ActaEnergetica
POWER ENGINEERING QUARTERLY

Improvement of Transient Stability by Means of a Series Braking Resistor

Authors
Sylwester Robak
Konrad Gryszpanowicz

Keywords
power system, transient stability, series braking resistor

Abstract
The article discusses the use of a series braking resistor to improve the transient stability of a power system. In the case under consideration, a series braking resistor is used to keep the synchronism of synchronous generators after a three-phase short-circuit in a transmission line nearby of power plant. Braking resistors have recently been increasingly used in power engineering. This focus of this paper is on how the resistor is incorporated into the generator unit and on the generator braking intensity during a fault. Theoretical considerations were confirmed by simulation tests in a test system.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017409

Received: 11.02.2017
Accepted: 28.06.2017
Available online: 23.07.2018

1. Introduction
The decades long process of energy sector deregulation has significantly affected the issue of system operation security, including stability. Inharmonious development of the generation sector and transmission grid infrastructure makes stability a critical criterion of the power system's proper performance in many cases. In Poland difficulties can be noticed in connecting large generating units (900–1700 MW) to the National Power System (NPS) because of system stability [1, 2].
In such cases, to meet the power system's acceptable performance standards [3], including stability, it may be necessary to use SPS controls [4]. Among many different SPS solutions, braking resistors are considered an effective and economically effective solution [5].
The paper shows that switching a series braking resistor on can effectively improve transient stability by counteracting the loss of synchronism in the case of a short-circuit cleared with delay due to, for example, breaker failure.

2. Electrical braking with resistors
If a braking resistor is used to improve the power system stability, which is the subject of this paper, the braking resistor's systems are usually switched by mechanical switches. It is proposed in some solutions to switch the braking resistor by thyristors, a so-called thyristor-switched braking resistor – TSBR) [6].
A braking resistor can be installed in the plant's substation to improve transient stability and local electromechanical swing suppression, or in the transmission grid to suppress local or inter-area electromechanical swing as well as improve the nodal voltage [7].
The use of TSBR thyristor systems offers great opportunities, but in practice it copes with difficulties due to the significant increase in complexity of a generator's and unit transformer's automatic protection systems. Thus, in real life mechanically switched resistors are predominant [8].
For stability improvement the transient braking resistors are switched on briefly in the plant substation, which allows one to accommodate an increase in the generators' active power load. As the load grows quickly because of the short circuit, it may lead to a loss of synchronism. In terms of the connection to the grid, braking resistors can be either shunt or series. Shunt braking resistors have been used to improve the power system stability for many years [5, 8].
In recent years, there has been a renewed interest in the use of series braking resistors, in the context of low inertia generators installed in distribution grids [9], and very large turbogenerators [10, 11], whose shutdown after a short circuit in the grid is a very serious disturbance for the power system.

3. Example uses of series resistors

A three-phase short-circuit in a transmission line near the plant is a difficult contingency that may be at risk of a loss of the synchronous generators' synchronicity. Such contingencies may take the form of extreme contingencies [3], when the short-circuit is cleared with a delay due to failure of the primary protection or failure of the circuit breaker and intervention of the breaker failure protection. An effective way to keep synchronism in the case of such extreme contingencies may be switching on a series resistor for a specified time.

There are several ways to connect a series resistor in the generating unit's circuit. Two of them are depicted in Fig. 1. The method shown in Fig. 1a is the simplest. To connect the resistor, open CB2 circuit breaker, and to disconnect it close CB2 circuit breaker to turn off the resistor from the circuit. The disadvantage of this solution is that whenever the generating unit is working, the resistor is energised. Damage of the resistor forces one to turn off the generating unit. In the case of the method shown in Fig. 1b, in the normal state, the resistor is not energised. To connect the resistor, close CB2, CB3 circuit breakers and open CB1 circuit breaker. To disconnect the resistor from the generating unit's circuit, close CB1 circuit breaker and open CB2, CB3 circuit breakers. The disadvantage of this method is that it uses an additional two breakers.

When a close 3-phase short-circuit in a power output transmission line occurs in the power system (Fig. 1) and the line breaker does not open, then a special system triggers the connection of the series braking resistor. Regardless of this, the breaker failure protection is activated and the neighbouring breakers open (in the case, as in Fig. 1, the bus coupler's open as well as the circuit breakers of the remaining lines feeding the bus to which the short-circuited line is connected). With the resistor connected the generating unit feeds the second bus and the lines connected to it.

It is worth emphasizing that when analysing the performance of a system with a series braking resistor, it should be taken into account that the opening and closing times of modern high voltage circuit breakers amount to several dozen ms, which causes a delay in connecting and disconnecting the resistor.

It must be emphasized here that its is assumed in this paper that series braking resistor is connected only where a short-circuit is cleared with a delay due to breaker or protection failure. Due to the short operating times of modern basic protections (a dozen ms) and relatively long closing and opening times of circuit breakers (several dozen ms), switching on the resistor before the short-circuit is cleared at normal pace (basic protection) is not realistic.

4. Factors affecting series braking resistor efficiency

Factors that affect series braking resistor selection include:

1. Intensity of generator rotor braking during a short-circuit
2. Resistor impact on rotor after short-circuit elimination
3. Resistor impact on generator voltage changes during a short-circuit and after its elimination
4. Impact moments on the generating set's shaft during switching the resistor on and off
5. Properties of the resistor material.

Further sections in this article discuss the impact of a series braking resistor on the generator rotor braking intensity during a fault.

5. Model of system with series braking resistor

5.1. Equivalent diagrams of the system

A simplified generator – infinite busbar test system is adopted for the study. Respective diagrams and a phasor diagram for the generator - infinite busbar system with a series resistor are shown in Fig. 2. The left side of the diagrams corresponds to the equivalent generating unit, where $X_g = (X''_d + X_T)$ is the equivalent reactance of a generator in subtransient state and of a step up transformer, E is the equivalent electromotive force of a generator in subtransient state, R is the resistance of a braking resistor, X_s is the equivalent reactance of a power system, U_s is the equivalent voltage of a power system.

With typical generator and step up transformer parameters, the equivalent reactance of a generating unit is greater than the system's equivalent reactance, i.e. $X_g \geq X_s$. With typical active and inductive reactive power loads of a generator, its transient electromotive force is higher than the generator's voltage and thus higher than the equivalent system voltage, i.e. $E > U_s$.

5.2. Close 3-phase short circuit

In the 3-phase short-circuit condition, the generator is loaded with active power corresponding to the active power losses on resistance R caused by the short-circuit current (Fig. 2), i.e. $P_{K3} = I_{K3}^2 R$, where: $I_{K3} = E/\sqrt{X_g^2 + R^2}$. This produces [12]:

$$P_{K3} = \frac{E^2}{X_g} f(r); f(r) = \frac{r}{r^2+1}; r = \frac{R}{X_g} \quad (1)$$

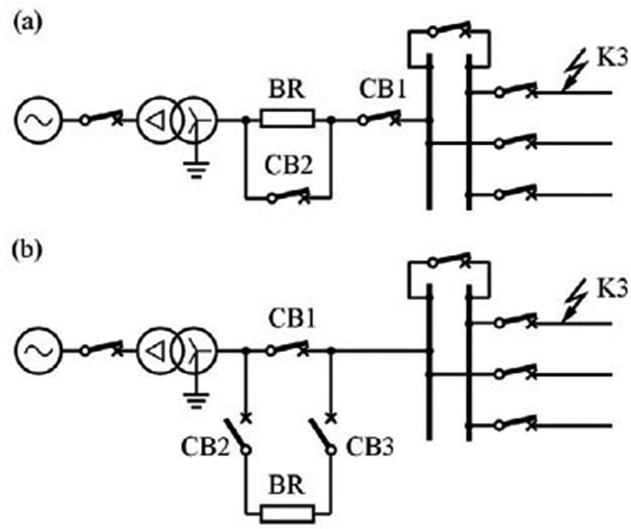


Fig. 1. Diagram of series braking resistor connection in unit bay (a) with one circuit breaker, (b) with two circuit breakers

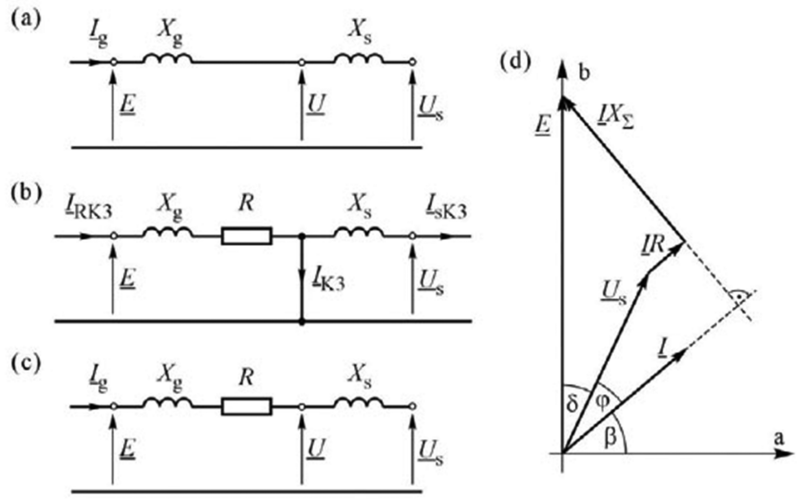


Fig. 2. Equivalent diagram and phasor graph of system with series resistor (a) before disturbance, (b) at close 3-phase short-circuit, (c) after fault cleared and before resistor switched off, (d) phasor graph

Graph of *f*(r) function shown in Fig. 3. This function reaches the maximum at $r = 1$, i.e. when $R = X_g$. It is the braking resistor resistance, at which during the short-circuit the highest active power is obtained, i.e. the strongest possible braking of the generator's rotor.

Therefore, it can be written that:

$$P_{K3} = 2P_{K3max}f(r); P_{K3max} = \frac{1}{2}\frac{E^2}{X_g} \quad (2)$$

It should be noted that the maximum power P_{K3max} it is approximately equal to half the short-circuit power of a generator at short circuit on the high voltage buses, and about twice as high as the rated power, i.e. $P_{K3max} > P_n$.

At $r = R/X_g = 1$ the maximum active power consumed by the resistor during short circuit is obtained. The resistance, at which the power consumption is less than the maximum, can be determined by solving with regard to $r = R/X_g$ equation $P_{K3} = P_{K3max}/\alpha$, where $\alpha \geq 1$. After fitting into this equation the values derived from equations (1), (2):

$$(r^2 - 2\alpha r + 1) = 0 \quad (3)$$

This equation has two roots:

$$r_{1,2} = \alpha \pm \sqrt{\alpha^2 - 1} \quad (4)$$

The larger root corresponds to the right side of function *f*(r) shown in Fig. 3, and the smaller one to its left side. Of course for $\alpha = 1$, i.e. when $P_{K3} = P_{K3max}$ it leads to $R = X_g = (X''_d + X_T)$.

6. Braking intensity during short-circuit

Active power during short-circuit, and thus generator braking intensity are significantly affected by the value of *f(r)* function formulated by (1). The function's graph is shown in Fig. 3. For each value *f*(r) < 0.5, that is the active power P_{K3} consumed by the resistor and smaller than P_{K3max}, there are two solutions

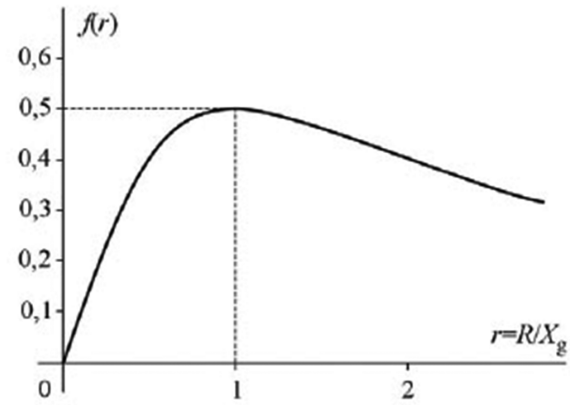


Fig. 3. Function *f*(*r*)

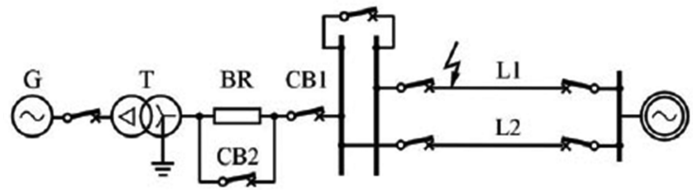


Fig. 4. Diagram of generator – infinite busbar system

with respect to $r = R / X_g$. This means that a given power can be obtained with a low resistance resistor (left side of the graph in Fig. 3)

$$R \leq X_g(\alpha - \sqrt{\alpha^2 - 1}) \quad (5)$$

and with a high resistance resistor (right side of the graph in Fig. 3).

$$R \geq X_g\left(\alpha + \sqrt{\alpha^2 - 1}\right) \quad (6)$$

It is also seen in function *f(r)* that the highest active power during a short-circuit, which corresponds to the strongest braking, is obtained for $\alpha = 1$, thereby $R = 1.0 X_g$, or

$$R = X_g = (X_d'' + X_T) \tag{7}$$

7. Simulation tests results

These theoretical analyses were initial confirmed by simulation in the generator – infinite busbar system (Fig. 4). The model consists of a generator S_n = 1127 MVA and a step-up transformer with parameters typical for equipment his size, two transmission lines L1 and L2 with rated voltage 400 kV and reactance X_L=29.2 Ω each, of source equivalent to a system with short-circuit power $S_{K3} = 27022$ MVA, i.e. equivalent reactance $X_s = 5.9$ Ω.

Before the short circuit the generator is loaded with rated power $P = P_n$=965 MW at voltage 1.05 U_n = 28.35 kV. At this load, the source voltage behind the system's equivalent reactance is U_s = 377 kV = 0.897 p.u. In the system $X_g = (X''_d + X_T)$ = 0.23 + 0.18 = 0.41 p.u. During the tests, in order to better determine the impact of a series resistor on the system performance, the assumption was made to ingnor the effect of ARN excitation voltage regulation, i.e. the excitation voltage has a constant value E_f = const.

It was assumed that in L1 line a 3-phase short-circuit develops close to the substation busbars and during its elimination a circuit breaker is damaged in the feeder bay. The breaker failure protection eliminates the short-circuit by opening the clutch switch and the generator output can be fed through line L2, if the generator stays synchronous, of course.

Presented in Tab. 1 is an analysis of the critical fault duration, for various series resistor resistances and three series resistor control algorithms. Algorithm 1 assumes that resistor is switched on at the moment of short-circuit occurrence and turned off upon the short-circuit elimination. The above variant illustrates an idealized case, whereby the protection and circuit breaker delays are neglected. Algorithm 2 assumes that the normal fault clearing time is 100 ms, and the time delayed by breaker failure is t_{zw} = 350 ms. After the end of the normal short-circuit clearing time, about 20 ms elapses for the decision to activate the resistor and about 50 ms for its activation. As a result, the resistor is connected to the circuit after 170 ms from the moment of fault occurrence, and is switched off at the moment of short circuit clearance. Algorithm 3 is algorithm 2 modified in such a way that a series resistor is disconnected after 70 ms from the moment of fault clearing.

Stability margin was determined based on the following relationship:

$$k_t = \frac{t_{kt} - t_{zw}}{t_{zw}} \tag{8}$$

where: t_{kt}, t_{zw} – respectively, critical clearing time and actual clearing time resulting from the protection (in this case, delayed fault clearing time).

The results in Tab. 1 indicate that without a braking resistor the critical time 0.253 seconds is shorter than the delayed fault clearing time 0.350 s and the system will lose synchronism.

For small resistances $R = (0.25–0.50)X_g$ the longest critical fault durations, and thus the largest improvement in stability, is obtained with algorithm 1. With further increase in the resistance, i.e. for $R \geq 0.75X_g$, the largest improvement in stability is obtained with algorithm 2 or 3. The longest critical fault duration 1.542 s, i.e. stability reserve 341%, was obtained for $R = 1.00X_g$ and algorithm 2. The results indicate that the applied stability improvement measure is indeed effective. In addition, it can be concluded that the choice of a series braking resistor's resistance and control algorithm alike has a great impact on the braking efficiency with the resistor switched on. In addition, the test results have shown that the decline in algorithm 1's efficiency of for large resistances, for example R = 0.410 p.u. , which corresponds to $r = R/X_g = 1.0$, results from the fact that at a short circuit the rotor is braked very strong and moved backwards still during the short circuit.

8. Conclusions

The use of series braking resistors in an effective way may prevent synchronous generators from losing synchronism, even in at 3-phase close faults, cleared with a delayed due to breaker failure and local breaker failure protection response. Efficiency of the stability improvement by means of a series braking resistor

R [p.u.]	R/X_g	Algorithm 1			Algorithm 2			Algorithm 3		
		t_{kt} [s]	t_{akt} [s]	k_t [%]	t_{kt} [s]	t_{akt} [s]	k_t [%]	t_{kt} [s]	t_{akt} [s]	k_t [%]
0.000	0.00	0.253	0.000	–28	0.253	0.000	–28	0.253	0.000	–28
0.103	0.25	0.469	0.469	34	0.297	0.127	–15	0.311	0.211	–11
0.205	0.50	1.219	1.219	248	0.491	0.321	40	0.435	0.335	24
0.308	0.75	0.503	0.503	44	0.737	0.567	111	0.909	0.809	160
0.410	1.00	0.410	0.400	14	1.542	1.372	341	1.533	1.433	338
0.513	1.25	0.384	0.384	10	1.178	1.008	237	1.162	1.062	232
0.615	1.50	0.376	0.376	7	1.121	0.951	220	1.100	1.000	214
0.718	1.75	0.393	0.393	12	1.145	0.975	227	1.121	1.021	220
0.820	2.00	0.42	0.42	20	1.214	1.044	247	1.185	1.085	239
1.025	2.50	0.498	0.498	42	1.441	1.271	312	1.408	1.308	302

Tab. 1. Comparison of critical times for different braking resistor resistances

depends on the choice of resistor resistance and control algorithm. Theoretical considerations and simulation tests carried out in a generator – infinite busbar system indicate that the strongest braking intensity is obtained with $R = (X''_d + X_T)$, i.e. where the resistor resistance is equal to the total equivalent reactance of the generator – set up transformer system.

This study has been financed with funds for statutory activity.

REFERENCES

1. Machowski J. et al., "Analiza wariantowa możliwości przyłączeniowych oraz wpływu na pracę sieci zamkniętej w obszarze KSE planowanej elektrowni jądrowej" [Variant analysis of connectability and impact on closed grid operation in the area of NPS of the planned nuclear power plant], research study commissioned by PGE EJ 1 sp. z o.o., 2014.
2. Kacejko P. et al., "Analiza stabilności SEE w planowaniu długoterminowym rozwoju KSE" [Power system stability analysis in the long-term planning of the NPS development] research study commissioned by PSE Operator SA, Commission No. DS/RB/DS/Z/MJ/2011, 2011–2012.
3. Gryszpanowicz K., Robak S., Machowski J., "Analizy sieciowe w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego" [Network analysis in the power system development planning], Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warsaw, 2016.
4. CIGRE TF 38-03-12 (R.J. Marceau and J. Endrenyi), Power System Security Assessment: A Position Paper. Electra No. 175, December 1997.
5. Jiang H., Dorsey J., Habetler T., "A cost effective generator brake for improved generator transient response", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 4, 1994, pp. 1840–1846.
6. Machowski J., Bialek J., Bumby J., "Power System Dynamics. Stability and Control", John Wiley & Sons, Chichester, New York 1997, 2008, 2012.
7. Machowski J., Smolarczyk A., Bialek J.W, "Damping of power swings by control of braking resistors", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 23, 2001, pp. 539–548.
8. Peelo D.F., Hein D.W, Peretti F., "Application of a 138 kV 200 MW braking resistor", *Power Engineering Journal*, Vol. 8, No. 4, 1994, pp. 188–192.
9. Tumilty R.M. et al., "Applying series braking resistors to improve the transient stability of low inertia synchronous distributed generators", CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution Vienna, 21–24 May 2007, Paper 0045, CIRED 2007, Session 3, Paper No. 0045, Page ¼.
10. Wämundson M. et al., "Dimensioning of EHV Series Braking Resistor for Large Thermal Generators", 2013 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control – IX (IREP), August 25–30, 2013, Rethymnon, Greece.
11. Gryszpanowicz K., Robak S., Machowski J., "Sterowanie szeregowego rezystora hamującego poprawiające stabilność systemu elektroenergetycznego przy zdarzeniach ekstremalnych w sieciach przesyłowych" [Stability enhancing control of series braking resistor under extreme contingency in transmission network], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 12, 2016, pp. 311–320.
12. Gryszpanowicz K., "Badanie i poprawa stabilności systemu elektroenergetycznego na etapie planowania jego rozwoju" [Stability Analysis and Improvement of an Electric PowerSystem on Stage of Expansion Planning], doctoral dissertation, Warsaw University of Technology 2016.

Sylwester Robak

Warsaw University of Technology

e-mail: sylwester.robak@ien.pw.edu.pl

Graduate of Warsaw University of Technology. In the 2016-2020 term director of the Electrical Power Engineering Institute at the Faculty of Electrical Engineering of the Warsaw University of Technology. Areas of interest: mathematical modelling, power system stability, power system control, smart power grids.

Konrad Gryszpanowicz

Warsaw University of Technology

e-mail: konrad.gryszpanowicz@ien.pw.edu.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology. Assistant professor at the Department of Power Grids and Systems of the Electrical Power Engineering Institute. Areas of interest: power system, in particular development planning and stability improvement. Author of publications and scientific research studies in electrical power engineering.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 111–115. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Poprawa stabilności kątowej przejściowej poprzez załączanie szeregowego rezystora hamującego

Autorzy
Sylwester Robak
Konrad Gryszpanowicz

Słowa kluczowe
system elektroenergetyczny, stabilność kątowa przejściowa, szeregowy rezystor hamujący

Streszczenie
Artykuł dotyczy zastosowania szeregowego rezystora hamującego do poprawy stabilności kątowej przejściowej systemu elektroenergetycznego. W rozpatrywanym przypadku szeregowy rezystor hamujący wykorzystywany jest do ratowania synchronizmu generatorów synchronicznych po wystąpieniu bliskiego elektrowni 3-fazowego zwarcia w linii przesyłowej. W ostatnim okresie można zauważyć wzrost zastosowań rezystorów hamujących w elektroenergetyce. W tym artykule uwaga została skupiona na sposobie włączenia rezystora w układ blokowy generatora oraz na intensywności hamowania generatora w trakcie trwania zwarcia. Rozważania teoretyczne potwierdzono za pomocą badań symulacyjnych dla systemu testowego.

Data wpływu do redakcji: 11.02.2017
Data akceptacji artykułu: 28.06.2017
Data publikacji online: 23.07.2018

1. Wstęp
Trwający od dziesięcioleci proces deregulacji sektora energetycznego istotnie wpłynął na kwestię bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, w tym również w zakresie stabilności. Nieharmonijny rozwój sektora wytwórczego oraz infrastruktury w zakresie sieci przesyłowych powoduje, że stabilność staje się w wielu przypadkach krytycznym kryterium oceny poprawności pracy systemu elektroenergetycznego. W warunkach krajowych można dostrzec, że przyłączanie jednostek wytwórczych o dużych mocach znamionowych (900–1700 MW) do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) napotyka trudności w zakresie stabilności systemu elektroenergetycznego [1, 2].
W tego typu przypadkach w celu spełnienia standardów akceptowalnego zachowania się systemu elektroenergetycznego [3], w tym zachowania stabilności, może okazać się konieczne zastosowanie układów automatyki specjalnej (SPS) [4]. Wśród wielu różnych rozwiązań układów SPS rezystory hamujące są traktowane jako rozwiązanie skuteczne i efektywne ekonomicznie [5].
W artykule przedstawiono, że załączanie szeregowego rezystora hamującego może być skutecznym sposobem poprawy stabilności kątowej przejściowej poprzez przeciwdziałania utracie synchronizmu w przypadku zwarć likwidowanych z opóźnieniem wywołanym na przykład awarią wyłącznika.

2. Hamowanie elektryczne z wykorzystaniem rezystorów
W przypadku zastosowania rezystora hamującego do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego, co jest przedmiotem tego artykułu, układy rezystorów hamujących przeważnie są załączane za pomocą mechanicznych wyłączników. W niektórych rozwiązaniach proponuje się, aby rezystor hamujący był załączany za pomocą tyrystorów (ang. *thyristor-switched braking resistor* – TSBR) [6].
Rezystor hamujący może być zainstalowany w stacji przyelektrownianej w celu poprawy stabilności kątowej przejściowej oraz poprawy tłumienia elektromechanicznych kołysań lokalnych lub też może być zainstalowany wewnątrz sieci przesyłowej w celu tłumienia elektromechanicznych kołysań obszarowych lub międzyobszarowych, a także poprawy warunków napięciowych w węźle [7].
Stosowanie układów tyrystorowych TSBR oferuje duże możliwości, ale w praktyce napotyka trudności związane m.in. ze znacznym wzrostem złożoności układów automatyki zabezpieczeniowej generatora, transformatora blokowego. Stąd w rzeczywistych układach można głównie spotkać rezystory załączane za pomocą łączników mechanicznych [8].
W celu poprawy stabilności kątowej przejściowej rezystory hamujące są załączane krótkotrwale w stacji przyelektrownianej, co umożliwia wzrost obciążenia mocą czynną generatorów, które wskutek zwarcia uzyskują znaczące przyspieszenia mogące prowadzić do utraty synchronizmu. Ze względu na sposób włączenia do sieci elektroenergetycznej rezystory hamujące można podzielić na bocznikowe i szeregowe. Bocznikowe rezystory hamujące do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego są stosowane w praktyce od wielu lat [5, 8].
W ostatnich latach powraca zainteresowanie zastosowaniem szeregowych rezystorów hamujących, w kontekście generatorów o małej inercji, instalowanych w sieciach dystrybucyjnych [9], oraz bardzo dużych turbogeneratorów [10, 11], których wyłączenie po zwarciu w sieci stanowi bardzo groźne zaburzenie dla systemu elektroenergetycznego.

3. Przykład zastosowania rezystorów szeregowych
Zdarzeniami trudnymi, grożącymi utratą synchronizmu generatorów synchronicznych, są bliskie elektrowni zwarcia 3-fazowe w liniach wyprowadzenia mocy. Zdarzenia takie mogą przybrać charakter zdarzeń ekstremalnych [3], gdy zwarcie jest likwidowane z czasem opóźnionym wskutek niezadziałania zabezpieczeń podstawowych lub uszkodzenia wyłącznika i działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Skutecznym sposobem ratowania synchronizmu w przypadku takich zdarzeń ekstremalnych może być załączanie na określony czas rezystora szeregowego.
Jest kilka możliwych sposobów włączania szeregowego rezystora do obwodu zespołu wytwórczego. Dwa z nich zobrazowano na rys. 1. Sposób pokazany na rys. 1a jest najprostszy. Do włączenia rezystora należy otworzyć wyłącznik CB2, a do wyłączenia rezystora z obwodu zamknąć wyłącznik CB2. Wadą tego rozwiązania jest to, że zawsze, gdy zespół wytwórczy pracuje, rezystor jest pod napięciem. Uszkodzenie rezystora zmusza do wyłączenia zespołu wytwórczego. W przypadku sposobu pokazanego na rys. 1b, w stanie normalnym, rezystor jest wyłączony spod napięcia. Do załączenia rezystora trzeba zamknąć wyłączniki CB2, CB3 oraz otworzyć wyłącznik bloku CB1. Do wyłączenia rezystora z obwodu zespołu wytwórczego należy zamknąć wyłącznik CB1 i otworzyć wyłączniki CB2, CB3. Wadą tego sposobu jest użycie dodatkowych dwóch wyłączników.
Kiedy w systemie elektroenergetycznym występuje bliskie zwarcie 3-fazowe w linii przesyłowej wyprowadzenia mocy (rys. 1) i nie następuje otwarcie wyłącznika liniowego, wówczas specjalny układ inicjuje załączenie szeregowego rezystora hamującego. Niezależnie od tego następuje uaktywnienie LRW i otwarcie wyłączników sąsiednich

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 111–115. When referring to the article please refer to the original text.

PL

(w przypadku jak na rys. 1 otwarcie wyłącznika sprzęgającego szyny i otwarcie wyłączników pozostałych linii pracujących na szyny, do których przyłączona jest linia zwarta). Zespół wytwórczy z załączonym rezystorem pracuje na drugie szyny i przyłączone do nich linie.

Warto tu podkreślić, że analizując zachowanie się układu z szeregowym rezystorem hamującym, należy brać pod uwagę, że czas otwierania i zamykania współczesnych wyłączników wysokiego napięcia jest rzędu kilkudziesięciu ms, co powoduje opóźnienie włączenia rezystora do obwodu i jego wyłączenia z obwodu.

Trzeba tu też podkreślić, że w tym artykule zakłada się, że załączanie szeregowego rezystora hamującego następuje tylko w sytuacjach, gdy zwarcie jest likwidowane z czasem opóźnionym, spowodowanym awarią wyłącznika lub zabezpieczenia. Ze względu na krótkie czasy działania współczesnych zabezpieczeń podstawowych (kilkanaście ms) oraz relatywnie długie czasy zamykania i otwierania wyłączników (kilkadziesiąt ms), załączenie rezystora przed likwidacją zwarcia z czasem normalnym (zabezpieczenia podstawowe) nie jest realne.

4. Czynniki wpływające na efektywność szeregowego rezystora hamującego

Do czynników mających wpływ na dobór wartości szeregowego rezystora hamującego zaliczyć można:

1. Intensywność hamowania wirnika generatora w trakcie zwarcia;
2. Oddziaływanie rezystora na ruch wirnika po likwidacji zwarcia;
3. Wpływ rezystora na zmiany napięcia generatora w trakcie zwarcia i po jego likwidacji;
4. Momenty udarowe na wale zespołu wytwórczego w trakcie załączania i wyłączania rezystora;
5. Właściwości materiału, z którego wykonano rezystor.

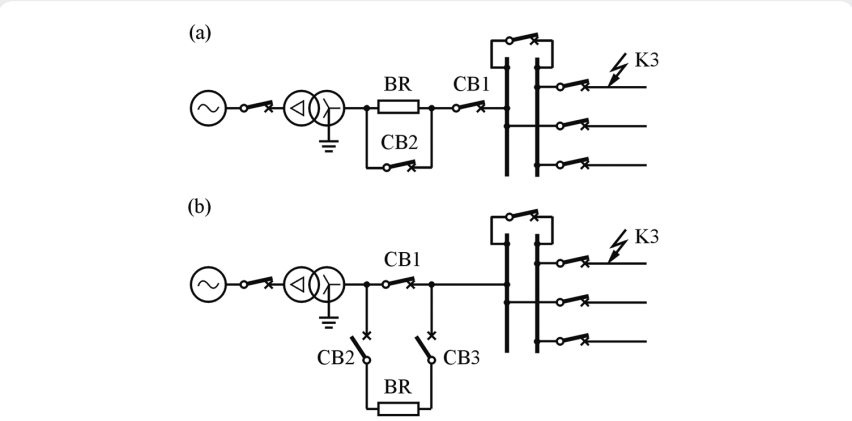
W tym artykule w dalszych jego sekcjach omówiono wpływ szeregowego rezystora hamującego na intensywność hamowania wirnika generatora w trakcie trwania zwarcia.

5. Model systemu z szeregowym rezystorem hamującym

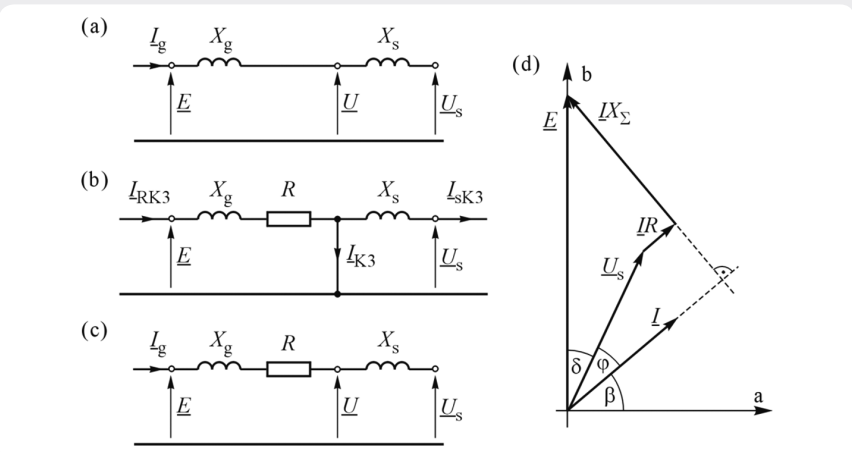
5.1. Schematy zastępcze analizowanego układu

Do rozważań przyjmuje się uproszczony system testowy w postaci układu generator – sieć sztywna. Odpowiednie schematy oraz wykres fazorowy dla układu generator – sieć sztywna z rezystorem szeregowym podano na rys. 2. Lewa strona schematów odpowiada schematowi zastępczemu zespołu wytwórczego, przy czym $X_g = (X'_d + X_T)$ jest reaktancją zastępczą generatora dla stanu podprzejściowego i transformatora podwyższającego, E jest zastępczą siłą elektromotoryczną generatora dla stanu podprzejściowego, R jest rezystancją rezystora hamującego, X_s jest reaktancją zastępczą systemu elektroenergetycznego, U_s jest napięciem zastępczym systemu elektroenergetycznego.

Przy typowych parametrach generatora i transformatora podwyższającego reaktancja zastępcza zespołu wytwórczego jest większa od reaktancji zastępczej systemu, tj. zachodzi $X_g \geq X_s$. Dla typowych stanów obciążenia generatora mocą czynną i bierną indukcyjną przejściowa siła elektromotoryczna generatora jest większa od napięcia generatora i tym samym większa od napięcia zastępczego systemu, czyli zachodzi $E > U_s$.



Rys. 1. Schemat załączenia szeregowego rezystora hamującego w polu blokowym (a) z jednym wyłącznikiem, (b) z dwoma wyłącznikami



Rys. 2. Schematy zastępcze i wykres fazorowy układu z rezystorem szeregowym (a) stan przed zakłóceniem, (b) stan przy wystąpieniu bliskiego zwarcia 3-fazowego, (c) stan po wyłączeniu zwarcia przed wyłączeniem rezystora, (d) wykres fazorowy

5.2. Stan bliskiego zwarcia 3-fazowego

W stanie bliskiego zwarcia 3-fazowego generator jest obciążony mocą czynną odpowiadającą stratom mocy czynnej na rezystancji R wywołanej prądem zwarcia (rys. 2), czyli

$P_{K3} = I_{K3}^2 R$, gdzie: $I_{K3} = E / \sqrt{X_g^2 + R^2}$. Stąd otrzymuje się [12]:

$$P_{K3} = \frac{E^2}{X_g} f(r);\ f(r) = \frac{r}{r^2+1};\ r = \frac{R}{X_g} \quad (1)$$

Wykres funkcji $f(r)$ pokazano na rys. 3. Funkcja ta osiąga maksimum przy $r = 1$, to jest gdy $R = X_g$. Jest to wartość rezystancji rezystora hamującego, przy której w trakcie zwarcia uzyskuje się największą moc czynną, czyli najsilniejsze z możliwych hamowanie wirnika generatora.

Można zatem napisać, że:

$$P_{K3} = 2P_{K3\,max} f(r);\ P_{K3\,max} = \frac{1}{2}\frac{E^2}{X_g} \quad (2)$$

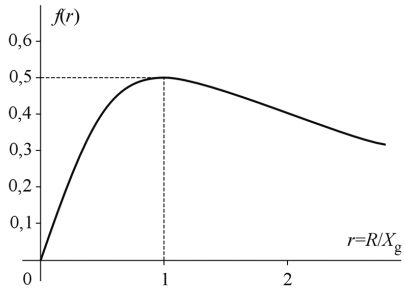
Należy zwrócić uwagę, że moc maksymalna $P_{K3\,max}$ jest w przybliżeniu równa połowie mocy zwarciowej generatora, przy zwarciu na szynach wysokiego napięcia, oraz ok. dwukrotnie większa od mocy znamionowej, czyli $P_{K3\,max} > P_n$.

Przy $r = R / X_g = 1$ uzyskuje się maksymalną moc czynną pobieraną przez rezystor w trakcie zwarcia. Wartość rezystancji, przy której pobór mocy jest mniejszy od maksymalnego, można uzyskać, rozwiązując względem $r = R / X_g$ równanie $P_{K3} = P_{K3max} / \alpha$, gdzie $\alpha \geq 1$. Po podstawieniu do tego równania wartości wynikających z równań (1), (2) otrzymuje się:

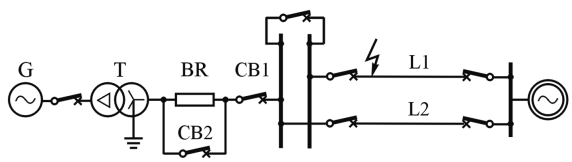
$$(r^2 - 2\alpha r + 1) = 0 \quad (3)$$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 111–115. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Wykres funkcji *f*(*r*)



Rys. 4. Schemat badanego układu generator – sieć sztywna

Równanie to ma dwa pierwiastki:

$$r_{1,2} = \alpha \pm \sqrt{\alpha^2 - 1} \tag{4}$$

Większy z tych pierwiastków odpowiada prawej stronie funkcji $f(r)$ pokazanej na rys. 3, zaś mniejszy lewej stronie tej funkcji. Oczywiście dla $\alpha = 1$, to jest gdy $P_{K3} = P_{K3max}$ otrzymuje się $R = X_g = (X_d'' + X_T)$.

6. Intensywność hamowania w trakcie zwarcia

Na wartość mocy czynnej w trakcie zwarcia, a tym samym na intensywność hamowania generatora, istotny wpływ ma funkcja $f(r)$ dana wzorem (1). Przebieg tej funkcji pokazano na rys. 3. Dla każdej wartości $f(r) < 0{,}5$, to jest mocy czynnej P_{K3} pobieranej przez rezystor mniejszej od P_{K3max}, istnieją dwa rozwiązania ze względu na $r = R / X_g$. Oznacza to, że daną moc można uzyskać za pomocą rezystora o małej wartości rezystancji (lewa strona wykresu na rys. 3)

$$R \le X_g\left(\alpha - \sqrt{\alpha^2 - 1}\right) \tag{5}$$

oraz za pomocą rezystora o dużej wartości rezystancji (prawa strona wykresu na rys. 3).

$$R \ge X_g\left(\alpha + \sqrt{\alpha^2 - 1}\right) \tag{6}$$

Z funkcji $f(r)$ wynika jednocześnie, że największą moc czynną w stanie zwarcia, co odpowiada najsilniejszemu hamowaniu, uzyskuje się dla $\alpha = 1$, a tym samym $R = 1{,}0 X_g$, czyli

$$R = X_g = (X_d'' + X_T) \tag{7}$$

7. Wyniki badań symulacyjnych

Wstępne potwierdzenie analiz teoretycznych przeprowadzono za pomocą symulacji w układzie generator – sieć sztywna (rys. 4). Badany model składa się z generatora o mocy S_n = 1127 MVA i transformatora blokowego o typowych parametrach dla generatorów i transformatorów tej wielkości, dwóch linii przesyłowych L1 i L2 o napięciu znamionowym 400 kV i reaktancji $X_L = 29{,}2\,\Omega$ każda, źródła zastępującego system o mocy zwarciowej $S_{K3} = 27022$ MVA, to jest reaktancji zastępczej $X_s = 5{,}9\,\Omega$.

W stanie poprzedzającym zwarcie generator obciążony jest mocą znamionową $P = P_n = 965$ MW przy napięciu $1{,}05\,U_n = 28{,}35$ kV. Przy tym obciążeniu napięcie źródłowe za reaktancją zastępczą sytemu wynosi $U_s = 377$ kV $= 0{,}897$ j.w. W rozpatrywanym układzie $X_g = (X_d'' + X_T) = 0{,}23 + 0{,}18 = 0{,}41$ j.w.
W trakcie badań, w celu lepszego określenia wpływu szeregowego rezystora na właściwości układu, przyjęto założenie, że pomija się wpływ układu regulacji napięcia wzbudzenia ARN, czyli napięcie wzbudzenia ma stałą wartość E_f = const.
Założono, że w linii L1 blisko szyn stacji powstaje zwarcie 3-fazowe i w trakcie jego likwidacji następuje uszkodzenie wyłącznika w polu liniowym. W rezultacie działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej zwarcie jest likwidowane przez otwarcie wyłącznika sprzęgła i generator może pracować poprzez linie L2, oczywiście o ile zachowa synchronizm.
W tab. 1 przedstawiono analizę krytycznego czasu trwania zwarcia, dla różnych wartości rezystancji rezystrora szeregowego oraz trzech algorytmów sterowania rezystorem szeregowym. W algorytmie 1 przyjęto, że rezystor jest załączany wraz z momentem wystąpienia zwarcia, natomiast wyłączenie rezystora następuje wraz z likwidacją zwarcia. Powyższy wariant obrazuje pewien wyidealizowany przypadek, w którym pomija się czasy opóźnienia działania zabezpieczeń oraz wyłączników. W algorytmie 2 przyjęto, że normalny czas likwidacji zwarcia wynosi 100 ms, zaś czas opóźniony wskutek uszkodzenia wyłącznika wynosi t_{zw} = 350 ms. Po upływie normalnego czasu likwidacji zwarcia upływa ok. 20 ms na podjęcie decyzji o aktywacji rezystora i ok. 50 ms na jego załączenie. W rezultacie załączenie rezystora do obwodu następuje po upływie 170 ms od momentu powstania zwarcia, zaś jego wyłączenie następuje w momencie likwidacji zwarcia. W przypadku algorytmu 3 dokonano modyfikacji

R [j.w.]	R/X_g	Algorytm 1			Algorytm 2			Algorytm 3		
		t_{kt} [s]	t_{akt} [s]	k_t [%]	t_{kt} [s]	t_{akt} [s]	k_t [%]	t_{kt} [s]	t_{akt} [s]	k_t [%]
0,000	0,00	0,253	0,000	–28	0,253	0,000	–28	0,253	0,000	–28
0,103	0,25	0,469	0,469	34	0,297	0,127	–15	0,311	0,211	–11
0,205	0,50	1,219	1,219	248	0,491	0,321	40	0,435	0,335	24
0,308	0,75	0,503	0,503	44	0,737	0,567	111	0,909	0,809	160
0,410	1,00	0,410	0,400	14	1,542	1,372	341	1,533	1,433	338
0,513	1,25	0,384	0,384	10	1,178	1,008	237	1,162	1,062	232
0,615	1,50	0,376	0,376	7	1,121	0,951	220	1,100	1,000	214
0,718	1,75	0,393	0,393	12	1,145	0,975	227	1,121	1,021	220
0,820	2,00	0,42	0,42	20	1,214	1,044	247	1,185	1,085	239
1,025	2,50	0,498	0,498	42	1,441	1,271	312	1,408	1,308	302

Tab. 1. Porównanie czasów krytycznych dla różnych wartości rezystancji rezystora hamującego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 111–115. When referring to the article please refer to the original text.

PL

algorytmu 2 w taki sposób, że wyłączenie rezystora szeregowego następuje po 70 ms od momentu likwidacji zwarcia.
Zapas stabilności określono na podstawie następującej zależności:

$$k_t = \frac{t_{kt} - t_{zw}}{t_{zw}} \quad (8)$$

gdzie: t_{kt}, t_{zw} są odpowiednio czasem krytycznym i czasem likwidacji zwarcia wynikającym z działania zabezpieczeń (w tym przypadku opóźniony czas likwidacji zwarcia).
Wyniki badań zawarte w tab. 1 wskazują, że bez aktywacji rezystora hamującego czas krytyczny 0,253 s jest mniejszy od opóźnionego czasu likwidacji zwarcia 0,350 s i układ traci synchronizm.
Dla małych wartości rezystancji $R = (0{,}25–0{,}50)X_g$ najdłuższe krytyczne czasy trwania zwarcia, a tym samym największą poprawę stabilności, uzyskuje się w przypadku algorytmu 1. Przy dalszym wzroście wartości rezystancji, czyli dla $R \geq 0{,}75X_g$, największą poprawę stabilności uzyskuje się w przypadku algorytmu 2 lub 3. Najdłuższy krytyczny czas trwania zwarcia równy 1,542 s, co oznacza zapas stabilności na poziomie 341%, uzyskano dla $R = 1{,}00X_g$ oraz algorytmu 2. Powyższe wyniki wskazują, że zastosowany środek poprawy stabilności jest rzeczywiście skuteczny. Ponadto można stwierdzić, że zarówno dobór rezystancji, jak algorytm sterowania szeregowego rezystora hamującego ma duży wpływ na efektywność hamowania uzyskiwanego przez załączenie szeregowego rezystora. Dodatkowo wyniki badań pokazały, że spadek efektywności algorytmu 1 dla dużych wartości rezystancji, przykładowo $R = 0{,}410$ j.w., co odpowiada $r = R/X_g = 1{,}0$, wynika z faktu, że w trakcie zwarcia następuje bardzo silne hamowanie wirnika i ruch wsteczny jeszcze w trakcie zwarcia.

8. Wnioski

Zastosowanie szeregowych rezystorów hamujących w sposób skuteczny może zapobiegać utracie synchronizmu generatorów synchronicznych, nawet w przypadku 3-fazowych zwarć bliskich, likwidowanych z czasem opóźnionym wskutek awarii wyłącznika, oraz działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej. O efektywności poprawy stabilności kątowej za pomocą szeregowego rezystora hamującego decyduje odpowiedni dobór rezystancji rezystora, a także algorytm sterowania. Rozważania teoretyczne oraz wykonane badania symulacyjne w układzie generator – sieć sztywna wskazują, że najsilniejszą intensywność hamowania uzyskuje się w przypadku, gdy $R = (X''_d + X_T)$, czyli gdy rezystancja rezystora jest równa sumarycznej reaktancji zastępczej zespołu generator – transformator blokowy.

Bibliografia

1. Machowski J., Robak S., Baczyński D., Gryszpanowicz K. i in., Analiza wariantowa możliwości przyłączeniowych oraz wpływu na pracę sieci zamkniętej w obszarze KSE planowanej elektrowni jądrowej, praca badawcza na zamówienie PGE EJ 1 sp. z o.o., 2014
2. Kacejko P. i in., Analiza stabilności SEE w planowaniu długoterminowym rozwoju KSE, praca na zlecenie PSE Operator SA, Zamówienie nr DS/RB/DS/Z/MJ/2011, 2011–2012.
3. Gryszpanowicz K., Robak S., Machowski J., Analizy sieciowe w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2016.
4. CIGRE TF 38-03-12 (R.J. Marceau and J. Endrenyi), Power System Security Assessment: A Position Paper. *Electra* No. 175, December 1997.
5. Jiang H., Dorsey J., Habetler T., A cost effective generator brake for improved generator transient response, *IEEE Transactions on Power Systems* 1994, Vol. 9, No. 4, s. 1840–1846.
6. Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York 1997, 2008, 2012.
7. Machowski J., Smolarczyk A., Bialek J.W., Damping of power swings by control of braking resistors, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2001, Vol. 23, Issue 7, s. 539–548.
8. Peelo D.F., Hein D.W., Peretti F., Application of a 138 kV 200 MW braking resistor, *Power Engineering Journal* 1994, Vol. 8, No. 4, s. 188–192.
9. Tumilty R.M. i in., Applying series braking resistors to improve the transient stability of low inertia synchronous distributed generators, CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution Vienna, 21–24 May 2007, Paper 0045, CIRED 2007, Session 3, Paper No. 0045, Page ¼.
10. Wämundson M. i in., Dimensioning of EHV Series Braking Resistor for Large Thermal Generators, 2013 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control – IX (IREP), August 25–30, 2013, Rethymnon, Greece.
11. Gryszpanowicz K., Robak S., Machowski J., Sterowanie szeregowego rezystora hamującego poprawiające stabilność systemu elektroenergetycznego przy zdarzeniach ekstremalnych w sieciach przesyłowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 12, s. 311–320.
12. Gryszpanowicz K., Badanie i poprawa stabilności systemu elektroenergetycznego na etapie planowania jego rozwoju, rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska 2016.

Praca finansowana ze środków na działalność statutową.

Sylwester Robak
dr hab. inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: sylwester.robak@ien.pw.edu.pl
Wychowanek Politechniki Warszawskiej. Obecnie zatrudniony na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, gdzie pełni funkcję dyrektora instytutu w kadencji 2016–2020. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, inteligentne sieci elektroenergetyczne.

Konrad Gryszpanowicz
dr inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: konrad.gryszpanowicz@ien.pw.edu.pl
Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Adiunkt w Zakładzie Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Elektroenergetyki. Obszarem jego zainteresowań jest system elektroenergetyczny, a w szczególności planowanie rozwoju oraz metody poprawy stabilności. Autor publikacji i wykonawca prac naukowo-badawczych w dziedzinie elektroenergetyki.