano pięć modeli symulacyjnych w środowisku PSLF [9]. Analizie poddano [10]:

- Elektrownię Ostrołęka – Blok 1
- Elektrownię Pątnów – Blok 9
- Elektrownię Bełchatów – Blok 14
- Blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Zielona Góra
- Elektrownię Opole – Blok 3.

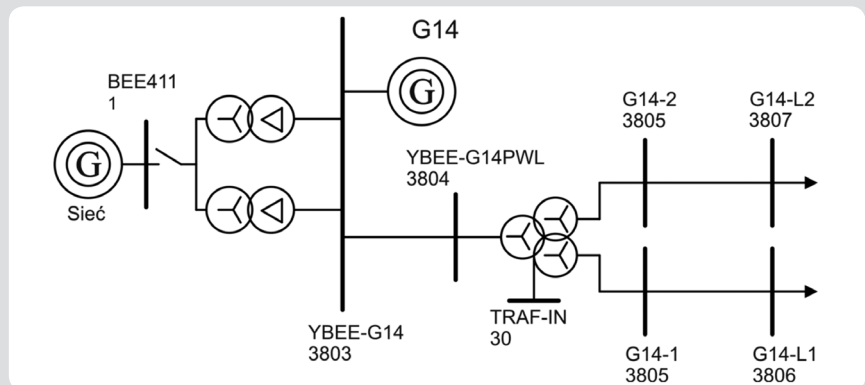
Przykładowy model bloku wykonany w środowisku PSLF zaprezentowano na rys. 1. Model ten składa się z: szyny OST211 220 kV, użytej jako węzeł bilansujący utrzymujący wartość napięcia niezależnie od przepływu mocy, transformatora



Rys. 1. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrowni Ostrołęka



Rys. 2. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrociepłowni Zielona Góra



Rys. 3. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrowni Bełchatów

	Elektrownia Ostrołęka	Elektrownia Pątnów	Elektrownia Bełchatów	Elektrociepłownia Zielona Góra	Elektrownia Opole
Graniczna wartość napięcia na szynach sieci przesyłowej pozwalająca utrzymać minimalne (0,95) napięcie zasilające potrzeby własne [p.u.]	0,9	0,83	0,76	0,81	0,8
Graniczna wartość napięcia na szynach sieci przesyłowej pozwalająca utrzymać minimalne (0,95) napięcie generatora [p.u.]	1,05	0,94	0,88	0,83	0,89

Tab. 1. Wyniki analizy wymaganych poziomów napięcia po stronie szyn WN do utrzymania poprawnej pracy analizowanych bloków

blokowego, szyny YOST-G1, do której przyłączony jest generator, oraz trójzwojowego transformatora zasilającego potrzeby własne. Ponadto model rozszerzono o dodatkowe (praktycznie bezimpedancyjne) linie pozwalające na łatwiejszy podgląd parametrów prądu. Szyna TRAF-IN jest dodatkową szyną wymaganą przez program PSLF w przypadku zastosowania transformatora trójzwojowego. Jest to szyna wewnętrzna transformatora i jej parametry nie podlegały analizie.

Dane bazowe (transformatorów oraz generatora) potrzebne do stworzenia omawianych modeli otrzymano dzięki uprzejmości operatorów analizowanych bloków [11] oraz przy wykorzystaniu ogólnodostępnych danych.

Nieco bardziej złożony schemat modelu symulacyjnego był wymagany w przypadku bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Zielona Góra. Związane jest to z obecnością dwóch turbin oraz dwóch generatorów, a także z zastosowaniem transformatora dwuzwojowego do zasilania potrzeb własnych. Schemat tego modelu zaprezentowano na rys. 2.

W przypadku bloku 14 Elektrowni Bełchatów zachodziła potrzeba modelowania dwóch transformatorów blokowych połączonych równolegle, ponieważ taki właśnie układ (ze względu na znaczną moc bloku) został tam zastosowany. Schemat modelu wspomnianego bloku został przedstawiony na rys. 3.

Schematy modeli bloków Elektrowni Opolo oraz Elektrowni Pątnów nie zostały przedstawione w artykule, gdyż są one identyczne jak dla Elektrowni Ostrołęka.

4. Wyniki badań symulacyjnych opracowanych modeli

Opracowane modele przebadano przy spełnieniu następujących warunków:

- bloki generowały maksymalną moc czynną i bierną
- badane zjawiska mają charakter ciągły, a nie przejściowy
- regulatory zaczepek osiągnęły swoje położenia graniczne.

Przygotowane modele sprawdzono w wielu stanach pracy (wartościach napięcia po stronie WN), niemniej jednak dwa z tych stanów są najistotniejsze z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania badanych bloków. Pierwszy to stan, w którym jest

możliwe utrzymanie napięcia zasilającego SN w UPW na poziomie 95% wartości nominalnej, natomiast drugi to stan, w którym jest możliwe utrzymanie 95% wartości nominalnej na szynach generatora. W tab. 1 przedstawiono zestawienie porównawcze wyników analiz napięciowych modeli rozpatrywanych bloków. Najlepiej przygotowanym blokiem do utrzymania napięcia SN UPW w granicach dopuszczalnych przy obniżeniu napięcia na szynach WN jest blok 14 Elektrowni Bełchatów. Utrzymanie napięcia na szynach SN UPW jest możliwe nawet wtedy, gdy napięcie na szynach WN spadnie do wartości 76% U_N . Z punktu widzenia możliwości utrzymania generatora w pracy (w granicach dopuszczalnej regulacji napięcia) przy zaniżonych napięciach na szynach WN, najlepszy okazał się blok gazowo-parowy Elektrociepłowni Zielona Góra. Praca generatora jest nadal możliwa przy 83% U_N na szynach WN. Analizy modeli symulacyjnych wykazały, że najbardziej niekorzystnie przedstawia się sytuacja w przypadku Elektrowni Ostrołęka, która nie posiada możliwości podobciążeniowej regulacji zaczepek transformatora blokowego. W związku z tym, utrzymanie napięcia wymaganego do poprawnej pracy generatora jest możliwe jedynie, gdy napięcie na szynach WN bloku jest równe lub przekracza 105% wartości nominalnej. Tak wysoka wartość jest związana z zaprojektowaniem transformatora blokowego w taki sposób, aby miał zawyżone napięcie nominalne górnej strony względem napięcia nominalnego sieci, do której strona ta jest przyłączona. Takie wykonanie transformatora blokowego jest zgodne ze sztuką inżynierską, ponieważ elektrowniane węzły systemów elektroenergetycznych pracują z natury z podwyższoną wartością napięcia w porównaniu z węzłami odbiorczymi. Badany blok Elektrowni Ostrołęka do utrzymania wymaganego poziomu napięcia w UPW wymaga napięcia o wartości przynajmniej 90% napięcia nominalnego na szynach WN.

5. Wnioski z przeprowadzonych badań

Wykonane analizy wykazały, że nowo budowane bloki dołączane do KSE są zdecydowanie bardziej odporne na obniżenie się napięcia na szynach WN niż bloki dotychczas użytkowane. Związane jest to z wyposażeniem nowo budowanych bloków w podobciążeniowe regulatory zaczepek transformatorów blokowych. Wynika z tego także, że modernizacja bloków dotychczas eksploatowanych powinna uwzględniać

instalowanie transformatorów blokowych z regulacją zaczepek. Ponadto w miarę możliwości regulacja zaczepek powinna być możliwa nawet w sytuacji, gdy prąd transformatora blokowego nieznacznie przekracza wartość nominalną. Umożliwi to dalszą regulację zaczepek przy obniżeniach wartości napięcia w KSE, które charakteryzować się będą większą dynamiką. Badania wskazują także, że niewielki wpływ na poprawę poziomu napięcia generatora lub UPW ma moc bierna wytwarzana przez generator. Ma to związek z niską impedancją transformatorów blokowych, która ze względu na swą wartość nie wywołuje znacznego spadku napięcia.

Bibliografia

1. ABB Energy Efficiency Handbook: Power Generation – Energy Efficient Design of Auxiliary Systems in Fossil-Fuel Power Plants. ABB and Rocky Mountain Institute (USA).
2. Andrzejewski S., Podstawy projektowania siłowni ciepłych, WNT, Warszawa 1972.
3. Gosztowt W., Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle, WNT, Warszawa 1971.
4. Mroczkowski Z., Układy elektryczne potrzeb własnych elektrowni parowych, WNT, Warszawa 1968.
5. Nehrebecki L., Elektrownie ciepłe, WNT, Warszawa 1974.
6. Paska J., Wytwarzanie energii elektrycznej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
7. Pawlik M., Strzelczyk F., Elektrownie, WNT, Warszawa 2009.
8. Poradnik inżyniera elektryka, WNT, Warszawa 2011.
9. GE PSLF User's Manual.
10. Wpływ niskich poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym na pracę bloku wytwórczego na przykładzie wybranych elektrowni KSE ze szczególnym uwzględnieniem układów potrzeb własnych bloku, praca dla PSE Operator SA, Instytut Elektroenergetyki PW. Etap I – listopad 2013, Etap II – grudzień 2014.
11. Dokumentacja dotycząca układów potrzeb własnych przekazana przez elektrownie: Ostrołęka, Bełchatów, Opolo, Pątnów i Elektrociepłownię Zielona Góra.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Mariusz Kłos

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2002). Stopień naukowy doktora uzyskał w 2007 roku. Od 2006 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej. W 2011 roku odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół sposobów efektywnej integracji jednostek wytwórczych różnych technologii (w szczególności odnawialnych i alternatywnych) oraz zasobników energii z systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu układów energoelektronicznych. Innym obszarem zainteresowań są hybrydowe układy wytwórcze i niezależne mikrosystemy elektroenergetyczne (mikrosieci AC i DC) zarówno w ujęciu technicznym, jak i ekonomicznym.

Łukasz Rosłaniec

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Lukasz.Roslaniec@ien.pw.edu.pl

Tytuł zawodowy magistra inżyniera otrzymał w 2008 roku. Tego samego roku został doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W 2009 roku odbył czteromiesięczny staż na RWTH Aachen w Niemczech. Natomiast w 2011 roku odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej.

W swoich badaniach koncentruje się głównie na zagadnieniu przekazywania energii z rozproszonych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. W obszarze jego zainteresowań znajdują się szczególnie problemy związane z poprawą jakości energii elektrycznej, wysokosprawną konwersją energii elektrycznej, przestąpnymi współpracującymi z rozproszonymi źródłami energii.

Rafał Bielas

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: bielasr@ee.pw.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, uzyskując w 2014 roku tytuł zawodowy magistra inżyniera elektryka. W tym samym roku rozpoczął studia III stopnia w Instytucie Elektroenergetyki na Politechnice Warszawskiej.

Wśród jego głównych zainteresowań zawodowych można wymienić zastosowanie zasobników energii w sieciach elektroenergetycznych oraz wykorzystanie elektrowni opartych na odnawialnych źródłach energii.

Magdalena Błędzińska

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: bledzinm@ee.pw.edu.pl

Ukończyła studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, specjalność: elektroenergetyka (2014). W tym samym roku rozpoczęła studia doktoranckie w Instytucie Elektroenergetyki PW. W trakcie studiów magisterskich odbyła trzymiesięczny staż na Fachhochschule Köln w Niemczech. Głównym obszarem jej zainteresowań naukowych jest praca rozproszonych źródeł energii w strukturach mikrosieci. W swoich badaniach skupia się na mechanizmach sterowania i zarządzania mikrosiecią, w tym w szczególności interesują ją takie zagadnienia jak integracja rozproszonych źródeł, kontrola przepływów mocy, efektywne wykorzystanie zasobników energii.

Marek Głaz

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: marek.glaz@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1992), specjalność: sieci i systemy elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA jako specjalista w obszarach eksploatacji oraz ruchu KSE. Jego zainteresowania zawodowe są ukierunkowane na zagadnienia związane z układami automatyki systemowej i zabezpieczeń oraz z zakresu badań równowagi dynamicznej systemu.