

Adam Gozdowiak, Piotr Kisielewski, Ludwik Antal
Politechnika Wroclawska, Wroclaw

NIEPRAWIDŁOWA SYNCHRONIZACJA TURBOGENERATORA

ABNORMAL TURBOGENERATOR SYNCHRONIZATION

Streszczenie: Prezentowany artykuł zawiera wyniki obliczeń przebiegu błędnej synchronizacji turbogenera- tora podczas załączenia na sieć przy różnych kątach fazowych napięć zmienianych w pełnym zakresie kąto- wym (-180 deg, 180 deg). Przedstawiono wpływ błędnej synchronizacji na pracę systemu elektroenergetycz- nego. Zbadano zjawiska zachodzące w trudno dostępnych pomiarowo miejscach wirnika. Określono najbar- dziej narażone węzły konstrukcyjne turbogenera- tora w rozpatrywanym anormalnym stanie pracy. W oblicze- niach wykorzystano polowo-obwodowy model turbogenera- tora.

Abstract: Presented article contains the computation results of turbogenerator faulty synchronization during tripping on the grid for different voltage phase shift changed in full range (-180 deg, 180 deg). It is shown the impact faulty synchronization on the power system. The great emphasis was placed on the physical phenom- ena existing in the rotor because the measurement of rotor damper bar currents is difficult in practice. The most likely construction elements were estimated in this abnormal operation state. The field-circuit model of the turbogenerator was used during the computations.

Słowa kluczowe: turbogenerator, błędna synchronizacja, metoda elementów skończonych

Keywords: turbogenerator, faulty synchronization, finite element method

1. Wstęp

Proces przyłączenia turbogenera- tora do systemu elektroenergetycznego jest poprzedzony sprawdzeniem zgodności faz oraz poziomu napięć po stronie generatora i sieci. Automatyczny układ synchronizuje generator z siecią uwzględniając zwłokę czasową wyłącznika, tak by w chwili załączenia przesunięcie fazowe między napię- ciami generatora i napięciem sieci było równe 0 ± 10 deg [1]. Przy przesunięciu fazowym róż- nym od zera zachodzi błędna synchronizacja. Może być ona wynikiem:

- niedoszacowania zwłoki czasowej wyłą- cznika,
- iskrzenia podczas zamykania wyłącznika,
- awarii układu synchronizacyjnego,
- awarii instalacji po wykonanym rozruchu.

Prawdopodobieństwo synchronizacji przy nie- zerowym przesunięciu fazowym napięć jest dość duże [2, 3].

Obecnie turbogenerator jest tak projektowany, by wytrzymać pod względem mechanicznym i termicznym duże wartości prądów stojana oraz momentu elektromagnetycznego występu- jące podczas zwarcia trójfazowego na zaciskach twornika. Podczas błędnie przeprowadzonej synchronizacji moment elektromagnetyczny może osiągnąć wartości 2-3-krotnie większe [2-6]. Pojawienie się tak dużej wartości mo-

mentu elektromagnetycznego jest przyczyną powstawania momentów skrętnych na wale tur- bozespołu. W zależności od przesunięcia fazo- wego napięć, w jakim turbogenerator jest przy- łączony do systemu elektroenergetycznego, amplituda oscylującego momentu skrętnego może znacząco przekroczyć granicę wytrzy- małości zmęczeniowej wału. Oscylacje mo- mentu skrętnego na wale turbozespołu są słabo tłumione i dlatego trwają kilka sekund, znacz- nie dłużej od momentu elektromagnetycznego, który je wytworzył.

W eksploatacji turbogeneratorów zdarzały się przypadki awarii wywołanych przez błędną synchronizację. Przykładem może być awaria transformatora blokowego wywołana błędną synchronizacją turbogenera- tora dla przesunięcia fazowego napięć bliskiego 120 deg [6], która doprowadziła do uszkodzenia jednego z uzwo- jeń transformatora po stronie wysokiego napię- cia. Oględziny zaraz po zdarzeniu, nie wyka- zały uszkodzeń uzwojeń stojana turbogenera- tora. Natomiast po 3-letniej eksploatacji zauwa- żono poluzowane usztywnienia wsporcze uzwojenia górnego oraz dolnego stojana po stronie napędowej.

Proces zmęczeniowy materiałów konstrukcyj- nych turbogenera- tora kumuluje się, to znaczy ich zużycie jest wynikiem zdarzeń z przeszło-

ści, które nadwyreżyły wytrzymałość materiałową. Jeśli zmęczenie materiałowe na skutek wielu błędnych synchronizacji w czasie eksploatacji, przy pewnych przesunięciach fazowych napięć przekroczy odpowiedni próg, to nastąpi pęknięcie zmęczeniowe, które może doprowadzić do kolejnych pęknięć, a w konsekwencji do odstawienia turbozespołu.

Zmęczenie materiałowe może doprowadzić do zaburzeń generowanej mocy czynnej i biernej oraz w przypadku pojawienia się znacznie przekraczających dopuszczalne wartości momentów skrętnych, do skrzywienia wału.

Producenci turbogeneratorów określają liczbę cykli mogących doprowadzić do zainicjowania pęknięcia. Dla określenia tej liczby zazwyczaj uwzględniane są siły pochodzące ze zwarcia trójfazowego, które są 2-3-krotnie mniejsze od maksymalnych sił mogących powstać przy błędnej synchronizacji.

Wykorzystanie metody polowo-obwodowej do oszacowania spodziewanego maksymalnego momentu elektromagnetycznego oraz prądu stojana może posłużyć do oszacowania wartości krytycznych w obliczeniach mechanicznych turbogeneratorów.

2. Model badanego turbogeneratora

Badaną maszyną jest 2-biegunowy turbogenerator, posiadający 54 żłobki stojana i uzwojenie połączone w dwie gałęzie równoległe. Dane znamionowe umieszczono w tabeli 1.

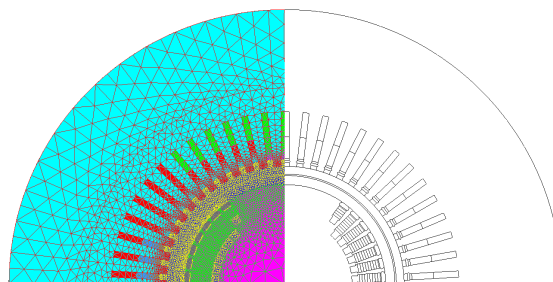
Zbudowany model symulacyjny składał się z części polowej oraz obwodowej. W części polowej uwzględniono rzeczywisty rozkład uzwojeń w żłobkach stojana i wirnika oraz obwody tłumiące w postaci klinów wirnika. Oprócz uwzględnienia nieliniowości charakterystyk magnesowania rdzeni stojana i wirnika, uwzględniono również zjawisko wypierania prądu w klinach wirnika oraz prądy wirowe indukowane w litej stali wirnika. Pominięto natomiast zjawisko wypierania prądu w uzwojeniach stojana i wirnika oraz prądy wirowe w pakiecie blach stojana.

Tab. 1. Dane znamionowe badanego turbogeneratora

Symbol	Wielkość	Jednostka
S_N	500	MVA
U_{SN}	21	kV
I_{SN}	13,75	kA
$\cos\varphi_N$	0,80	-

I_{FN}	4,50	kA
n_N	3000	obr/min
M_N	1,273	MNm

Przyjęte wstępne założenia w dokładny sposób odzwierciedlają zjawiska zachodzące w turbogeneratorze w stanach nieustalonych. Weryfikacja modelu została przedstawiona w pracy [8]. Przekrój poprzeczny modelu polowego zamieszczono na rysunku 1.



Rys. 1. Połowa modelu polowego turbogeneratora

Badana maszyna posiada jedną parę biegunów oraz dwuwarstwowe uzwojenie stojana. Model polowy w czasie obliczeń był sprzęgnięty z modelem obwodowym zawierającym elementy skupione, reprezentujące uzwojenia i obwody znajdujące się w części polowej oraz rezystancje i indukcyjności połączeń czołowych uzwojenia stojana, wirnika oraz klinów wirnika.

3. Wyniki obliczeń

Maksymalna wartość napięcia na zaciskach turbogeneratora podczas przeprowadzania synchronizacji może wynieść $1,05 U_N$, natomiast najmniejsza to $1,00 U_N$. Prędkość obrotowa wirnika może wahać się w granicach ± 4 obr/min, a przesunięcie fazowe napięć ± 10 deg [4].

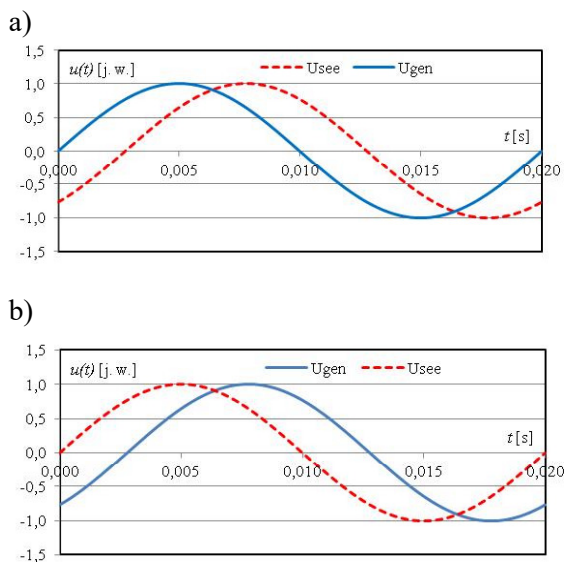
W czasie analizy przebadano wpływ przesunięcia fazowego napięć w czasie synchronizacji w 4 różnych przypadkach, których szczegóły zawarto w tabeli 2.

Tab. 2. Przebadane warianty podczas synchronizacji

Numer wariantu	Napięcie na zaciskach [j. w.]	Prędkość obrotowa [obr/min]
1	1,00	3000
2	1,05	3000
3	1,00	2996
4	1,00	3004

Przesunięcie fazowe napięć w czasie symulacji zmieniało się w przedziale od -180 do 180 deg, co 10 deg.

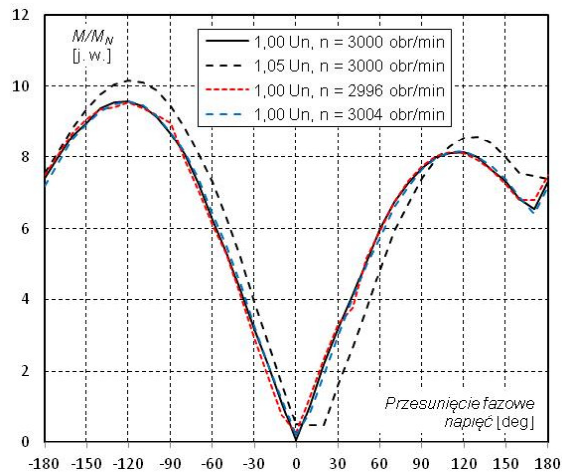
W czasie analizy przebadano dwa przypadki, gdy napięcie turbogeneratora wyprzedza napięcie sieci (-180 deg - 0 deg), co ilustruje rysunek 2a oraz, gdy napięcie sieci wyprzedza napięcie turbogeneratora (0 deg - 180 deg), rysunek 2b.



Rys. 2. Dwa przypadki przebiegu napięcia podczas błędnej synchronizacji, gdy: a) napięcie generatora wyprzedza napięcie sieci oraz, gdy b) napięcie sieci wyprzedza napięcie generatora

W czasie symulacji uwzględniono impedancję transformatora blokowego oraz systemu elektroenergetycznego, dla którego moc zwarciowa wynosiła 15000 MVA (jak dla silnego systemu). Założony krok czasowy obliczeń wynosił 0,2 ms. W czasie błędnej synchronizacji, największą amplitudę momentu elektromagnetycznego zauważono dla przesunięcia fazowego napięć równego -120 deg, czyli gdy napięcie turbogeneratora wyprzedza napięcie sieci o kąt 120 deg. Ilustruje to rysunek 3.

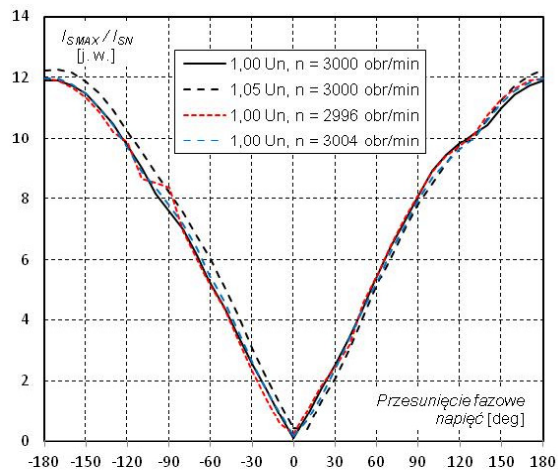
Pojawienie się dużego momentu elektromagnetycznego przyczynia się do powstania znacznych momentów skrętnych na wale turbozespołu. Oscylacje momentów skrętnych na wale są słabo tłumione i mogą trwać kilka sekund, znacznie dłużej od momentu elektromagnetycznego, który je wytwarza. Istnieje zatem ryzyko, że niestłumiony w odpowiednio krótkim czasie moment skrętny przyczyni się do zmęczenia materiałów, z jakich jest wykonany wał turbozespołu.



Rys. 3. Maksymalna amplituda momentu elektromagnetycznego

Największy zaobserwowany moment na rysunku 3 pochodził z wariantu 2, w którym $U_{GEN}=1,05 U_N$. Wartość ta jest 2,8 razy większa od momentu powstałego podczas zwarcia trójfazowego przy biegu jałowym. Porównanie to zostało zawarte w tabeli 3.

Rysunek 4 przedstawia maksymalną amplitudę prądu stojana podczas błędnej synchronizacji dla 4 badanych przypadków. Największą wartość prądu zaobserwowano dla przesunięcia fazowego napięć równego 180 deg (wariant 2).



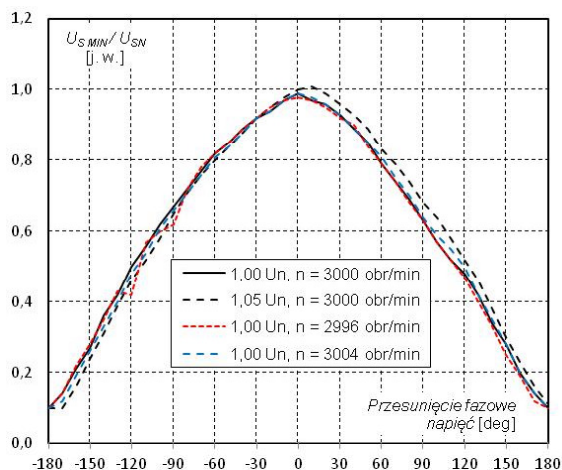
Rys. 4. Maksymalna amplituda prądu stojana

Dla przesunięcia fazowego napięć równego ok. 70 deg, prąd stojana podczas błędnej synchronizacji przekracza wartość jaka jest spodziewana dla zwarcia trójfazowego podczas biegu jałowego dla U_N . Natomiast dopiero dla przesunięcia fazowego napięć równego 170 deg wartość prądu stojana przekracza wartość jaka jest oczekiwana dla stanu zwarcia trójfazowego przy znamionowym obciążeniu. Porównanie to zostało zawarte w tabeli 3.

Tab. 3. Zestawienie największych chwilowych wartości momentów elektromagnetycznych, prądów stojana oraz prądów w klinie wirnika dla różnych stanów pracy turbogeneratora

Stan pracy		M/M_N [j. w.]	I_S/I_{SN} [j. w.]	$I_{KLIN NR 7}$ [kA]
1.	Błędna synchronizacja Wariant 01 Przesunięcie fazowe: -120°	9,57	9,76	160,90
2.	Błędna synchronizacja Wariant 01 Przesunięcie fazowe: 120°	8,12	9,82	110,65
3.	Błędna synchronizacja Wariant 02 Przesunięcie fazowe: -120°	10,16	10,26	168,98
4.	Błędna synchronizacja Wariant 02 Przesunięcie fazowe: 120°	8,56	9,81	110,50
5.	Zwarcie trójfazowe podczas biegu jałowego dla U_N	3,65	6,03	88,75
6.	Zwarcie trójfazowe podczas pracy znamionowej	8,31	11,82	129,18

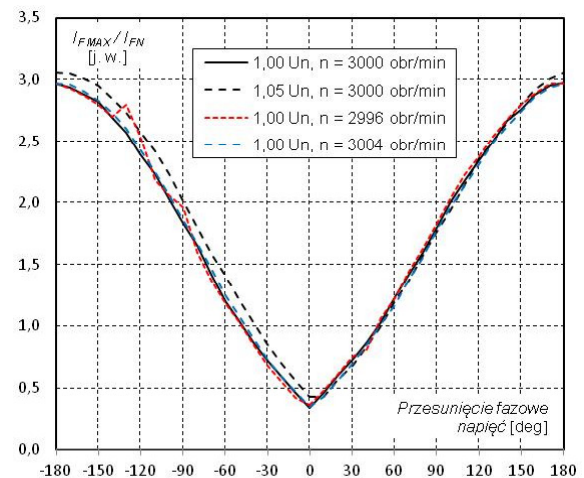
Na rysunku 5 przedstawiono minimalną amplitudę napięcia stojana jaką odnotowano w pierwszej chwili po błędnej synchronizacji. Minimalną wartość zarejestrowano dla przesunięcia fazowego napięć równego 180 deg. Minimalna wartość amplitudy napięcia wynosi ok. $0,47 U_N$ dla przesunięcia fazowego napięć równego -120 deg, natomiast $0,49 U_N$ dla 120 deg.



Rys. 5. Minimalna amplituda napięcia stojana

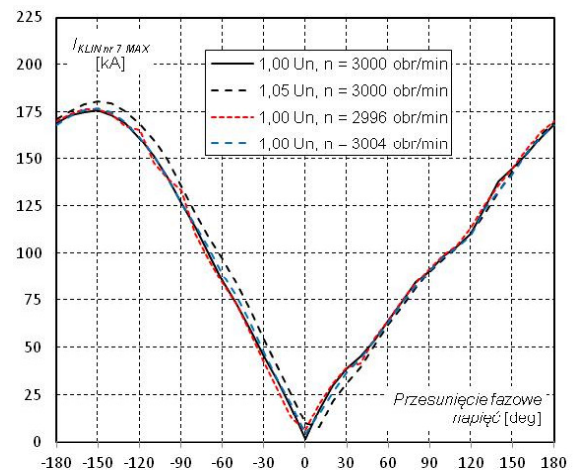
Rysunek 6 ilustruje maksymalną chwilową wartość prądu wirnika jaki przepływa przez uzwojenie wzbudzenia przy ręcznej synchronizacji turbogeneratora z siecią. Przy przesunięciu

fazowym napięć równym ok. 50 deg, wartość prądu wzbudzenia przekracza wartość znamionową.



Rys. 6. Maksymalna amplituda prądu wirnika

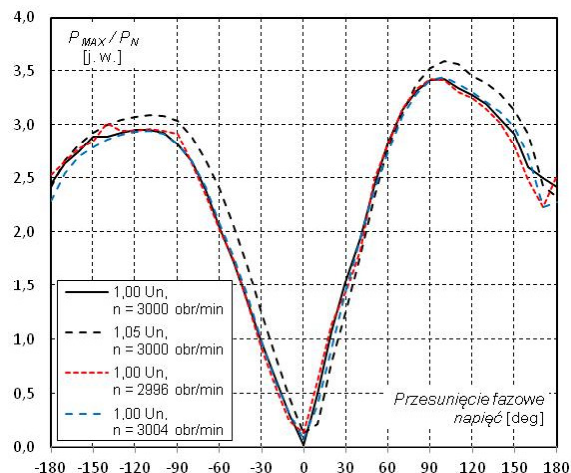
Wykorzystanie metody połowo-obwodowej w analizie błędnej synchronizacji pozwoliło zaobserwować zjawiska zachodzące w trudno dostępnych pomiarowo częściach wirnika. Rysunek 7 przedstawia maksymalne chwilowe wartości prądu przepływające przez klin wirnika znajdujący się najbliżej dużego zęba, w którym płynęły największe prądy.



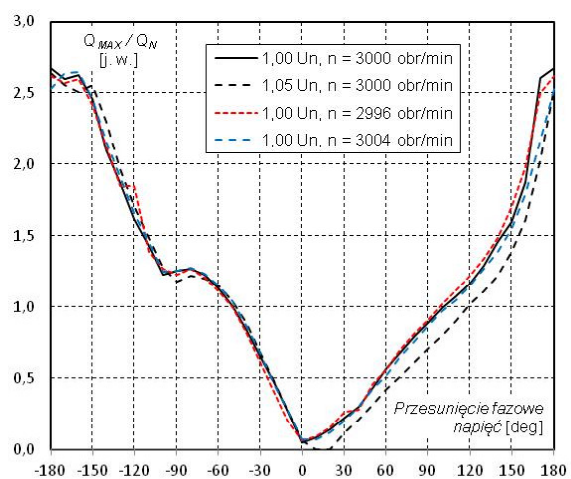
Rys. 7. Maksymalna amplituda prądu w klinie wirnika

Dotychczasowe znane wyniki pomijały wpływ błędnej synchronizacji na system elektroenergetyczny [4-6], dlatego na rysunkach 8 oraz 9 pokazano maksymalną wartość mocy czynnej i biernej pobieranej przez turbogenerator w pierwszej chwili błędnie przeprowadzonej synchronizacji. Mniejsza moc czynna jest pobierana przez turbogenerator w przypadku, gdy napięcie generatora wyprzedza napięcie sieci.

Wynika to z faktu istnienia strat w miedzi w uzwojeniach stojana i wirnika, które trzeba pokryć w przypadku, gdy napięcie sieci wyprzedza napięcie generatora.

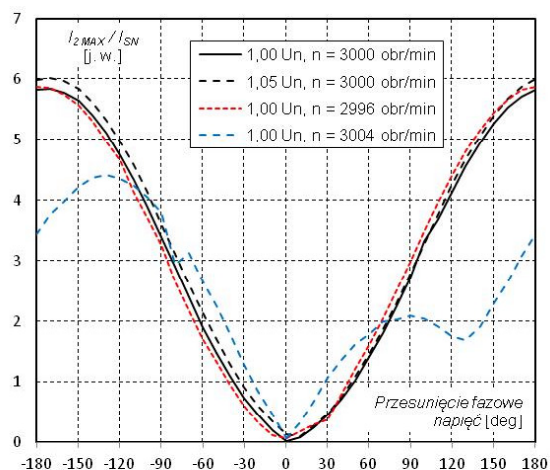


Rys. 8. Maksymalna chwilowa wartość pobieranej mocy czynnej przez turbogenerator



Rys. 9. Maksymalna chwilowa wartość pobieranej mocy biernej przez turbogenerator

Dodatkowo wyznaczono składową przeciwną prądu stojana, która indukuje prądy w przewodzących częściach wirnika o podwójnej częstotliwości sieciowej powodując nadmierne nagrzewanie się elementów łączeniowych mogących doprowadzić do nadtopień oraz powstania iskrzenia. Maksymalne wartości składowej przeciwną prądu stojana dla różnych przesunięć fazowych napięć przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10. Maksymalna wartość składowej przeciwną prądu stojana

4. Podsumowanie

Obliczona największa wartość momentu elektromagnetycznego została odnotowana dla przesunięcia fazowego napięć równego -120 deg (napięcie generatora wyprzedza napięcie sieci). Wartość momentu jest 2,8 razy większa od momentu powstałego podczas zwarcia trójfazowego przy biegu jałowym dla U_N . Obliczona krotność momentu jest wartością oczekiwaną, ponieważ znane prace na ten temat [5, 6] sugerują, że ta krotność waha się między 2 a 3. Natomiast wyznaczona maksymalna amplituda prądu stojana dla tego kąta znacząco przewyższa wartość prądu wyznaczonego dla zwarcia trójfazowego na zaciskach generatora podczas biegu jałowego dla U_N . Zestawienie tych wartości zaprezentowano w tabeli 3 dla stanów pracy 1 oraz 5. Dotychczasowe znane z literatury analizy [5, 6] pokazują, że prąd stojana podczas błędnej synchronizacji dla przesunięcia fazowego napięć równego -120 deg nie przekracza wartości prądu podczas zwarcia trójfazowego.

Dotychczas sądzono, że błędna synchronizacja przy kącie fazowym równym 120 deg nie powinna spowodować uszkodzeń uzwojeń stojana. Zaprezentowane w niniejszej pracy wyniki sugerują, że istnieje ryzyko takich uszkodzeń na skutek pojawienia się większych prądów, niż zakładano w czasie projektowania turbogeneratora. Większe prądy płynące w połączeniach czołowych uzwojeń stojana przyczyniają się do powstania większych sił elektrodynamicznych mogących doprowadzić do deformacji tych części uzwojenia.

Błędna synchronizacja może doprowadzić do znacznych wahań mocy czynnej i biernej, które

mogą spowodować znaczne wahania napięć w systemie elektroenergetycznym.

5. Literatura

- [1]. IEEE Std C50.13-2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and above.
- [2]. Billinton R., Aboreshaid S., Faried S. O., Fotuhi-Firuzabas M.: A monte carlo simulation approach to the evaluation of maximum turbine-generator shaft torsional torques during faulty synchronization, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, November 1999.
- [3]. Aboreshaid S., Al-Dhalaan S.: Stochastic evaluation of turbine-generator shaft fatigue due to system faults and faulty synchronization, Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, Vol. 1, p. 186-191, 2000.
- [4]. Krause P. C., Hloppeter W. C., Triezenberg D. M., Rusche P. A.: Shaft torques during out-of-phase synchronization, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, no. 4 July/August 1977.
- [5]. Mitsche J. V., Rusche P. A.: Shaft torsional stress due to asynchronous faulty synchronization, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, no. 5 September/October 1980.
- [6]. Pasternack B. M., Provanzana J. H., Waganaar L. B.: Analysis of a generator step-up transformer failure following faulty synchronization, IEEE Transactions on power Delivery, Vol. 3, no. 3, July 1988.
- [7]. Kisielewski P., Antal L.: Model polowo-obwodowy turbogenerators, Prace Nauk. IMNiPE PWr, nr 59, SiM nr 26, 2006, 53-60.
- [8]. Gozdowiak A., Kisielewski P.: Wyznaczenie i weryfikacja parametrów turbogenerators z symulacji polowej i polowo-obwodowej, Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej. Studia i Materiały. 2014, nr 34, s. 303-314.

Autorzy

mgr inż. Adam Gozdowiak
dr inż. Piotr Kisielewski
dr hab. inż. Ludwik Antal, prof. PWr
Politechnika Wrocławska
Katedra Maszyn, Napędów
i Pomiarów Elektrycznych
ul. Smoluchowskiego 19
50-372 Wrocław
adam.gozdowiak@pwr.edu.pl
piotr.kisielewski@pwr.edu.pl
ludwik.antal@pwr.edu.pl