

# Transient State Analysis in a Power Grid Including Under Frequency Load Shedding

## Author

Adrian Sylwester Nocoń

## Keywords

transient states, uncertainty of mathematical model parameters, under frequency load shedding

## Abstract

The paper presents an analysis of selected transient states of an industrial power grid. It was assumed that power sources with voltage and rotation control systems are installed in the grid. Interaction of the generation units' control systems with under frequency load shedding relays was analysed. The study included a comparative analysis of transient states for various under frequency load shedding algorithms. The analysis concerned the uncertainty of parameters of selected mathematical models of the power system's components. Model parameters' uncertainty was considered by multiple simulations and outlining the envelope (stop bands) of the family of the analysed signals' waveforms. To estimate the simulation results' reliability appropriate statistical indicators were used.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017211**

Received: 08.02.2017

Accepted: 27.03.2017

Available online: 30.06.2017

## 1. Introduction

The steady increase in the number of distributed electricity sources installed in the power system is due to the development of renewable energy source technologies, including biomass combustion systems. In these systems, a steam turbine generator may be used as a power source. An appropriately equipped generating unit with a synchronous generator (voltage and frequency regulator) can provide electricity for an autonomous grid.

In order to enable autonomous power grid operation (island mode operation), balancing of the active power generated in the sources and consumed in the receivers should be ensured. Surplus of the power increases, and its deficit decreases the grid frequency [8]. The set frequency is maintained (active power balanced) in two ways: by changing the generating units' active power output, and by changing the receivers' power input. The first is accomplished by the frequency regulation system installed in the steam turbine control system. Turbine power is controlled by change in the steam volume, and its rate is limited by the system inertia. Usually the active power consumed by receivers can only be decreased, almost instantaneously by switching the receivers off.

This purpose is served by under frequency load shedding (UFLS) systems.

In order to validate both constant frequency maintaining systems' inter-operation, analyses of transient conditions (simulation tests) are necessary, in particular those related to sudden active power-unbalance, such as, for instance, the grid's transition to island operation. For existing grids, this requires designation of reliable parameters of their mathematical models [12]. Uncertainty of the parameters of mathematical models of newly designed or modernized grids [15] should be considered in simulation studies [11].

The paper presents selected transient states of an upgraded industrial power grid designed for autonomous operation. The grid upgrade (extension) consists in the installation of a new generator unit with a synchronous generator. The study included a comparative analysis of transient states for various under frequency load shedding algorithms. Parameter uncertainty of the power system components' selected mathematical models was considered by multiple simulations and outlining the envelope (stop bands) of the family of the analysed signals' waveforms. In the study the number of necessary simulations was limited by tracking appropriately selected statistical indicators.

## 2. Industrial power grid modelling

Subject to the analysis was a 12-node medium-voltage power grid ( $U_n = 15$  kV) with the structure shown in Fig. 1. Two generating units with steam turbines are installed in the grid: existing G1 unit with an asynchronous generator (rated power  $P_n = 1.9$  MW), and planned G2 unit with a synchronous generator (rated power  $P_n = 5.7$  MW). The grid is loaded with induction motors in eight processing lines, two of which are the generation units' auxiliary systems. The average – i.e. the most frequent – active power consumed by receivers is 9.9 MW, of which 3.9 MW is supplied from the National Power System (NPS).

For modelling the grid components standard mathematical models [1, 7, 12] were used: RL circumferential model for modelling G1 generator and all induction motors, GENROU model for G2 generator, and IEEEG1 model for steam turbine in G1 and G2 units. In addition, the G2 synchronous control system included: PI frequency regulator (AFR) in the turbine control system and PID voltage regulator (AVR) in the synchronous generator excitation system.

In view of the grid upgrade, it was assumed that the uncertain parameters were those of the mathematical model of the planned source G2. Total number of uncertain parameters in the assumed mathematical model of G2 was 36. Therefore, based on sensitivity analysis [10], it was assumed that the uncertain parameters were: d-axis d transient time constant in ( $T_{d0}$ ), d-axis subtransient reactance in ( $X_d''$ ), and time constant of mechanical inertia ( $H$ ) of the synchronous generator's GENROU model. In addition, time constant of the synchronous generator's exciter ( $T_w$ ) and gain ( $K_{AVR}$ ) and time constants ( $T_{1AVR}$ ,  $T_{D AV R}$ ) of the AVR voltage regulator.

In the case under consideration, the uncertainty of parameters was taken into account using the modified Monte Carlo simulation method [4, 9, 13, 14]. In this method, by multiple simulations, the result is obtained in the form of a range of values (e.g. band of waveforms), in which the actual waveform is highly likely to fit. This result (band of waveforms) can be therefore used to derive reliable conclusions and to evaluate the inter-operation of the power grid components in various transient states, taking into account the uncertainty of mathematical model parameters.

Multiple simulations are performed for different values of uncertain parameters of the power grid components' mathematical models. In each simulation uncertain parameter values are chosen randomly from the adopted intervals determining the possible range of parameter changes [9, 13]. The more variants (different sets of mathematical model parameters) are analysed, the more reliable result will be achieved. A certain result would have been reached if all possible combinations of uncertain parameters were analysed, which would be unrealisable. Therefore, it is worth looking for a method that will allow to estimate the reliability of the results (bands of waveforms) and, consequently, to reduce the number of necessary simulations. For this purpose, tracking was proposed of some indicators of the resulting waveforms [13], which are discussed in point 4.

Simulations were carried out by drawing the individual parameter

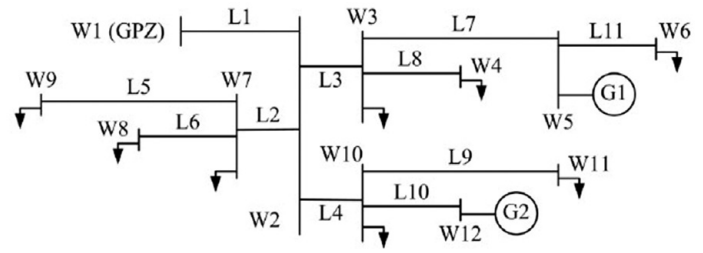


Fig. 1. Industrial power grid structure

values from the following ranges:  $T_{d0}' - 2 \div 12$  s,  $X_d'' - 0.05 \div 0.2$  p.u.,  $H - 2 \div 12$  s,  $T_w - 0.15 \div 0.4$  s. All AVR regulator parameters were drawn from range  $(1 \pm 35\%)$  of the value determined according to the guidelines [2] based on the adopted parameters of G2 generator. Due to an unknown distribution of probabilities of the uncertain parameters, uncorrelated random distributions were assumed in the given interval. Parameters of the mathematical models of the power grid's other components were taken from test reports and data sheets provided by the grid operator.

## 3. Under frequency load shedding systems

The under frequency load shedding systems [3, 5, 6] serve to rapidly reduce the active power consumption in a particular grid portion. UFLS systems, tracking the frequency, relieve the grid load by turning off receivers. Number of disconnected receivers (degree of shedding) depends on the active power deficit and the actual frequency associated with it. In the present study two UFLS algorithms were tested: algorithm based on frequency tracking (basic) [3, 5, 6] and algorithm based on power tracking. The basic UFLS algorithm provides five shedding stages, at each stage appropriate reduction of the power consumption is required [6].

In the analysed grid, the active power reduction required at each UFLS level cannot be accomplished for process-related reasons. Power reduction for a given degree of relief can be accomplished only by turning off the entire process line. Listed in Tab. 1 are UFLS shedding degrees and the corresponding power reductions: recommended for NPS [6] and implemented in the analysed grid (powers of individual process lines). The power reduction in NPS is calculated as percentage of the system's peak demand, while in the analysed grid it is calculated as percentage of the average (most frequent) grid load. It is worth noting that the sum of the reduced power for all five thresholds according to the requirements for NPS is 50%, while for the analysed grid it is 49%. Listed in Tab. 1 are also the names of grid nodes with switched off receivers and their shutdown priorities, and receivers in the nodes with priority 1 are switched off first, and the receiver at node W11 is switched off as the last (priority 2).

The second tested UFLS algorithm was that based on tracking active power in the grid. The ULFS system, measuring the active powers supplied by NPS (transmitted by line L1)  $P_{NPS}$ , generated in sources G1 and G2 ( $P_{G1}$ ,  $P_{G2}$ ), and consumed by each

$k$ -th receiver ( $P_k$ ), may determine the power deficit  $\Delta P_D$  causing the frequency to decrease:

$$\Delta P_D = P_{NPS} + P_{G1} + P_{G2} - \sum_k P_k \quad (1)$$

The ULFS system gets activated in this case when a non-zero power deficit occurs ( $\Delta P_D > 0$ ), and receivers are switched off with 100 ms delay. In order to eliminate unwanted ULFS activations (power deficit that triggers the ULFS system may be temporary due to transient states or numerical errors [5]), a second activation criterion has been introduced in the algorithm. This condition is a change in the frequency in excess of a limit rate, here assumed as  $-0.3$  Hz/s. Frequency change rate  $\Delta f/\Delta t$  was determined by linear regression for three frequency measurements with a time step of 10 ms.

According to the shut-down priorities shown in Tab. 1, concurrently switched-off may be 4 receivers (the receivers in nodes from W6 to W9 with the same shut-down priority) and, finally, the receiver in node W11. Consequently, power may be reduced in 16 different ways (4 shut-downs of individual receivers, 6 shut-downs of 2 receivers simultaneously, 4 shut-downs of 3 receivers, shut-down of 4 receivers, and shut-down of 5 receivers). The ULFS system's task is to select such a combination  $Z$  of switching off  $k$  receivers, so that the reduced power  $P_R$  is equal (or close to) the power deficit:

$$P_R = \sum_{k \in Z}^n P_k \approx \Delta P_D \quad (2)$$

where:  $n$  – number of disconnected receivers,  $Z$  – combination of  $n$ -elements selected from all 16 options. With this few available combinations, all possible values of the shed load can be tracked. Once all the combinations have been arranged relative to  $P_R$  power, the choice of the solution will consist in finding the combination, for which equation (1) is fulfilled.

#### 4. Transient states with consideration of parameters' uncertainty

When analysing possible transient states of the industrial grid, they can be divided into: transient states during the grid's inter-operation with NPS, transient states during autonomous operation, and the grid's transition from inter-operation with NPS to autonomous operation and vice versa. In order to demonstrate the ULFS impact on the grid performance, for further analysis the transient state during the grid's transition from inter-operation with NPS to autonomous operation was adopted. In the case under consideration, this transient state is associated with a sudden unbalance of active power, with the grid power deficit of 3.9 MW.

The waveforms resulting from multiple simulations with consideration of the mathematical model parameters' uncertainties are many. Based on them, a band bounded by limit waveforms can be determined. The widest possible band is the area, which contains all the resulting waveforms. This area is bounded by two extreme waveforms: maximum  $q_{\max}(t)$  and minimum  $q_{\min}(t)$ . The band limiting waveforms are determined

ULFS degree		1	2	3	4	5
Node with switched off receiver (Fig. 1)		W7	W8	W6	W9	W11
Receiver shut down priority		1				2
Trigger frequency	Hz	49.0	48.7	48.5	48.3	48.1
Shed load in NPS	%	15	15	10	5	5
Shed load in the grid	%	28	7	5	5	4
ULFS time delay	s	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5

Tab. 1. ULFS shedding thresholds and corresponding powers

in accordance with the relations applicable to the  $i$ -th time moment:

$$q_{\max, \min}(t_i) = \max, \min [y_1(t_i), y_2(t_i) \cdots y_j(t_i) \cdots y_m(t_i)]^T \quad (3)$$

whereas:  $y_j(t_i)$  – dynamic waveform (in the case under consideration generator terminal voltage  $V_t$ , instantaneous power  $p$  and frequency  $f$ ) determined for the  $j$ -th random set of mathematical model parameters,  $m$  – number of randomized mathematical parameter sets (number of simulations performed).

In addition, waveform bands may be limited by: percentiles  $\alpha$  and  $\beta$  [16], according to dependencies:

$$q_{\alpha, \beta}(t_i) = \text{percentile}_{\alpha, \beta} [y_1(t_i), y_2(t_i) \cdots y_j(t_i) \cdots y_m(t_i)]^T \quad (4)$$

while percentile  $\alpha$  determines the upper, and  $\beta$  the lower, band's limit. It was assumed for further study that  $\alpha = 5$  and  $\beta = 95$ , and then waveforms  $q_5(t)$  and  $q_{95}(t)$  limit the band for 90% of all waveforms.

Four indicators were used to track changes in the waveforms and consequently to evaluate waveform reliability:  $Q_{\max/\min}$  – area of the band limited by waveforms  $q_{\max}(t)$  and  $q_{\min}(t)$ ,  $Q_{90\%}$  – area of the band limited by waveforms  $q_5(t)$  and  $q_{95}(t)$ , and absolute maximum  $\zeta_{\max}$  and minimum  $\zeta_{\min}$  values occurring in waveforms  $y_j(t)$ , while each indicator can be formulated as follows:

$$Q_{90\%} = \sum_i (q_5(t_i) - q_{95}(t_i)) \Delta t_i \quad (5)$$

$$Q_{\min, \max} = \sum_i (q_{\max}(t_i) - q_{\min}(t_i)) \Delta t_i \quad (6)$$

$$\xi_{\max} = \max [q_{\max}(t)] \quad (7)$$

$$\xi_{\min} = \min [q_{\min}(t)] \quad (8)$$

According to the assumptions presented in point 3, two ULFS algorithms were analysed. In the considered transient state, the first algorithm (basic ULFS) switched off individual receivers based on the actual frequency and the assumed time delays shown in Tab. 1. The second algorithm determined power deficit  $\Delta P_D$ , and on this basis selected combinations of receivers to be switched off, and the power deficit was equal to the power input from

NPS ( $P_{NPS}$ ). Graphical interpretation of the selection of receiver combinations for switching off by the UFLS system is shown in Fig. 2, where the difference between the reduced power for the combination of shut downs and the power deficit is shown on y-axis ( $\Delta P_R = P_R - \Delta P_D = P_R - P_{NPS}$ ), and on x-axis are shown the corresponding shut down combinations.

For further analysis combinations 2 and 5 (Fig. 2) were adopted, thus taking into account the inaccuracy of the required shed load's determination (2).

Case No. 2 corresponds to combination  $Z = \{W6; W7; W8; W9\}$  (4-element combination  $Z$  means switching off the receivers connected to nodes from W6 to W9), while power difference  $\Delta P_R$

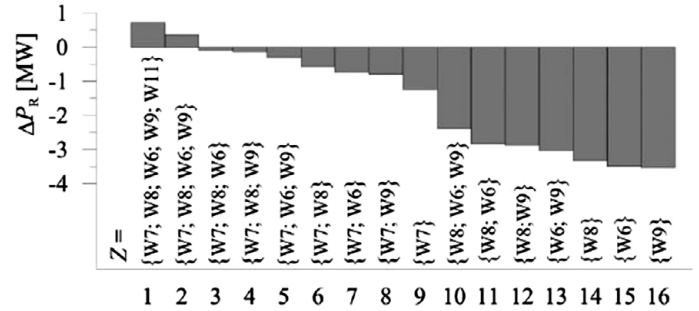


Fig. 2. Graphical interpretation of possible combinations of receivers for switching off

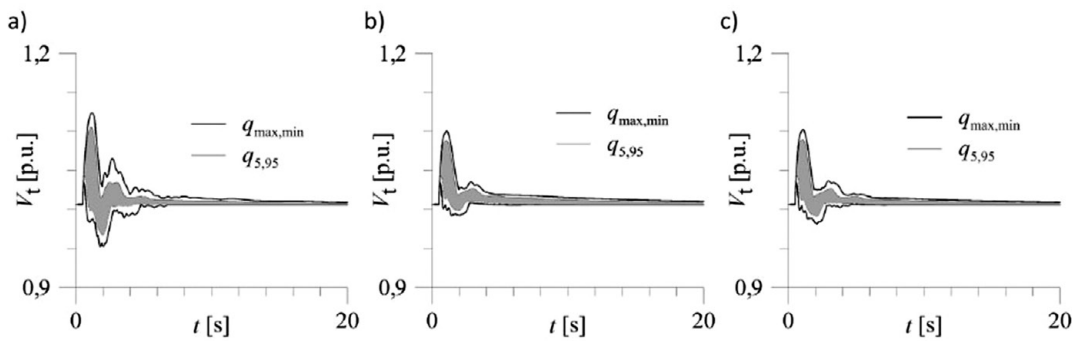


Fig. 3. Waveforms of G1 generator terminal voltage

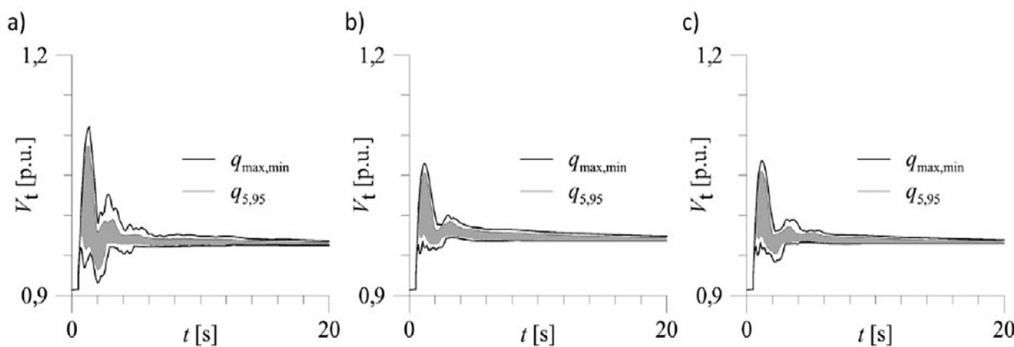


Fig. 4. Waveforms of G2 generator terminal voltage

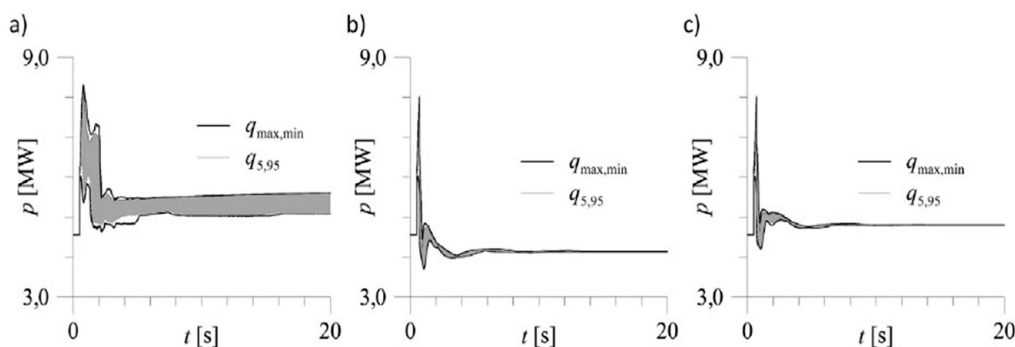


Fig. 5. Waveforms of G1 generator instantaneous power

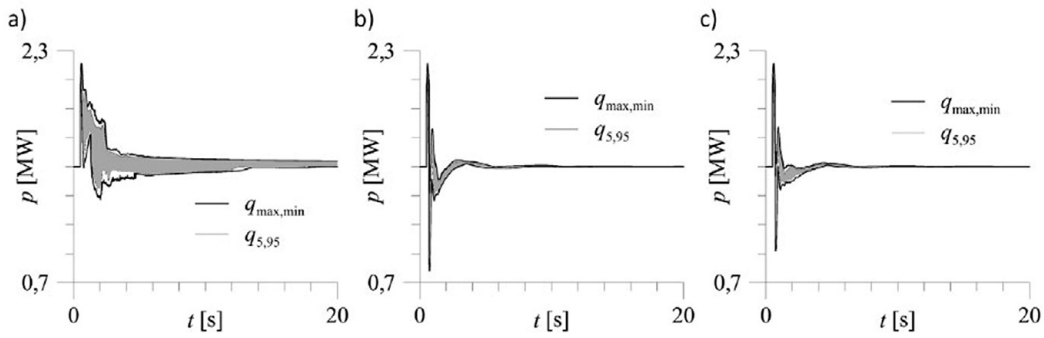


Fig. 6. Waveforms of G2 generator instantaneous power

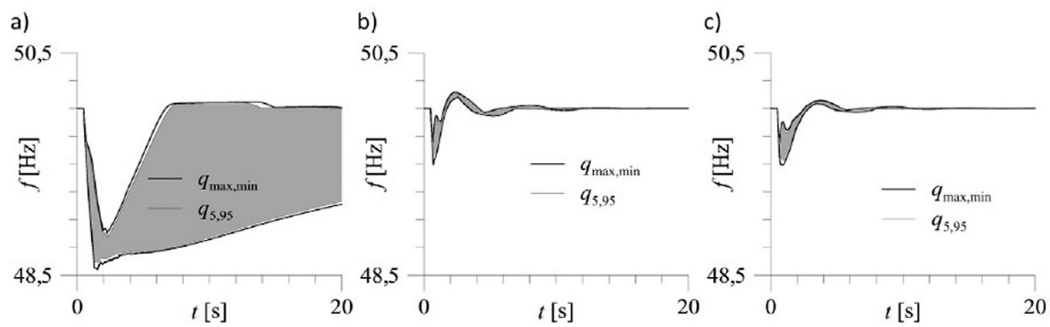


Fig. 7. Waveforms of grid frequency

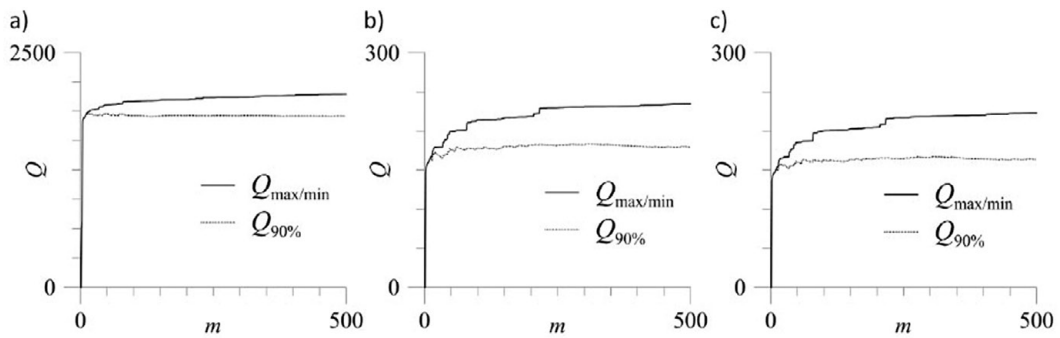


Fig. 8. Waveforms of indicators (5) and (6) for G1 instantaneous power

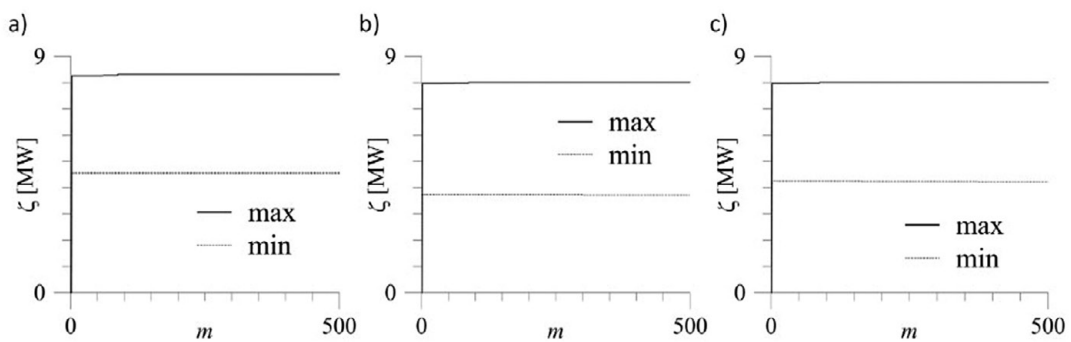


Fig. 9. Waveforms of indicators (7) and (8) for G1 instantaneous power

is then 0.36 MW (that is, more power is off than needed for grid balance), whereas in combination No. 5 the power difference  $\Delta P_R$  is  $-0.3$  MW.

Fig. 3–7 show the waveforms obtained during the grid's transition to autonomous operation. Fig. 8 and 9 show waveforms of indicators (5)–(8) during multiple simulations. For all waveforms presented, figure (a) refers to the basic algorithm, while (b) and (c) correspond to variants 2 and 5, respectively, of the second UFLS algorithm.

## 5. Summary

It follows from comparison of the waveforms shown in Fig. 3–7 that the analysed UFLS algorithms correctly interact with the generating units' control systems, enabling the grid's transition to autonomous operation while maintaining the system's angular stability.

At the grid's transition to autonomous operation, and power deficit of 3.9 MW, the basic UFLS algorithm activates only its two degrees, so the receivers connected to W7 and W8 nodes with aggregate power of 3.24 MW are switched off. In the transient state, the frequency does not drop below 48.5 Hz, and the frequency recovery time is very strongly dependent on the uncertain parameters (Fig. 7a). For the second algorithm, the cases of switching off 4 receivers (case No. 2, switching off 4.34 MW) and 3 receivers was examined (case No. 5, switching off 3.68 MW), so more receivers were switched off than by the basic algorithm.

In the transient state, in both cases the system frequency did not drop below 49.5 Hz. Furthermore, the minimum and maximum frequencies and the frequency recovery time are practically independent of the uncertain parameters (Fig. 7b and c).

In view of the above, the second UFLS algorithm should be so modified that it would switch off as few receivers as possible, while maintaining the appropriate offload power (in addition to the offload power, the number of disconnected receivers should also be considered in the shutdown combination selection).

The proposed statistical indicators change as the number of simulations increases. In particular, this refers to indicators (5) and (6), that is the measures of the area determined by limit waveforms. However, the number of simulations can be determined, after which these indicators do not change significantly any more. For  $Q_{\max/\min}$  it is ca. 250 simulations, and for  $Q_{90\%}$  – ca. 100 simulations, regardless of the UFLS algorithm variant. Therefore, once the stabilization of the value of a particular indicator has been reached, the simulations can be discontinued, and the resulting waveform band (multiple simulation result) can be regarded as reliable, i.e. such, which very likely contains the actual waveform. Further increasing the number of simulations does not significantly change the result (waveform band) any more, since the resulting waveforms are already contained in the already determined band.

Indicators  $Q_{\max/\min}$  and  $Q_{90\%}$  can also be considered as a measure of the sensitivity of a waveform (waveform band) to parameter variations, i.e. the lower the indicator, the narrower the band, so the waveform shows less sensitivity to parameter changes.

## REFERENCES

1. F.P. Mello de, L.H. Hannett, "Validation of synchronous machine models and derivation of model parameters from tests", *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, No. 2, 1981, pp. 662–672.
2. "Dokumentacja techniczna układu wzbudzenia Unitrol firmy ABB" [Technical documentation ABB Unitrol excitation unit].
3. A. Halinka, P. Rzepka, M. Szablicki, "Systemy automatyki częstotliwościowego odciążania i bilansowania mocy czynnej obszarów sieciowych" [*Systems of automatic under frequency active power load shedding and balancing in grid areas*], *Przegląd Elektrotechniczny*, Yearbook 90, No. 8, 2015, pp.105–109.
4. M.H. Kalos, P.A. Whitlock, "Monte Carlo methods", WILEY Verlag GmbH & Co., Weinheim 2008.
5. A. Klimpel, "Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE" [Load shedding as the ultimate national power system defence], *Elektroenergetyka*, No. 3–4 (13–14), 2012, pp. 84–97.
6. A. Klimpel, "Zabezpieczenia póładaptacyjne podczęstotliwościowej podczęstotliwościowe SCO" [Semi-adaptive sub-frequency UFSL protections], conference proceedings of scientific-technical conference „Technologie w energetyce”, 22–25.05.2015, pp. 31–55.
7. P.C. Krause, "Analysis of electric machinery", McGraw-Hill Book Company, New York 1986.
8. J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, "Power System Dynamics: Stability and Control", John Wiley & Sons, 2008.
9. S.J. Nanou, O.D. Tzortzopoulos, S.A. Papathanassiou, "Evaluation of an enhanced power dispatch control scheme for multi-terminal HVDC grids using Monte-Carlo simulation", *Electric Power Systems Research*, Vol. 140, November 2016, pp. 925–932.
10. A. Nocoń, S. Paszek, "Sensitivity analysis of power system stability factors including the uncertainty of mathematical models parameters", *Kwartalnik Elektryka*, Vol. 2 (218), 2011, pp. 7–17.
11. A. Nocoń, S. Paszek, "Transient states and island mode operation of industrial electricity networks", in: 13th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Rzeszów 2016, pp. 1–6.
12. S. Paszek et al., "Pomiarowa estymacja paramentów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym" [Measurement estimation of dynamic parameters of synchronous generators and excitation systems operated in the national power system], Silesian University of Technology Publishers, Gliwice 2013.
13. S. Paszek, A. Nocoń, "Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters", *Applied Mathematics and Computation*, No. 267, 2014, pp. 750–757.
14. S. Raychaudhuri, "Introduction to Monte Carlo simulation", Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference [online], <http://www.informs-sim.org/wsc08papers/012.pdf> [access: 9.05.2016].
15. S. Robak, "Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych" [Uncertainty sources in power system analysis], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 84 (1), 2008, pp. 54–57.
16. A. Zimny, "Statystyka opisowa" [*Descriptive statistics*], State University of Applied Sciences in Konin Publishers, Konin 2010.

---

### **Adrian Sylwester Nocoń**

Silesian University of Technology

e-mail: [adrian.nocon@polsl.pl](mailto:adrian.nocon@polsl.pl)

Author or co-author of 63 publications, incl. three monographies. Reviewer of several scientific papers, including some from the Philadelphia list. His research interests include power system transients analysis, performance analysis of distributed on and off grid sources, optimization and polyoptimization methods using genetic algorithms, artificial intelligence methods.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 137–143. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Analiza stanów nieustalonych w sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem działania samoczynnego częstotliwościowego odciążenia

### Autor

Adrian Sylwester Nocoń

### Słowa kluczowe

stany nieustalone, niepewność parametrów modelu matematycznego, samoczynne częstotliwościowe odciążenie

### Streszczenie

Autor przedstawia w artykule analizę wybranych stanów przejściowych zakładowej sieci elektroenergetycznej. Założono, że w sieci zainstalowane są źródła energii elektrycznej wyposażone w układy regulacji napięcia i prędkości kątowej. Analizowano interakcje układów regulacji zespołów wytwórczych z zabezpieczeniem samoczynnego częstotliwościowego odciążenia. W ramach badań przeprowadzono analizę porównawczą stanów przejściowych dla różnych algorytmów zabezpieczenia samoczynnego częstotliwościowego odciążenia. W analizie uwzględniono niepewność parametrów wybranych modeli matematycznych elementów badanego systemu elektroenergetycznego. Niepewność parametrów modeli uwzględniono poprzez symulacje wielokrotne i wyznaczenie obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów analizowanych sygnałów. Do oszacowania wiarygodności uzyskanych wyników z badań symulacyjnych wykorzystano odpowiednio dobrane wskaźniki statystyczne.

Data wpływu do redakcji: 08.02.2017

Data akceptacji artykułu: 27.03.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

### 1. Wprowadzenie

Stały wzrost liczby rozproszonych źródeł energii elektrycznej zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym związany jest z rozwojem technologii odnawialnych źródeł energii, w tym układów ze spalaniem biomasy. W układach tych jako źródło energii elektrycznej może być zastosowany generator napędzany turbiną parową. Odpowiednio wyposażony zespół wytwórczy z generatorem synchronicznym (regulatorem napięcia i częstotliwości) może stanowić źródło energii elektrycznej dla sieci pracującej autonomicznie.

W celu umożliwienia pracy autonomicznej sieci elektroenergetycznej należy zapewnić m.in. zbilansowanie mocy czynnej generowanej w źródłach i zużywanej w odbiornikach. Nadwyżka mocy powoduje wzrost, a jej deficyt spadek częstotliwości w sieci [8]. Utrzymanie zadanej wartości częstotliwości (bilansowanie mocy czynnej) realizowane jest dwoma sposobami: poprzez zmianę wytwarzanej mocy czynnej w zespołach wytwórczych oraz poprzez zmianę mocy pobieranej przez odbiorniki. Za pierwszy sposób odpowiedzialny jest układ regulacji częstotliwości zainstalowany w układzie regulacji turbiny parowej. Regulacja mocy turbiny jest związana ze zmianą ilości pary, a szybkość zmiany mocy ograniczona jest bezwładnością układu. Zmiana mocy czynnej pobieranej przez odbiorniki jest zazwyczaj możliwa jedynie w dół (zmniejszenie wartości mocy) i może być realizowana prawie natychmiastowo poprzez wyłączanie odbiorników. Do realizacji tego zadania stosowane są układy samoczynnego częstotliwościowego odciążenia (SCO).

W celu weryfikacji poprawności współpracy obu układów zapewniających utrzymanie stałej wartości częstotliwości konieczne są analizy stanów przejściowych (badania symulacyjne), w szczególności związanych

z nagłym niezbilansowaniem mocy czynnej, np. przejście sieci do pracy wyspowej. Dla sieci istniejących wymaga to wyznaczenia wiarygodnych parametrów modeli matematycznych [12]. Dla sieci nowo projektowanych lub modernizowanych występuje niepewność parametrów modeli matematycznych [15], którą należy uwzględnić w badaniach symulacyjnych [11].

W artykule przedstawiono wybrane stany przejściowe modernizowanej zakładowej sieci elektroenergetycznej przeznaczonej do pracy autonomicznej. Modernizacja (rozbudowa) sieci polega na zainstalowaniu nowego zespołu wytwórczego z generatorem synchronicznym. W ramach badań przeprowadzono analizę porównawczą stanów przejściowych dla różnych algorytmów SCO. Niepewność parametrów wybranych modeli matematycznych elementów badanego systemu elektroenergetycznego uwzględniono poprzez symulacje wielokrotne i wyznaczenie obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów analizowanych sygnałów. W badaniach ograniczono liczbę niezbędnych symulacji poprzez śledzenie odpowiednio dobranych wskaźników statystycznych.

### 2. Modelowanie zakładowej sieci elektroenergetycznej

Analizowano 12-węzłową sieć elektroenergetyczną średniego napięcia ( $U_n = 15$  kV) o strukturze przedstawionej na rys. 1. W sieci zainstalowane są dwa zespoły wytwórcze z turbinami parowymi: istniejący zespół G1 z generatorem asynchronicznym (o mocy znamionowej  $P_n = 1,9$  MW) i planowany zespół G2 z generatorem synchronicznym (o mocy znamionowej  $P_n = 5,7$  MW). Obciążenie sieci stanowią silniki indukcyjne wchodzące w skład ośmiu linii technologicznych, z czego dwie linie to potrzeby własne zespołów wytwórczych. Średnia – najczęściej

występująca – moc czynna zużywana przez odbiorniki wynosi 9,9 MW, z czego 3,9 MW pobierane jest z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Do zamodelowania elementów badanej sieci wykorzystano standardowe modele matematyczne [1, 7, 12]: obwodowy RL do zamodelowania generatora G1 i wszystkich silników indukcyjnych, GENROU – generator G2, IEEEG1 – turbiny parowe zespołów G1 i G2. Ponadto w układzie sterowania zespołu synchronicznego G2 uwzględniono: regulator częstotliwości typu PI (AFR) w układzie sterowania turbiny oraz układ regulacji napięcia typu PID (AVR), stanowiący część układu wzbudzenia generatora synchronicznego.

Ze względu na modernizację sieci przyjęto, że niepewnymi parametrami są parametry modelu matematycznego planowanego źródła G2. Dla przyjętego modelu matematycznego zespołu wytwórczego G2 sumaryczna liczba parametrów niepewnych wynosi 36. W związku z tym na podstawie analizy wrażliwości [10] przyjęto, że parametrami niepewnymi są: przejściowa stała czasowa w osi d ( $T_{d0}$ ), reaktancja podprzejściowa w osi d ( $X_d''$ ) oraz stała czasowa inercji mechanicznej ( $H$ ) modelu GENROU generatora synchronicznego. Ponadto stała czasowa wzbudnicy generatora synchronicznego ( $T_w$ ) oraz wzmożnienie ( $K_{AVR}$ ) i stałe czasowe ( $T_{I,AVR}$ ,  $T_{D,AVR}$ ) regulatora napięcia AVR.

W rozważanym przypadku niepewność parametrów uwzględniono z wykorzystaniem zmodyfikowanej metody symulacji Monte Carlo [4, 9, 13, 14]. W metodzie tej, poprzez symulacje wielokrotne, uzyskuje się wynik w postaci przedziału wartości (np. pasma przebiegów), w którym z dużym prawdopodobieństwem znajdować się będzie przebieg rzeczywisty. Uzyskany wynik (pasma przebiegów) można więc



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 137–143. When referring to the article please refer to the original text.

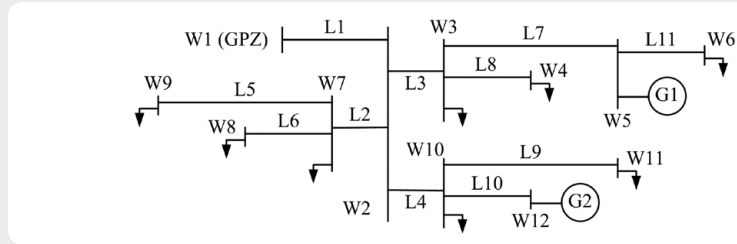
PL

wykorzystać do wyciągnięcia wiarygodnych wniosków i oceny współpracy elementów sieci elektroenergetycznej w różnych stanach przejściowych z uwzględnieniem niepewności parametrów modeli matematycznych. Symulacje wielokrotne wykonuje się dla różnych wartości niepewnych parametrów modeli matematycznych elementów sieci elektroenergetycznej. Wartości parametrów niepewnych w każdej symulacji wybierane są losowo z przyjętych przedziałów, określających możliwy zakres zmian parametrów [9, 13]. Im więcej zostanie przeanalizowanych wariantów (różnych zestawów parametrów modeli matematycznych), tym bardziej wiarygodny wynik zostanie osiągnięty. Wynik pewny zostałyby osiągnięty, gdyby przeanalizować wszystkie możliwe kombinacje parametrów niepewnych, co jest nierealizowalne. W związku z tym warto poszukiwać metody, która pozwoli na oszacowanie wiarygodności wyników (pasm przebiegów), a w konsekwencji pozwoli na zmniejszenie liczby niezbędnych symulacji. W tym celu zaproponowano śledzenie pewnych wskaźników określających uzyskane pasmo przebiegów [13], przy czym wskaźniki te omówiono w rozdziale 4.

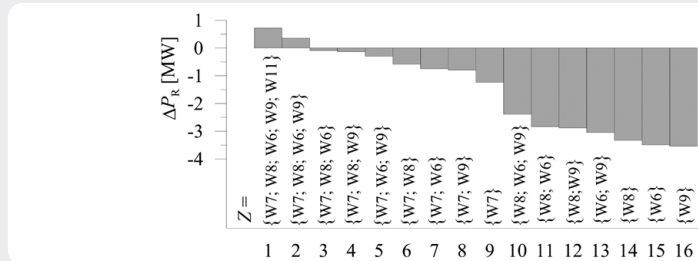
Symulacje przeprowadzono, losując wartości poszczególnych parametrów z następujących przedziałów:  $T_{d0}'' - 2 \pm 12$  s,  $X_{d1}'' - 0,05 \pm 0,2$  p.u.,  $H - 2 \pm 12$  s,  $T_w - 0,15 \pm 0,4$  s. Wszystkie parametry regulatora AVR losowano z przedziału  $(1 \pm 35\%)$  wartości wyznaczonej zgodnie z wytycznymi z pracy [2] na podstawie przyjętych parametrów generatora G2. Ze względu na nieznaną rozkład prawdopodobieństwa niepewnych parametrów przyjęto nieskorelowane rozkłady losowe w zadanym przedziale. Parametry modeli matematycznych pozostałych elementów analizowanej sieci elektroenergetycznej zaczerpnięto z protokołów badań i kart katalogowych udostępnionych przez operatora sieci.

### 3. Układy samoczynnego częstotliwościowego odciążenia

Układy samoczynnego częstotliwościowego odciążenia [3, 5, 6] służą do szybkiego zmniejszenia poboru mocy czynnej w określonym fragmencie sieci. Układy SCO, śledząc częstotliwość, odciążają sieć poprzez wyłączenie odbiorników. Liczba wyłączanych odbiorników (stopień odciążenia) zależy od wartości deficytu mocy czynnej i związanej z nim aktualnej wartości częstotliwości. W prezentowanych badaniach przebadano dwa algorytmy działania SCO: algorytm bazujący na śledzeniu wartości częstotliwości (podstawowy) [3, 5, 6] i algorytm bazujący na śledzeniu wartości mocy.



Rys. 1. Struktura zakładowej sieci elektroenergetycznej



Rys. 2. Graficzna interpretacja możliwych kombinacji odbiorników do wyłączenia

W podstawowym algorytmie działania układów SCO stosuje się pięć stopni odciążenia, na każdym stopniu wymagana jest odpowiednia redukcja mocy pobieranej [6]. W analizowanej sieci z przyczyn technologicznych nie ma możliwości zachowania wymaganej wartości redukcji mocy czynnej dla poszczególnych stopni działania układu SCO. Redukcja mocy dla danego stopnia odciążenia jest możliwa tylko poprzez wyłączenie całej linii technologicznej. W tab. 1 zestawiono stopnie odciążania SCO i odpowiadające im wartości redukcji mocy: zalecane dla KSE [6] i realizowane w analizowanej sieci (moce poszczególnych linii technologicznych). Moc odciążenia dla KSE liczona jest jako procent szczytowego zapotrzebowania systemu, natomiast w analizowanej sieci liczona jest jako procent średniego (najczęściej występującego) obciążenia sieci. Warto zwrócić uwagę, że suma redukowanej mocy dla wszystkich pięciu progów według wymagań dla KSE wynosi 50%, natomiast dla analizowanej sieci 49%. W tab. 1 przedstawiono ponadto nazwy węzłów sieci z wyłączanymi odbiornikami oraz ich priorytet wyłączenia, przy czym odbiorniki w węzłach oznaczonych priorytetem równym 1 wyłączane są w pierwszej kolejności, a odbiornik w węzle W11 wyłączany jest jako ostatni (priorytet równy 2).

Drugim analizowanym algorytmem działania układu SCO jest algorytm bazujący na śledzeniu wartości mocy czynnej w sieci zakładowej. Układ SCO, mierząc wartości mocy czynnej dostarczanej z KSE (moc przesyłana linią L1)  $P_{KSE}$ , wytwarzanej w źródłach G1 i G2 ( $P_{G1}$ ,  $P_{G2}$ ) oraz zużywanej przez każdy  $k$ -ty odbiornik ( $P_k$ ), może wyznaczyć deficyt mocy  $\Delta P_D$  powodujący obniżanie się częstotliwości:

$$\Delta P_D = P_{KSE} + P_{G1} + P_{G2} - \sum_k P_k \quad (1)$$

Wyzwolenie działania układu SCO w tym przypadku następuje, gdy pojawia się niezerowy deficyt mocy ( $\Delta P_D > 0$ ), a wyłączenie odbiorników następuje ze zwłoką równą 100 ms. W celu eliminacji niepożądanych działań układu SCO (wyzwalający układ SCO deficyt mocy może być chwilowo wywołany przez stany przejściowe lub błędy numeryczne [5]) w rozważanym algorytmie wprowadzono drugi warunek konieczny do wyzwolenia wyłączeń realizowanych przez SCO. Warunkiem tym jest zmiana wartości częstotliwości większa niż założona wartość graniczna, którą przyjęto równą  $-0,3$  Hz/s. Wartość zmiany częstotliwości  $\Delta f/\Delta t$  wyznaczano metodą regresji liniowej dla trzech pomiarów częstotliwości z krokiem czasowym równym 10 ms. Zgodnie z priorytetami wyłączeń przedstawionymi w tab. 1 jednoczesnemu

Stopień SCO		1	2	3	4	5
Węzeł z wyłączanym odbiornikiem (rys. 1)		W7	W8	W6	W9	W11
Priorytet wyłączania odbiornika		1				2
Częstotliwość wyzwalająca	Hz	49,0	48,7	48,5	48,3	48,1
Moc odciążenia w KSE	%	15	15	10	5	5
Moc odciążenia w analizowanej sieci	%	28	7	5	5	4
Zwłoka czasowa SCO	s	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5

Tab. 1. Progi odciążania SCO i odpowiadające im wartości mocy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 137–143. When referring to the article please refer to the original text.

PL

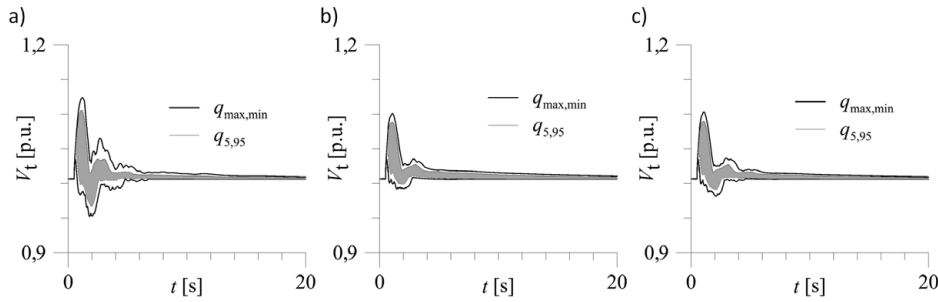
wyłaczeniu mogą podlegać 4 odbiorniki (odbiorniki w węzłach od W6 do W9 mają ten sam priorytet wyłączenia) oraz, w ostatniej kolejności, odbiornik w węzle W11. W związku z tym redukcja mocy może nastąpić na 16 różnych sposobów (4 wyłączenia pojedynczych odbiorników, 6 wyłączeń 2 odbiorników jednocześnie,

4 wyłączenia 3 odbiorników, wyłączenie 4 odbiorników i wyłączenie 5 odbiorników). Zadaniem układu ŚCO jest wybór takiej kombinacji  $Z$  wyłączenia  $k$  odbiorników, aby moc zredukowana  $P_R$  była równa (lub zbliżona do) wartości deficytu mocy:

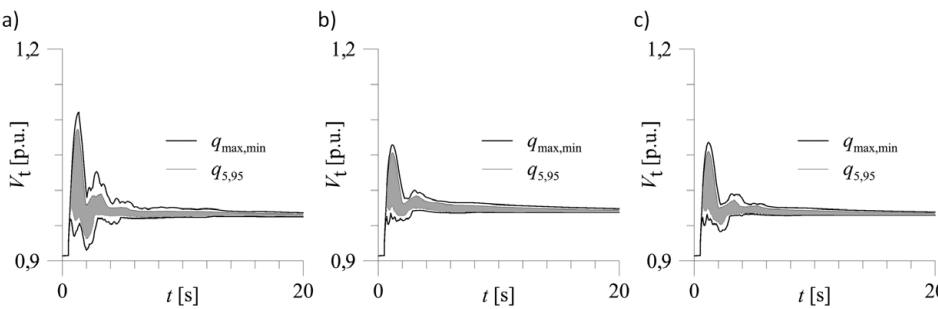
$$P_R = \sum_{k \in Z}^n P_k \approx \Delta P_D \quad (2)$$

gdzie:  $n$  – liczba wyłączanych odbiorników,  $Z$  – wybrana  $n$ -elementowa kombinacja spośród wszystkich 16 możliwości.

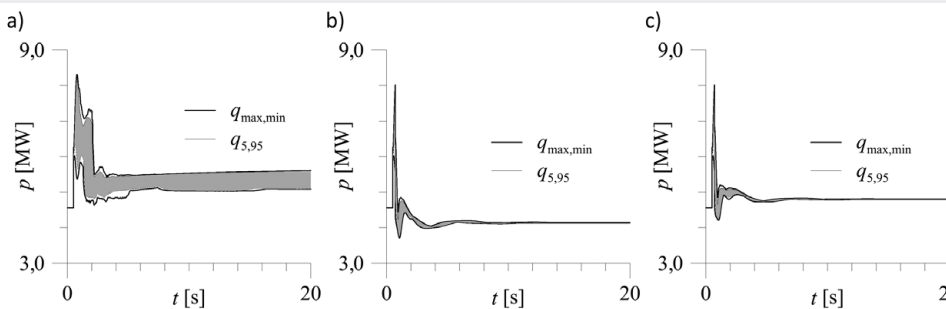
Ze względu na niewielką liczbę kombinacji możliwe jest śledzenie wszystkich możliwych wartości mocy odciążenia. Po uszeregowaniu wszystkich kombinacji względem



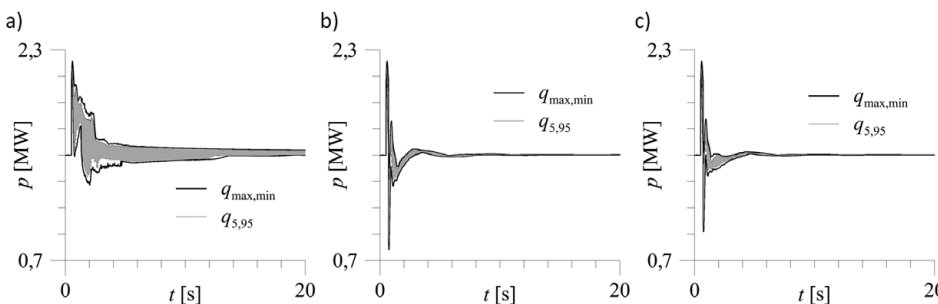
Rys. 3. Przebieg napięcia zaciskowego generatora G1



Rys. 4. Przebieg napięcia zaciskowego generatora G2



Rys. 5. Przebieg mocy chwilowej generatora G1



Rys. 6. Przebieg mocy chwilowej generatora G2

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 137–143. When referring to the article please refer to the original text.

PL

wartości mocy  $P_R$  wybór rozwiązania będzie polegać na odnalezieniu takiej kombinacji, dla której spełnione będzie równanie (1).

#### 4. Stany przejściowe z uwzględnieniem niepewności parametrów

Analizując możliwe stany nieustalone badanej sieci zakładowej, można je podzielić na: stany nieustalone występujące w czasie współpracy sieci z KSE, stany nieustalone w czasie pracy autonomicznej oraz przejście sieci od współpracy z KSE do pracy autonomicznej i odwrotnie. W celu uwidocznienia oddziaływania układu SCO na pracę sieci do dalszej analizy przyjęto stan nieustalony związany z przejściem sieci zakładowej od współpracy z KSE do pracy autonomicznej. W rozważanym przypadku taki stan nieustalony wiąże się z nagłym niezbilansowaniem mocy czynnej, przy czym deficyt mocy w sieci wynosi wówczas 3,9 MW.

Wynikiem wielokrotnych badań symulacyjnych z uwzględnieniem niepewności parametrów modeli matematycznych jest

wiele przebiegów. Na ich podstawie można wyznaczyć pasma ograniczone przebiegami granicznymi. Najszerze możliwe pasmo to obszar, w którym znajdują się wszystkie wyznaczone przebiegi. Obszar taki ograniczony jest dwoma przebiegami skrajnymi: maksymalnym  $q_{\max}(t)$  i minimalnym  $q_{\min}(t)$ . Przebiegi ograniczające pasmo wyznacza się zgodnie z zależnościami obowiązującymi dla  $i$ -tej chwili czasu:

$$q_{\max,\min}(t_i) = \max, \min [y_1(t_i) \quad y_2(t_i) \quad \dots \quad y_j(t_i) \quad \dots \quad y_m(t_i)]^T \quad (3)$$

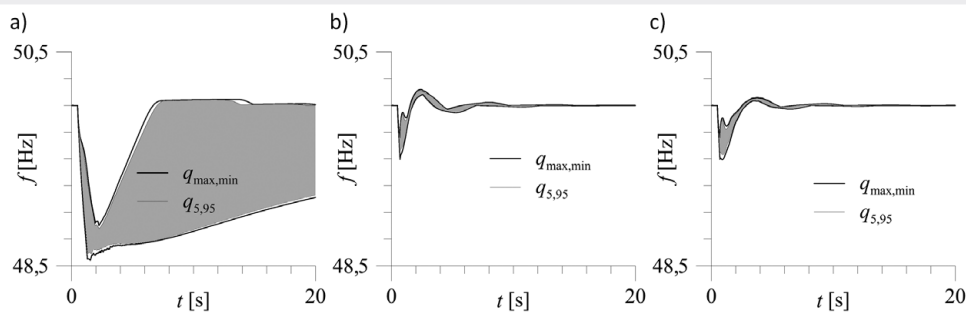
przy czym:  $y_j(t_i)$  – przebieg dynamiczny (w rozważanym przypadku napięcie zaciłkowe generatora  $V_t$ , moc chwilowa  $p$  oraz częstotliwość  $f$ ) wyznaczony dla  $j$ -tego losowego zestawu parametrów modeli matematycznych,  $m$  – liczba losowanych zestawów parametrów modeli matematycznych (liczba przeprowadzonych symulacji).

Ponadto pasma przebiegów mogą zostać ograniczone przez:  $\alpha$  i  $\beta$  percentyl [16], zgodnie z zależnościami:

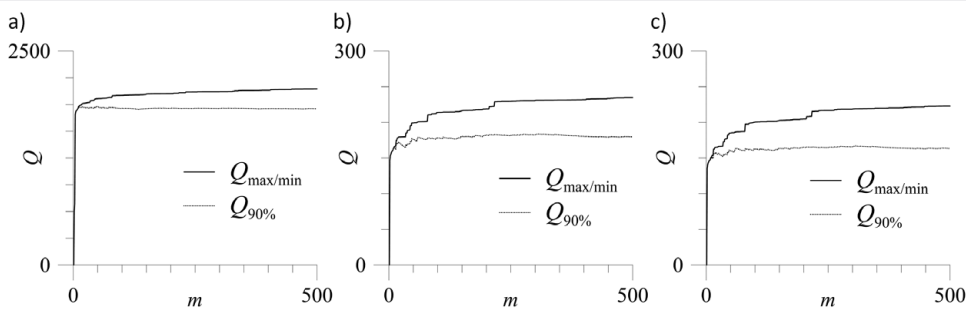
$$q_{\alpha,\beta}(t_i) = \text{percentyl}_{\alpha,\beta} [y_1(t_i) \quad y_2(t_i) \quad \dots \quad y_j(t_i) \quad \dots \quad y_m(t_i)]^T \quad (4)$$

przy czym percentyl  $\alpha$  określa górną, a  $\beta$  dolną granicę pasma. W dalszej części przyjęto, że  $\alpha = 5$ , a  $\beta = 95$ , wówczas przebiegi  $q_5(t)$  i  $q_{95}(t)$  ograniczają pasmo dla 90% wszystkich wyznaczanych przebiegów.

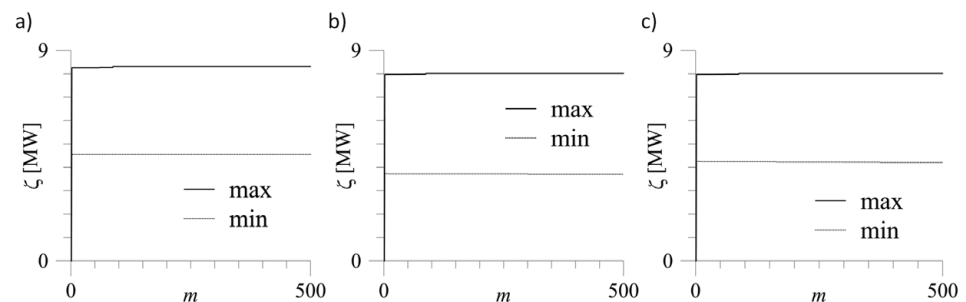
Do śledzenia zmian wyznaczanych pasm przebiegów, a w konsekwencji do oszacowania wiarygodności przebiegów zastosowano cztery wskaźniki:  $Q_{\max/\min}$  – pole pasma ograniczonego przez przebiegi  $q_{\max}(t)$  i  $q_{\min}(t)$ ,  $Q_{90\%}$  – pole pasma ograniczonego przez przebiegi  $q_5(t)$  i  $q_{95}(t)$  oraz bezwzględne maksymalne  $\zeta_{\max}$  i minimalne  $\zeta_{\min}$  wartości występujące w przebiegach  $y_j(t)$ , przy czym zależności na poszczególne wskaźniki można zapisać następująco:



Rys. 7. Przebieg częstotliwości w sieci



Rys. 8. Przebiegi wskaźników (5) i (6) dla przebiegów mocy chwilowej G1



Rys. 9. Przebiegi wskaźników (7) i (8) dla przebiegów mocy chwilowej G1

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 137–143. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$Q_{\min/\max} = \sum_i (q_{\max}(t_i) - q_{\min}(t_i)) \Delta t_i \quad (5)$$

$$Q_{90\%} = \sum_i (q_s(t_i) - q_{95}(t_i)) \Delta t_i \quad (6)$$

$$\zeta_{\max} = \max[q_{\max}(t)] \quad (7)$$

$$\zeta_{\min} = \min[q_{\min}(t)] \quad (8)$$

Zgodnie z założeniami przedstawionymi w rozdziale 3 analizowano dwa algorytmy działania układu SCO. W rozważanym stanie przejściowym, dla pierwszego algorytmu (podstawowego algorytmu SCO) wyłączenia poszczególnych odbiorników następowały zgodnie z aktualną wartością częstotliwości i przyjętymi zwłokami czasowymi przedstawionymi w tab. 1. Dla drugiego algorytmu wyznaczano wartość deficytu mocy  $\Delta P_D$  i na tej podstawie typowano kombinacje odbiorników do wyłączenia, przy czym deficyt mocy równy jest wartości mocy pobieranej z KSE ( $P_{KSE}$ ). Graficzną interpretację sposobu wyboru kombinacji odbiorników do wyłączenia przez układ SCO przedstawiono na rys. 2, przy czym na osi rzędnych przedstawiono różnicę pomiędzy mocą zredukowaną dla danej kombinacji wyłączeń a deficytem mocy ( $\Delta P_R = P_R - \Delta P_D = P_R - P_{KSE}$ ), a na osi odciętych odpowiadające jej kombinacje wyłączeń.

Do dalszej analizy przyjęto kombinacje nr 2 i 5 (rys. 2), uwzględniając w ten sposób niedokładność wyznaczenia wymaganej wartości mocy ociążenia (2). Przypadek nr 2 odpowiada kombinacji  $Z = \{W6; W7; W8; W9\}$  (4-elementowa kombinacja  $Z$  oznacza, że wyłączenia podlegają odbiorniki przyłączone do węzłów od W6 do W9), przy czym różnica mocy  $\Delta P_R$  wynosi wówczas 0,36 MW (tzn. wyłączono większą moc, niż wymaga to zbilansowanie sieci), natomiast w kombinacji nr 5 różnica mocy  $\Delta P_R$  wynosi -0,3 MW. Na rys. 3–7 przedstawiono uzyskane pasma przebiegów w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej. Rysunki 8 i 9 przedstawiają przebiegi wskaźników (5)–(8) w czasie symulacji wielokrotnych. Dla wszystkich prezentowanych przebiegów rysunek (a) dotyczy algorytmu podstawowego, natomiast (b) i (c) odpowiadają odpowiednio wariantowi drugiemu i piątemu drugiego algorytmu SCO.

### 5. Podsumowanie

Porównując przebiegi przedstawione na rys. 3–7, można stwierdzić, że analizowane algorytmy SCO poprawnie współpracują z układami regulacji zespołów wytwórczych, umożliwiając przejście sieci do pracy autonomicznej z zachowaniem stabilności kątowej układu.

Dla algorytmu podstawowego układ SCO w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej przy deficycie mocy równym 3,9 MW aktywuje tylko dwa stopnie,

w związku z tym wyłączane są odbiorniki przyłączone do węzłów W7 i W8 o łącznej mocy 3,24 MW. W stanie przejściowym częstotliwość nie spada poniżej 48,5 Hz, a czas odbudowy częstotliwości bardzo silnie zależy od wartości parametrów niepewnych (rys. 7a). Dla drugiego algorytmu badano przypadek wyłączenia 4 odbiorników (przypadek 2, wyłączenie mocy 4,34 MW) i 3 odbiorników (przypadek 5, wyłączenie mocy 3,68 MW), wyłączeniu podlega więc większa liczba odbiorników niż w algorytmie podstawowym. W stanie przejściowym, w obu przypadkach częstotliwość w systemie nie spada poniżej 49,5 Hz. Ponadto minimalna i maksymalna wartość częstotliwości oraz czas odbudowy częstotliwości praktycznie nie zależą od wartości parametrów niepewnych (rys. 7b i c). Biorąc powyższe spostrzeżenia pod uwagę, należałoby tak zmodyfikować drugi algorytm SCO, aby włączeniu podlegała jak najmniejsza liczba odbiorników, przy zachowaniu odpowiedniej wartości mocy wyłączonej (w kryterium wyboru kombinacji wyłączeń należałoby uwzględnić, oprócz mocy ociążenia, również liczbę wyłączanych odbiorników).

Zaproponowane wskaźniki statystyczne zmieniają się wraz ze zwiększaniem liczby przeprowadzanych symulacji. W szczególności odnosi się to do wskaźników (5) i (6), czyli miar pola wyznaczonego przez przebiegi graniczne. Można jednak określić pewną liczbę symulacji, po której nie występują już znaczące zmiany wartości tych wskaźników. Dla wskaźnika  $Q_{\max/\min}$  jest to ok. 250 symulacji, a dla  $Q_{90\%}$  – ok. 100 symulacji, niezależnie od wariantu algorytmu SCO. W związku z tym, po osiągnięciu stabilizacji wartości konkretnego wskaźnika można skończyć już przeprowadzać symulacje, a uzyskane pasmo przebiegów (wynik symulacji wielokrotnej) można uznać za wiarygodne, czyli takie, w którym z dużym prawdopodobieństwem będzie znajdować się przebieg rzeczywisty. Dalsze zwiększanie liczby przeprowadzonych symulacji nie zmienia już wyniku (pasma przebiegu) w sposób znaczący, ponieważ uzyskiwane przebiegi mieszczą się w już wcześniej wyznaczonym paśmie.

Wartości wskaźników  $Q_{\max/\min}$  i  $Q_{90\%}$  można również traktować jako miarę wrażliwości danego przebiegu (pasma przebiegów) na zmiany parametrów, im wskaźnik przyjmuje mniejsze wartości, tym pasmo jest węższe, zatem przebieg wykazuje mniejszą wrażliwość na zmiany parametrów.

### Bibliografia

- Mello de F.P., Hannett L.H., Validation of synchronous machine models and derivation of model parameters from tests, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* 1981, Vol. 100, No. 2, s. 662–672.

- Dokumentacja techniczna układu wzbudzenia Unitrol firmy ABB.
- Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Systemy automatyki częstotliwościowego ociążania i bilansowania mocy czynnej obszarów sieciowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 8, s. 105–109.
- Kalos M.H., Whitlock P.A., Monte Carlo methods, WILEY Verlag GmbH & Co., Weinheim 2008.
- Klimpel A., Ociążanie jako ostateczny środek obrony KSE, *Elektroenergetyka* 2012, nr 3–4 (13–14), s. 84–97.
- Klimpel A., Zabezpieczenia pól adaptacyjne podczęstotliwościowe i podczęstotliwościowe SCO, materiały konferencji naukowo-technicznej „Technologie w energetyce”, 22–25.05.2015, s. 31–55.
- Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill Book Company, New York 1986.
- Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
- Nanou S.J., Tzortzopoulos O.D., Papathanassiou S.A., Evaluation of an enhanced power dispatch control scheme for multi-terminal HVDC grids using Monte-Carlo simulation, *Electric Power Systems Research* 2016, Vol. 140, November 2016, s. 925–932.
- Nocoń A., Paszek S., Sensitivity analysis of power system stability factors including the uncertainty of mathematical models parameters, *Kwartalnik Elektryka* 2011, z. 2 (218), s. 7–17.
- Nocoń A., Paszek S., Transient states and island mode operation of industrial electricity networks, in: 13th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Rzeszów, 2016, s. 1–6.
- Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
- Paszek S., Nocoń A., Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, *Applied Mathematics and Computation* 2015, No. 267, s. 750–757.
- Raychaudhuri S., Introduction to Monte Carlo simulation, Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference [online], <http://www.informs-sim.org/wsc08papers/012.pdf> [dostęp: 9.05.2016].
- Robak S., Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 84(1), s. 54–57.
- Zimny A., Statystyka opisowa, Wydawnictwo Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Koninie, Konin 2010.

Adrian Sylwester Nocoń

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: adrian.nocon@polsl.pl

Autor lub współautor 63 publikacji, w tym 3 monografii. Recenzent kilku artykułów naukowych, w tym z listy filadelfijskiej. Jego zainteresowania badawcze to analiza SEE w stanach nieustalonych, analiza pracy źródeł rozproszonych on i off grid, metody optymalizacji i polioptymalizacji z wykorzystaniem algorytmów genetycznych, metody sztucznej inteligencji.