

Sensitivity of Power Station Auxiliary Network to the Possibility of Ferroresonance Occurrence

Authors

Józef Wiśniewski
Edward Anderson
Janusz Karolak

Keywords

ferroresonance, voltage transformer, bifurcation

Abstract

Implementation of the new class of 1000 MW power units to a power system creates new problems associated with the operation of its individual components and circuits. One such issue is the phenomenon of ferroresonance in the internal load network. This is not a new problem but it requires examination due to the higher level of supply voltage (10 kV). This paper examines the possibility of ferroresonance occurrence and its character depending on the extent of the network, voltage transformers' load, the effect of grounding resistors in the star point of the power transformer and the presence of varistor surge arresters. The results are presented in the form of ferroresonance maps. They allow assessing the impact of various parameters on the phenomenon, explaining the reasons for possible failure and properly programming the network conditions in order to avoid the risk of ferroresonance.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014414

1. Introduction

At the development of technologies for highly efficient "zero-emission" high power (MW 600–1000) coal-fired units under Programme 50+ the need arose to analyse the operation of their components and circuitry in emergency conditions.

The paper presents the issue of modelling ferroresonance phenomenon in the auxiliary network of a 1000 MW unit. Ferroresonance in a medium-voltage grid occurs as a result of interaction between nonlinear inductance of a voltage transformer and capacitance to earth of the grid. This phenomenon has been discussed for many years. However, it is difficult to examine due to the high sensitivity to even small changes in grid parameters. Researching ferroresonance is important because of the threats posed to proper grid operation. Overvoltages during a ferroresonance occurrence can threaten the insulation of stations and lines, and of power devices installed there. Overcurrents caused by ferroresonance are extremely dangerous for inductive voltage transformers, especially when this phenomenon is prolonged. This leads to faults in the grid operation and reduces the supply reliability and supplied electricity quality as a result of interruptions related to line outages and voltage and current waveform distortions. Moreover, ferroresonance may also lead to unwanted ground fault protection tripping [1]. The current interest in this issue is caused by the introduction of new instrument transformer types with different parameters to those previously applied, and the very small load of transformer

secondary windings, suitable for electronic measuring and protection devices.

The effect of the phenomenon on parameters such as grid capacity, voltage transformer characteristics and load, type of phenomenon initiating action, presence of grounding resistor connected to the supply transformer's neutral point, and the presence of surge arresters was studied. Ferroresonance is usually initiated by a switching operation or a ground fault occurrence and tripping.

Grid sensitivity to ferroresonance may be conveniently illustrated using bifurcation diagrams [2, 3, 4] or Poincaré diagrams [5].

While examining the grid at its various parameters, bifurcation diagrams and maps of grid sensitivity to ferroresonance were drawn to illustrate the parameter areas that ensure absence of ferroresonance, and such, for which the phenomenon may occur. Additionally, the examined phenomenon's parameters can be represented in the maps, such as ferroresonance overvoltage frequency and waveform characteristics, or maxima. The results are indicative, but may be useful for grid operation programming. Calculations were made using the EMTP/ATP programme.

2. Modelling of power plant's auxiliary network

Subject to these authors' interest is a power plant's auxiliary network operating at a rated voltage of 10 kV, a diagram of which is shown in Fig. 1. The network is powered by the 3-winding

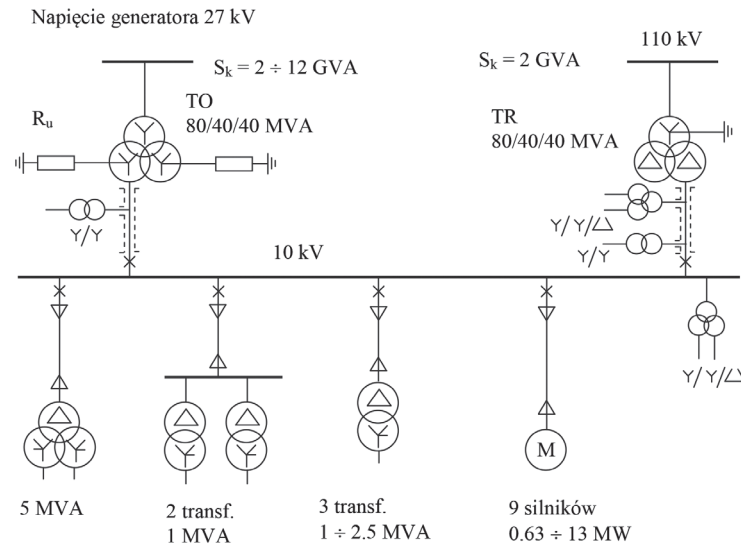


Fig. 1. The 10 kV auxiliary network modelled for ferroresonance studies (one section)

tap transformer TO operated in Y/y/y connection. The option for connecting the transformer's 10 kV neutral points with grounding resistors with resistance $R_u = 58 \Omega$ is provided for. Such a resistor reduces switching, ground fault and ferroresonance overvoltages, improves ground-fault protection performance, but increases the electric shock risk at a ground fault. The conclusions drawn so far from the use of similar resistors in power plants' auxiliary systems are not unambiguous. In an emergency, as well as during the unit's start-up, the auxiliary network can be supplied from the 110 kV grid through the 3-winding reserve transformer TR operated in YN/d/d connection. In such a case the 10 kV network's neutral point is isolated.

Of major impact on the network's susceptibility to ferroresonance are its parameters such as:

- capacitance to earth of cables, busbars, and busways
- nonlinear inductance of voltage transformers and their loads, in particular the open triangle winding load
- operating mode of the network's neutral point, and resistance in the TO tap transformer's neutral point
- presence and characteristics of surge arresters.

Equivalent circuit of the modelled 3-winding transformer is shown in Fig. 2, and its magnetization characteristics adopted for the calculation in Fig. 3

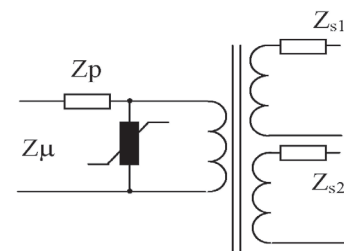


Fig. 2. Equivalent circuit of voltage transformer

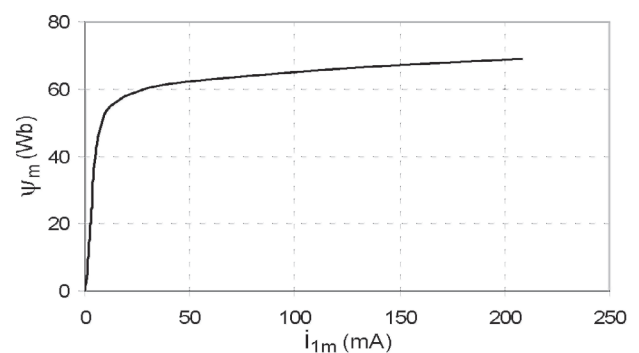


Fig. 3. Magnetization characteristics of the modeled voltage transformer (primary side)

3. Ferroresonance calculations

The possibility of ferroresonance occurring in the 10 kV auxiliary network was examined for various switchgear configurations, i.e. various capacitances to earth. With all outgoing bays switched on, the total capacitance to earth in the network is $0.42 \mu\text{F}$. With all outgoing bays switched off, the total capacitance to earth in the network is $0.26 \mu\text{F}$. It is then made up of busbar capacitances, in part of screened busways, and the capacity to earth of instrument transformers and the power transformer.

With two switchgear sections interconnected, the network's capacitance to earth doubles. In view of these capacitances, the ferroresonance susceptibility was tested for a capacitance

range up to $0.5 \mu\text{F}$ for single switchgear section operation, and up to $1 \mu\text{F}$ for the two sections interconnected. In addition, the impact of the power transformer's type (tap TO vs. reserve TR) was tested. As a result of the calculations it was found that there are areas of the grid capacitance to earth in which ferroresonance may occur. Fig. 4 shows an example waveform of L1 phase voltage on the station bars at single switchgear section operation powered with a TO tap transformer without grounding resistors, without surge arresters and with outgoing bays switched on, i.e. with network capacitance to earth $C = 0.19 \mu\text{F}$.

Ferroresonance is initiated by a short-term ground fault. The phase voltage waveform in Fig. 4 shows that after the fault has passed, ferroresonance appears, but after about 1 s recedes. It is better shown in the zero-sequence waveform of the voltage measured at open delta terminals of the voltage transformers in the measurement bay (Fig. 5).

For the network's other capacitance to earth dependent on its configuration, ferroresonance does not arise at all, or is short-term or permanent. In order to test the network's susceptibility

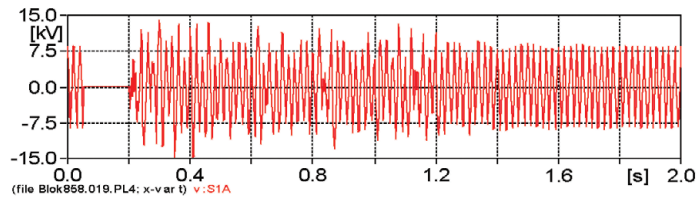


Fig. 4. L1 phase voltage, $C = 0.19 \mu\text{F}$

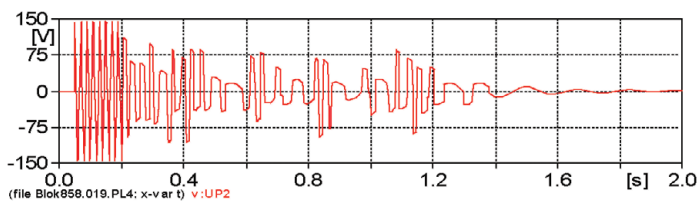


Fig. 5. 3U0 zero-sequence voltage, $C = 0.19 \mu\text{F}$

to the studied phenomenon, the capacitance C was changed in $0.01 \mu\text{F}$ steps from $0.01 \mu\text{F}$ to $0.5 \mu\text{F}$, and phase voltage amplitudes were observed in their subsequent periods, after 0.5 seconds and 5 s respectively, in order to determine whether ferroresonance still persists after that time, and what its nature is. Results of the stimulation calculations are presented in Fig. 6 and 7.

It follows from Fig. 6 and 7 that in many switchgear configurations ferroresonance can occur, but the occurrences are permanent (still present at least 5 seconds after initiation) for the narrow

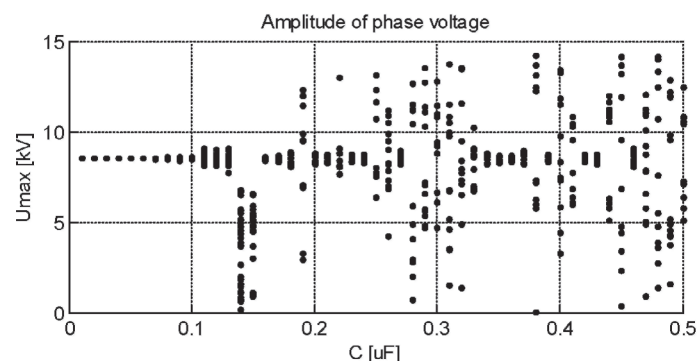


Fig. 6. Bifurcation diagrams of L1 phase voltage amplitudes in successive periods after 0.5 s from ferroresonance initiation

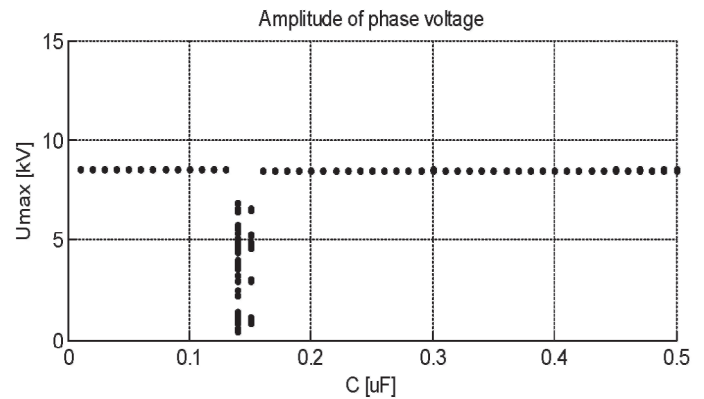


Fig. 7. Bifurcation diagrams of L1 phase voltage amplitudes in successive periods after 5 s from ferroresonance initiation

capacitance to earth range $C = 0.14\text{--}0.15 \mu\text{F}$. Zero-sequence waveforms of the voltage measured at open delta terminals of the voltage transformers, and the transformers' currents for $C = 0.15 \mu\text{F}$ are shown in Fig. 8 and 9.

A ferroresonance occurrence that was not suppressed after at least 5 seconds after initiation was considered as sustained. Fig. 10 shows a bifurcation diagram that illustrates the ampli-

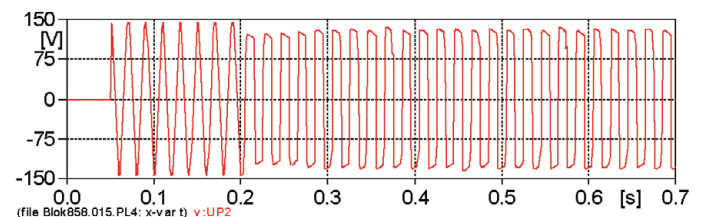


Fig. 8. Zero-sequence voltage waveforms, $C = 0.15 \mu\text{F}$

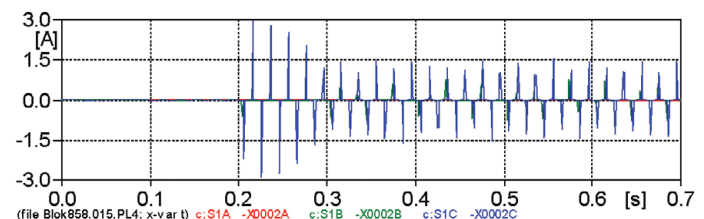


Fig. 9. Transformer voltage current waveforms, $C = 0.15 \mu\text{F}$

tudes of L1 phase voltage on the station bars 5 s after the ferroresonance initiation for the entire tested range of capacitances to earth $C = 0.01\text{--}1 \mu\text{F}$, including the cases of the 10 kV switchgear's single section and two interconnected sections operations. This is also the case of the auxiliary network powered by TO tap transformer, without surge arresters, and without loading the voltage transformers' no-load open windings.

It follows from the calculations illustrated in Fig. 10 that the case of the two switchgear sections interconnected ($C = 0.5\text{--}1 \mu\text{F}$) is

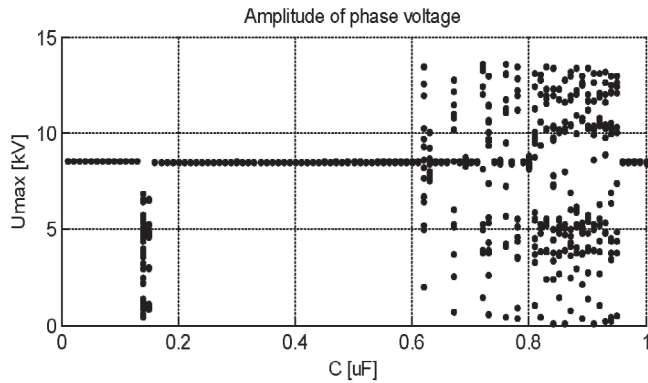


Fig. 10. Bifurcation diagrams of L1 phase voltage amplitudes in successive periods 5 s after ferroresonance initiation

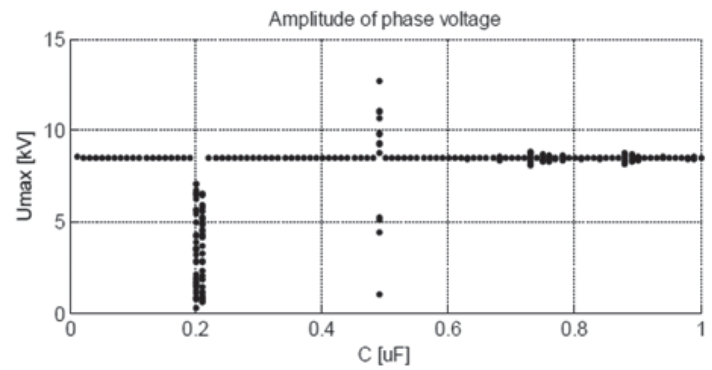


Fig. 12. Bifurcation diagram of the subsequent L1 phase voltage cycle amplitudes in 5 s after ferroresonance initiation

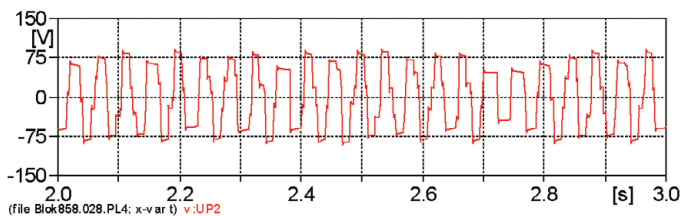


Fig. 11. Zero-sequence voltage waveform at $C = 0.78 \mu\text{F}$ (two sections interconnected)

significantly more susceptible to ferroresonance than the single section case. And the nature of the ferroresonance is different. For example, at $C = 0.78 \mu\text{F}$ the voltage waveform's amplitude is unstable, and its frequency is 23 Hz. A section of zero-sequence voltage waveform is illustrated in Fig. 11.

If the substation is supplied from reserve TR, the susceptibility to ferroresonance is clearly lower. This is illustrated by the bifurcation diagram in Fig. 12.

To illustrate the impact of the voltage transformers' open delta winding load on the ferroresonance suppression, a series of calculations was performed, and the results are presented as a ferroresonance map (Fig. 13). The calculations were made for the option of the switchgear supply from the TO tap transformer without grounding resistors, without surge arresters, and with the voltage transformers' open delta winding load in the range of $R = 106 \Omega$ to $R = 1 \Omega$. The graphic symbol $\diamond$ in the ferroresonance map means that the ferroresonance occurrence was permanent, while the symbol $\circ$ means zero-sequence voltage amplitude in the range of 10–50 V, the symbol $*$ in the range of 50–100 V, and $\circ$ above 100 V.

Fig. 13 allows determining how large a load of the open delta circuit (how low resistance) enables ferroresonance suppressing. For example, at network capacitance $C = 0.14 \mu\text{F}$ this is resistance $R \leq 1000 \Omega$, and at $C = 0.81 \mu\text{F}$, resistance $R \leq 100 \Omega$. In the power industry such situations are experienced, and the calculations confirm that, where there are such operating conditions that ferroresonance cannot be suppressed by loading the open delta even with the lowest resistance. Fig. 13 shows a situation,

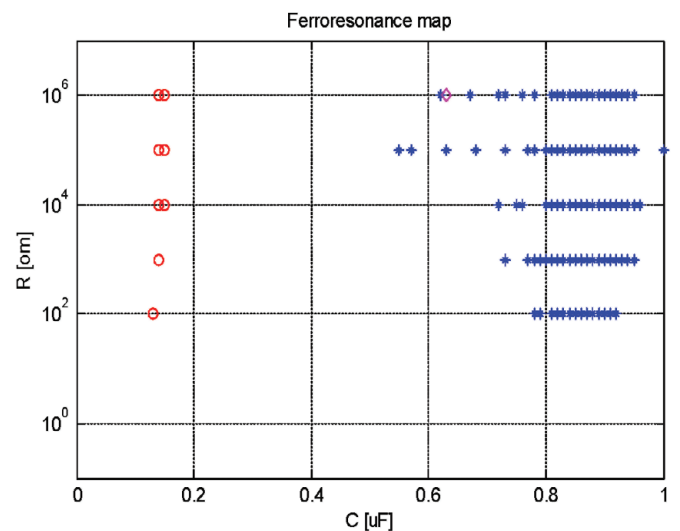


Fig. 13. Map of sustained ferroresonance, where R – damping resistance in open delta circuit, symbol $\diamond$ – zero-sequence voltage amplitude in the range of 10–50 V, $*$ – in the range of 50–100 V, $\circ$ – above 100 V

where at a small load of the open delta ($R > 1000 \Omega$) there is no sustained ferroresonance, and it appears with increased load ($R = 100 \Omega$). That is, for example, at $C = 0.13 \mu\text{F}$.

The impact of the presence of surge arresters connected to the station bars or at the beginning of the cable line on the ferroresonance damping effect was examined. Varistor arresters with rated voltage $U_R = 15 \text{ kV}$ and maximum continuous operating voltage $U_C = 12 \text{ kV}$ were adopted. The energy absorption capability of these arresters is 5.5 kJ/kV UC. Fig. 14 shows the modelled voltage-current characteristics of the arrester.

It was found upon the examination of a network with capacitance $C = 0.14 \mu\text{F}$, that the presence of one, two or three surge arresters in the network does not suppress ferroresonance over-voltages. Only four or more arresters suppress ferroresonance.

Fig. 15 shows a bifurcation diagram that illustrates L1 phase voltage amplitudes in successive periods 5 s after the fault initiation. There are four surge arresters in the network. The 10 kV network is supplied by a TO tap transformer without resistors in its neutral point.

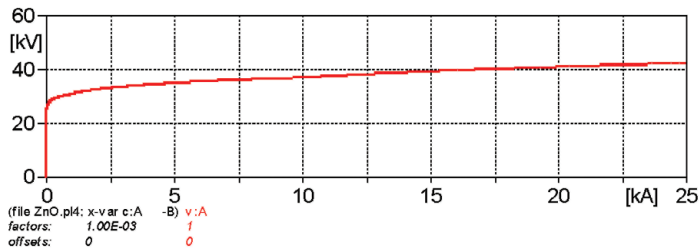


Fig. 14. Voltage-current characteristic of the surge arrester adopted for the calculations

It was found that the presence of four surge arresters does not suppress the ferroresonance for all configurations of the network. In addition, there are areas of the capacitance to earth C variation for which ferroresonance appears even if it did not occur without these surge arresters (e.g. at $C = 0.02$ – $0.13 \mu\text{F}$). It therefore can be concluded that the presence of surge arresters does not always entail the network's reduced susceptibility to ferroresonance occurrences.

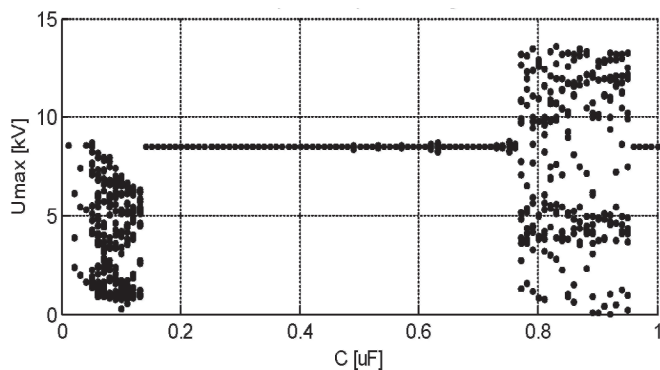


Fig. 15. Bifurcation diagram of L1 phase voltage. Supply from TO tap transformer, four surge arresters in the network

In order to find out whether more surge arresters would significantly reduce the network sensitivity to ferroresonance, calculations were made that allowed drawing a bifurcation diagram for a network with ten surge arresters. The results are shown in Fig. 16. No correlation was established between network susceptibility to ferroresonance and the number of connected surge arresters. For certain network capacitance ranges the ferroresonance sensitivity even increases with more surge arresters connected; for other ranges its character changes.

There are various faults that can inspire ferroresonance in a network. It could be switching on an outgoing bay or the entire substation with the circuit breaker in the transformer bay. Such a case is illustrated in Fig. 17 and 18. They show, respectively, waveforms of the phase voltage on the bars, and the phase currents of instrument transformers in the measurement bay after powering the switchgear. The switchgear's capacitance to earth is $C = 0.13 \mu\text{F}$, the instrument transformers are lightly loaded, and there are no surge arresters.

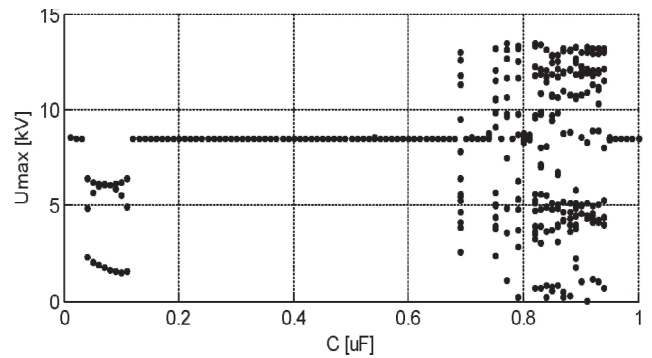


Fig. 16. Bifurcation diagram of L1 phase voltage. Supply from TO tap transformer, ten surge arresters in the network

In order to examine the network susceptibility to ferroresonance occurrence during powering of the switchgear, relevant calculations were made, the results of which are shown as bifurcation diagrams in Fig. 19 and 20. They represent the amplitudes of L1 phase voltage's subsequent periods 1s and 5s, respectively, after closing the circuit breaker in the transformer bay.

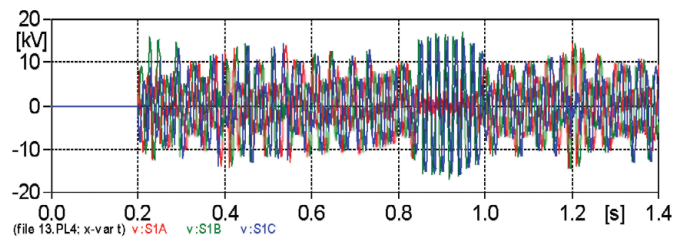


Fig. 17. Waveforms of phase voltages on the bars after powering the switchgear ($C = 0.13 \mu\text{F}$)

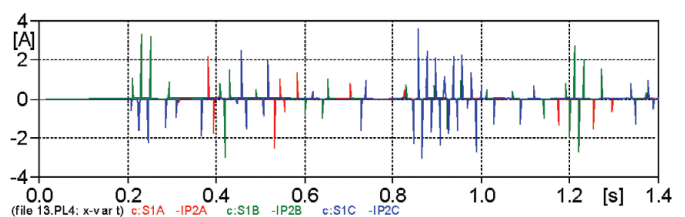


Fig. 18. Phase currents in instrument transformers in the measurement bay after powering the switchgear ($C = 0.13 \mu\text{F}$)

It can be seen from the calculations shown in Fig. 19 and 20 that powering the switchgear induces ferroresonance for a wide capacitance to earth range, but sustained ferroresonance occurs only at the network extent corresponding capacitance to earth $C = 0.49 \mu\text{F}$.

A grounding resistor connected to a TO tap transformer's neutral point reduces the circuit's susceptibility to ferroresonance but it increases the risk of electric shock at a ground fault. Calculations were made to show the dependence of the circuit susceptibility

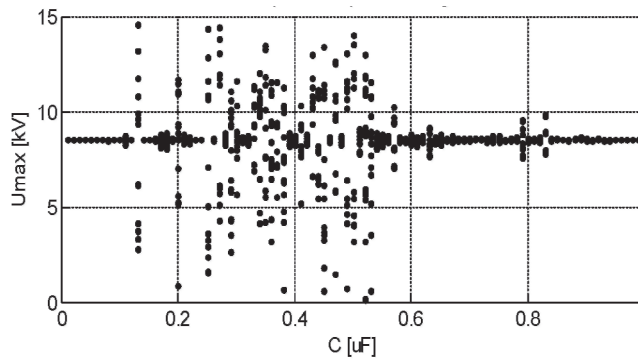


Fig. 19. Bifurcation diagram of L1 phase voltage. Closing the circuit breaker in the transformer bay. Observation 1 s after switching on

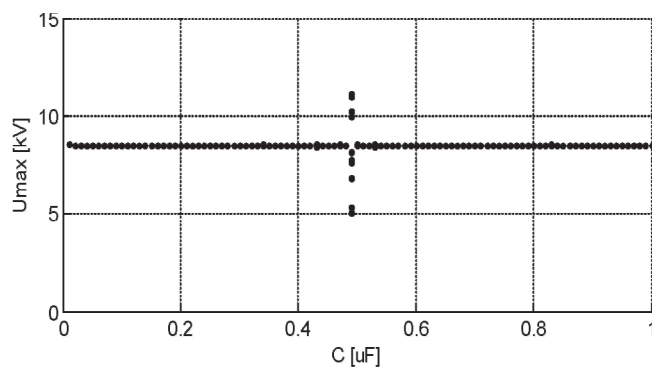


Fig. 20. Bifurcation diagram of L1 phase voltage. Closing the circuit breaker in the transformer bay. Observation 5 s after switching on

to depending on grounding resistance R_U connected to the tap transformer's neutral point. They are presented as ferroresonance maps in Fig. 21. The map shows the maximum zero-sequence amplitude of the voltage on the open delta terminals at $t = 5$ s after the ferroresonance initiation, depending on grounding resistance R_U and network capacitance to earth C . No symbol means no sustained ferroresonance. It follows from the calculations that grounding resistance $R_U = 1000 \Omega$ ensures resistance

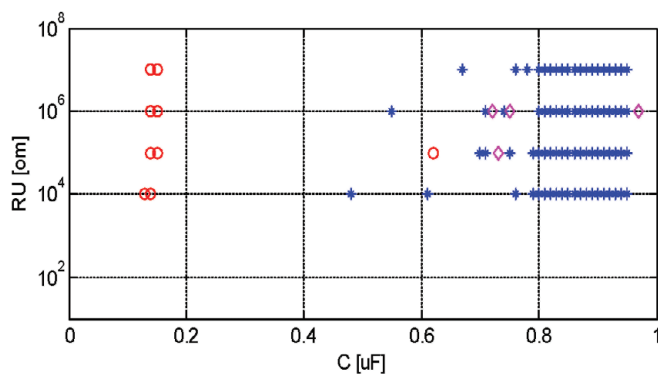


Fig. 21. Map of sustained ferroresonance, where R_U – grounding resistance at TO tap transformers' neutral point, symbol $\diamond$ – zero-sequence voltage amplitude below 50 V, * – amplitude 50–100 V, O – amplitude over 100 V

to ferroresonance in all network configurations. Therefore the use of resistor $R_U = 1000 \Omega$ instead of 100Ω – i.e. 57.8Ω may be considered.

4. Final conclusions

A medium voltage auxiliary network, just like other networks of this type, is sensitive to ferroresonance occurrences due to the presence of capacitance to earth and non-linear inductances of voltage transformers. The subject network is an object of a highly sensitive nature in its response to fault, with regard to small changes in its parameters, mainly such as capacitance to earth and voltage transformers' loads.

The presented method of network testing, and results rendered in the form of bifurcation diagrams is a convenient way to identify unsafe operating conditions, i.e. the range of parameters at which the sensitivity to ferroresonance occurrence is increased. Therefore it allows avoiding these conditions, but also explains the reasons for a possible failure. The presented ferroresonance maps allow determining the minimum load of voltage transformers that ensures ferroresonance damping. Typically loading the open delta with resistance 100Ω is sufficient to achieve the damping effect.

The use of varistor surge arresters does not guarantee ferroresonance suppression.

The surest way to prevent ferroresonance development is grounding transformer neutral points with an appropriate resistance. The disadvantage of this method is increased risk of electric shock during ground faults. It was established that grounding resistance $R_U = 1000 \Omega$ ensures effective ferroresonance suppression.

REFERENCES

1. Nowak W., Moskwa S., Tarko R., Problemy eksploatacji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia w aspekcie niezawodności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej [Problems of medium-voltage distribution grid operation in the aspect of protection reliability], *Acta Energetica* 2011, No. 1, pp. 31–38.
2. Wörnle F., Harrison D., Zhou C., Analysis of a Ferroresonant Circuit Using Bifurcation Theory and Continuation Techniques, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2005 No. 1, 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.835529, pp. 191–196.
3. Wisniewski J., Anderson E., Karolak J., Search for Network Parameters Preventing Ferroresonance Occurrences. 9-th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, October 2007, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424141, pp. 1–6.
4. Radmanesh H., Hamid F.S., Analyzing Ferroresonance Phenomena in Power Transformers Including Zinc Oxide Arrester and Neutral Resistance Effect, *Applied Computational Intelligence and Soft Computing*, Vol.2012, doi:10.1155/2012/525494, pp. 1–5.
5. Iravani M. Modelling and Analysis Guidelines for Slow Transients – Part III. The Study of Ferroresonance, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, No. 1, 2005, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424141, pp. 255–265.

The results presented in this paper were obtained from studies co-funded by the National Centre for Research and Development under contract SP/E/1/67484/10 – Strategic Research Programme

– Advanced technologies for energy generation: Development of a technology for highly efficient zero-emission coal-fired power units integrated with CO₂ capture.

Józef Wiśniewski

Lodz University of Technology

e-mail: jozef.wisniewski@p.lodz.pl

A graduate of Łódź University of Technology (1973). An assistant professor at the Power Engineering Department of his alma mater. He deals with issues of transients modelling and simulation in power systems and power system protections. A member of SEP Association of Polish Electrical Engineers since 1973.

Edward Anderson

Warsaw University of Technology

e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl

Graduated from Warsaw University of Technology (1961). Since then employed at the Institute of Power Engineering in Warsaw. His research activities include issues of transient processes in high and medium voltage power grids due to short-circuit and switching disturbances, optimization issues of medium voltage (urban, field, power plant, and industrial) grid operating conditions, testing of power equipment's earthing and analysis of its impact on other devices, the environment, and human safety. A member of CIGRE, CIRED, and SEP Association of Polish Electrical Engineers.

Janusz Karolak

Institute of Power Engineering in Warsaw

e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl

Graduated in electrical devices construction from Warsaw University of Technology (1969). Since 1971 he has been employed at the Institute of Power Engineering in Warsaw, initially in the Short-circuit Laboratory, where he developed and upgraded testing/measuring systems and tested electrical equipment and devices. Currently, the scope of his activities includes: analysis of operating conditions, technical requirements, and selection of medium and high voltage devices and equipment; testing of surge levels and effectiveness evaluation of surge protections installed in power grids; analysis of power systems with non-linear inductive components; methods of ferroresonance suppression or elimination; issues related to determining failure causes in a power system. A Member of CIGRE, SEP Association of Polish Electrical Engineers, and Chairman of Technical Committee of the Polish Committee for Standardization (PKN).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 171–177. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wrażliwość sieci potrzeb własnych elektrowni na możliwość wystąpienia ferre rezonansu

Autorzy

Józef Wiśniewski
Edward Anderson
Janusz Karolak

Słowa kluczowe

ferre rezonans, przekładniki napięciowe, bifurkacja

Streszczenie

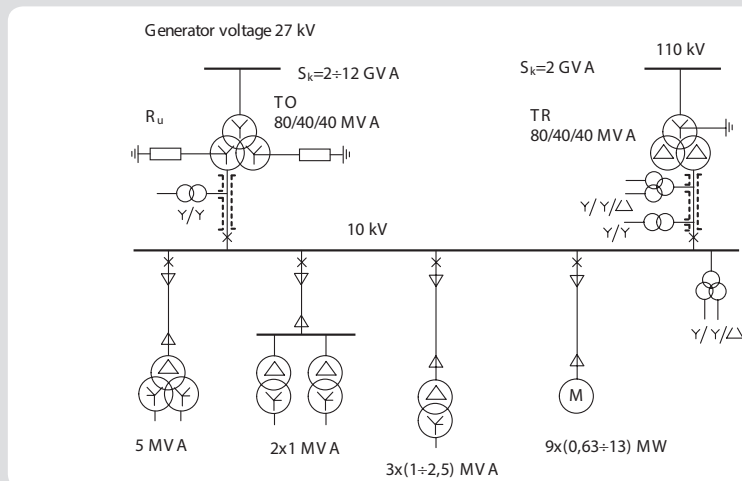
Wprowadzanie do systemu elektroenergetycznego bloków energetycznych klasy 1000 MW rodzi nowe problemy związane z eksploatacją poszczególnych jego podzespołów i obwodów. Jednym z takich zagadnień jest zjawisko ferre rezonansu w sieci potrzeb własnych. Nie jest to problem nowy, ale ze względu na wyższy od dotychczasowych poziom napięcia zasilania (10 kV) wymaga zbadania. W artykule autorzy przeanalizowali możliwość wystąpienia ferre rezonansu i jego charakter w zależności od rozległości sieci i obciążenia przekładników napięciowych, wpływ rezystorów uziemiających w punkcie neutralnym transformatora odczepowego oraz obecności ograniczników przepięć. Wyniki zaprezentowano w postaci wykresów bifurkacyjnych i map ferre rezonansu. Pozwalają one ocenić wpływ poszczególnych parametrów pracy na zjawisko, wyjaśnić przyczyny możliwej awarii i prawidłowo zaprogramować warunki pracy sieci tak, aby unikać zagrożenia ferre rezonansu.

1. Wstęp

Podczas opracowywania w ramach Programu 50+ technologii dla wysoko-sprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych o dużej mocy (600–1000 MW) zaszła potrzeba analizy pracy podzespołów oraz obwodów elektrycznych bloku w warunkach awaryjnych.

W artykule przedstawiono zagadnienie modelowania zjawiska ferre rezonansu w sieci potrzeb własnych bloku o mocy 1000 MW. Ferre rezonans w sieci średniego napięcia pojawia się na skutek wzajemnego oddziaływania nieliniowej indukcyjności przekładnika napięciowego i pojemności doziemnej sieci. Zjawisko jest znane i opisywane od wielu lat. Jest jednak trudne do badania ze względu na dużą wrażliwość na małe nawet zmiany parametrów sieci.

Badanie ferre rezonansu jest istotne ze względu na bezpieczeństwo, jakie niesie to zjawisko dla prawidłowej pracy sieci. Występujące podczas zjawiska ferre rezonansu przepięcia mogą zagrażać izolacji stacji i linii oraz zainstalowanych urządzeń i aparatów elektroenergetycznych. Natomiast przetężenia wywołane ferre rezonansu są niezwykle groźne dla indukcyjnych przekładników napięciowych, szczególnie wtedy, gdy zjawisko to jest długotrwałe. Prowadzi ono do zakłóceń w pracy sieci i powoduje zmniejszenie niezawodności zasilania oraz jakości dostarczanej energii wskutek przerw związanych z wyłączeniem linii oraz odształceń przebiegów napięcia i prądu. Ferre rezonans może ponadto prowadzić do niepotrzebnego zadziałania zabezpieczeń ziemnozwarciowych [1]. Obecne zainteresowanie tym zagadnieniem jest spowodowane wprowadzaniem nowych typów przekładników, o odmiennych parametrach niż w dotychczas stosowanych, oraz bardzo małym obciążeniem uzwojeń wtórnych przekładników, wynikającym z zastosowania elektronicznych urządzeń pomiarowych i zabezpieczających. Badano wpływ na zjawisko takich parametrów, jak: pojemność sieci, charakterystyka i obciążenie przekładnika napięciowego,



Rys. 1. Sieć potrzeb własnych 10 kV zamodelowana do badania ferre rezonansu (jedna sekcja)

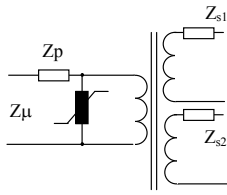
rodzaj działania inicjującego zjawisko, obecność rezystora uziemiającego, przyłączonego do punktu gwiazdowego transformatora zasilającego, a także obecność ograniczników przepięć. Czynnikiem inicjującym powstanie ferre rezonansu zwykle bywa operacja łączeniowa lub wystąpienie i wyłączenie zwarcia doziemnego.

Dla ilustracji wrażliwości sieci na wystąpienie ferre rezonansu wygodne jest posługiwanie się wykresami bifurkacyjnymi [2, 3, 4] lub diagramami Poincarégo [5]. Badając sieć, przy różnych jej parametrach, wykonano wykresy bifurkacyjne i mapy wrażliwości sieci na ferre rezonans, ilustrujące obszary parametrów zapewniających brak ferre rezonansu i obszary parametrów, dla których wystąpienie zjawiska jest możliwe. Dodatkowo na mapach można przedstawić parametry badanego zjawiska: częstotliwość i charakter przebiegów lub wartość maksymalną przepięć ferre rezonansowych.

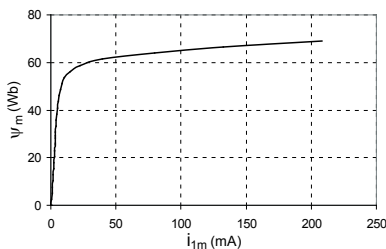
Uzyskane wyniki mają charakter orientacyjny, ale mogą być przydatne do programowania pracy sieci. Obliczenia wykonywano przy użyciu programu EMTP/ATP.

2. Modelowanie sieci potrzeb własnych elektrowni

Przedmiotem zainteresowania autorów jest sieć potrzeb własnych elektrowni pracująca przy napięciu znamionowym 10 kV, której schemat przedstawia rys. 1. Sieć zasilana jest 3-uzwojeniowym transformatorem odczepowym TO pracującym w układzie Y/y/y. Przewiduje się możliwość uziemienia punktów gwiazdowych tego transformatora po stronie 10 kV rezystorami uziemiającymi o rezystancji $R_u = 58 \Omega$. Rezystor taki zmniejsza wartości przepięć łączeniowych, ziemnozwarciowych i ferre rezonansowych, poprawia skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, ale zwiększa zagrożenie porażeniowe



Rys. 2. Schemat zastępczy przekładnika napięciowego



Rys. 3. Charakterystyka magnesowania modelowanego przekładnika napięciowego (strona pierwotna)

przy zwarciu doziemnym. Dotychczasowe wnioski wynikające ze stosowania podobnych rezystorów w układach potrzeb własnych elektrowni nie są jednoznaczne. W warunkach awaryjnych oraz w trakcie rozruchu bloku sieć potrzeb własnych może być zasilana z sieci 110 kV poprzez 3-uzwojeniowy transformator rezerwowy TR, pracujący w układzie YN/d/d. W takim przypadku sieć 10 kV pracuje z izolowanym punktem neutralnym. Zasadniczy wpływ na podatność sieci na wystąpienie ferorezonansu mają takie jej parametry, jak:

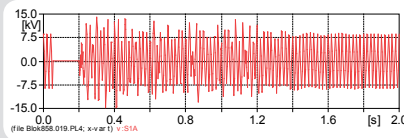
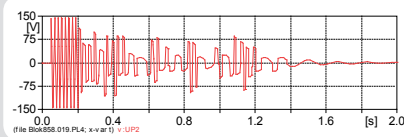
- pojemność doziemna linii kablowych, szyn zbiorczych i szynoprzewodów
- nieliniowa indukcyjność przekładników napięciowych oraz ich obciążenie, a w szczególności obciążenie uzwojeń otwartego trójkąta
- sposób pracy punktu neutralnego sieci oraz wartość rezystancji w punkcie gwiazdowym transformatora odczepowego TO
- obecność i charakterystyki ograniczników przepięć.

Schemat zastępczy modelowanego przekładnika 3-uzwojeniowego przedstawiono na rys. 2, a przyjętą do obliczeń jego charakterystykę magnesowania na rys. 3.

3. Obliczenia ferorezonansu

Zbadano możliwość wystąpienia ferorezonansu w sieci potrzeb własnych 10 kV dla różnych konfiguracji pracy rozdzielni, tj. dla różnych pojemności doziemnej. Przy włączonych wszystkich polach odpływowych całkowita pojemność doziemna w sieci wynosi 0,42 μF . Przy wszystkich polach odpływowych wyłączonych pojemność doziemna w sieci wynosi 0,26 μF . Stanowią ją wówczas pojemności szyn zbiorczych, w części w postaci ekranowanych szynoprzewodów, oraz pojemności doziemne przekładników i transformatora zasilającego.

W przypadku połączonych z sobą dwóch sekcji rozdzielni pojemność doziemna sieci się podwaja. W związku z powyższymi wartościami pojemności badanie podatności

Rys. 4. Napięcie fazy L1, $C = 0,19 \mu\text{F}$ Rys. 5. Napięcie kolejności zerowej $3U_0$, $C = 0,19 \mu\text{F}$

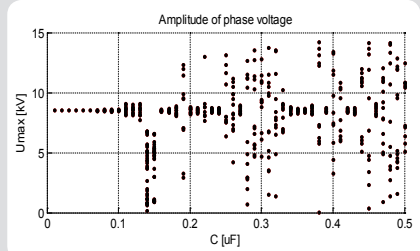
na ferorezonans wykonano dla zakresu pojemności do 0,5 μF w przypadku pracy pojedynczej sekcji rozdzielni oraz do 1 μF w przypadku pracy dwóch połączonych z sobą sekcji. Badano ponadto wpływ rodzaju transformatora zasilającego (odczepowy TO lub rezerwowy TR).

W wyniku obliczeń stwierdzono, że istnieją obszary wartości pojemności doziemnej sieci, w których ferorezonans może zaistnieć. Na rys. 4 pokazano przykładowy przebieg napięcia fazy L1 na szynach stacji przy pracy pojedynczej sekcji, zasilanej transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uzimających, bez ograniczników przepięć i z włączonymi odpływami dającymi pojemność doziemną sieci $C = 0,19 \mu\text{F}$. Ferorezonans inicjowany jest wystąpieniem krótkotrwałego zwarcia doziemnego. Przedstawiony na rys. 4 przebieg napięcia fazowego pokazuje, że po ustąpieniu zwarcia ferorezonans pojawia się, ale po upływie ok. 1 s ustępuje. Wyraźniej pokazuje to przebieg napięcia kolejności zerowej, mierzonego na zaciskach otwartego trójkąta przekładników napięciowych w polu pomiarowym (rys. 5).

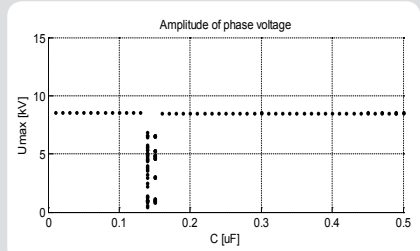
Dla innych pojemności doziemnych sieci, zależnych od jej konfiguracji, ferorezonans nie powstaje wcale lub występuje krótkotrwale lub trwałe. W celu sprawdzenia podatności sieci na badane zjawisko zmieniano pojemność C z krokiem 0,01 μF w przedziale od 0,01–0,5 μF i obserwowano amplitudy napięć fazowych w kolejnych ich okresach, odpowiednio po czasie 0,5 s i 5 s, w celu stwierdzenia, czy ferorezonans po tym czasie jeszcze występuje i jaki ma charakter. Wyniki obliczeń symulacyjnych obrazują rys. 6 i 7.

Z rys. 6 i 7 wynika, że w wielu konfiguracjach pracy rozdzielni ferorezonans może się pojawić, ale charakter trwałego występowania (co najmniej jeszcze po 5 s od zainicjowania) ma miejsce dla wąskiego zakresu pojemności doziemnej $C = 0,14\text{--}0,15 \mu\text{F}$. Przebiegi napięcia kolejności zerowej mierzonego w układzie otwartego trójkąta przekładników napięciowych oraz prądy tych przekładników, dla $C = 0,15 \mu\text{F}$, pokazano na rys. 8 i 9.

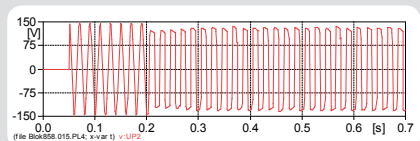
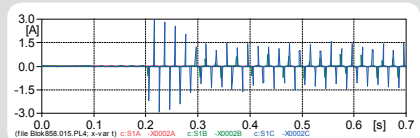
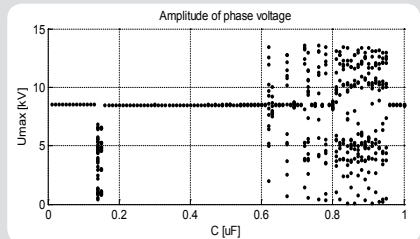
Za ferorezonans trwały uznano taki, który nie wytłumia się po czasie co najmniej 5 s od zainicjowania. Na rys. 10 pokazano wykres bifurkacyjny, obrazujący amplitudy napięcia fazowego fazy L1 na szynach stacji po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu dla całego badanego zakresu pojemności doziemnej



Rys. 6. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 0,5 s od zainicjowania ferorezonansu

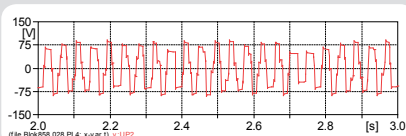


Rys. 7. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu

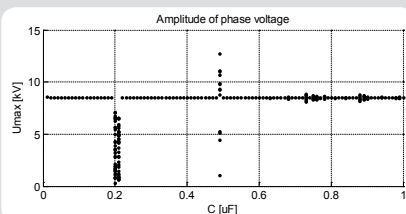
Rys. 8. Przebiegi napięcia kolejności zerowej, $C = 0,15 \mu\text{F}$ Rys. 9. Przebiegi prądów przekładników napięciowych, $C = 0,15 \mu\text{F}$ 

Rys. 10. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu

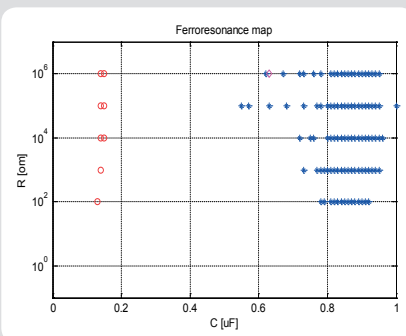
$C = 0,01\text{--}1 \mu\text{F}$, obejmującego przypadek pracy pojedynczej sekcji rozdzielni 10 kV oraz połączonych dwóch sekcji rozdzielni. Jest to także przypadek zasilania sieci potrzeb własnych transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uzimających, bez ograniczników przepięć i bez



Rys. 11. Przebieg napięcia kolejności zerowej dla $C = 0,78 \mu\text{F}$ (połączone dwie sekcje)



Rys. 12. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu przy zasilaniu transformatorem rezerwowym TR



Rys. 13. Mapa ferorezonansu trwałego, gdzie: R – rezystancja tłumiąca w obwodzie otwartego trójkąta, symbol ◇ – amplituda napięcia kolejności zerowej z zakresu 10–50 V, * – z zakresu 50–100 V, ○ – amplituda powyżej 100 V

obciążenia otwartego trójkąta przekładników napięciowych.

Z obliczeń zilustrowanych na rys. 10 wynika, że przypadek pracy połączonych dwóch sekcji stacji ($C = 0,5\text{--}1 \mu\text{F}$) charakteryzuje znacznie większa podatność na ferorezonans niż przy pracy pojedynczej sekcji. Przy tym charakter ferorezonansu jest inny. Przykładowo dla $C = 0,78 \mu\text{F}$ przebieg napięcia ma niestabilną amplitudę i częstotliwość 23 Hz. Fragment przebiegu napięcia kolejności zerowej ilustruje rys. 11.

W przypadku zasilania rozdzielni transformatorem rezerwowym TR podatność na ferorezonans jest wyraźnie mniejsza. Sytuację taką ilustruje wykres bifurkacyjny przedstawiony na rys. 12.

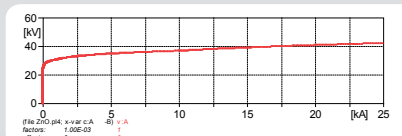
Dla zobrazowania wpływu obciążenia układu otwartego trójkąta przekładników napięciowych na tłumienie ferorezonansu wykonano serię obliczeń, a wyniki przedstawiono w postaci mapy ferorezonansu (rys. 13). Obliczenia wykonywano dla wariantu zasilania rozdzielni transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uziemiających, bez ograniczników przepięć

i z obciążeniem otwartego trójkąta przekładników napięciowych w zakresie od $R = 10^6 \Omega$ do $R = 1 \Omega$. Obecność symbolu graficznego na mapie ferorezonansu oznacza istnienie ferorezonansu trwałego, przy czym symbol ◇ oznacza amplitudę napięcia kolejności zerowej z zakresu 10–50 V, symbol * z zakresu 50–100 V, a symbol ○ amplitudę powyżej 100 V.

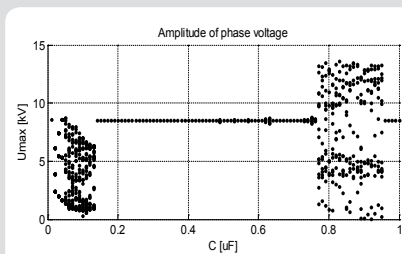
Rys. 13 pozwala określić, jak duże obciążenie obwodu otwartego trójkąta (jak mała wartość rezystancji) jest w stanie wy tłumić ferorezonans. Przykładowo dla pojemności sieci $C = 0,14 \mu\text{F}$ jest to rezystancja $R \leq 1000 \Omega$, a dla $C = 0,81 \mu\text{F}$ rezystancja $R \leq 100 \Omega$. W energetyce obserwuje się sytuacje, a obliczenia to potwierdzają, w których istnieją takie warunki pracy sieci, że nie da się wytłumić ferorezonansu drogą obciążenia otwartego trójkąta nawet dowolnie małą rezystancją. Na rys. 13 pokazano także sytuacje, w których przy małym obciążeniu otwartego trójkąta ($R > 1000 \Omega$) ferorezonansu trwałego nie ma, a przy zwiększaniu obciążenia ($R = 100 \Omega$) ferorezonans się pojawia. Tak jest przykładowo dla $C = 0,13 \mu\text{F}$. Zbadano wpływ obecności ograniczników przepięć przyłączonych na szynach stacji lub na początku linii kablowych na efekt tłumienia ferorezonansu. Przyjęto ograniczniki warystorowe o napięciu znamionowym $U_R = 15 \text{ kV}$ i maksymalnym napięciu trwałej pracy $U_C = 12 \text{ kV}$. Zdolność pochłaniania energii przez te ograniczniki wynosi 5,5 kJ/kV U_C . Na rys. 14 przedstawiono zamodelowaną charakterystykę napięciowo-prądową tego ogranicznika.

Badając sieć o pojemności $C = 0,14 \mu\text{F}$, stwierdzono, że obecność w sieci jednego, dwóch lub trzech ograniczników nie tłumii przepięć ferorezonansowych. Dopiero włączenie czterech ograniczników i więcej powoduje tłumienie ferorezonansu. Na rys. 15 przedstawiono wykres bifurkacyjny, obrazujący amplitudy kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania zakłócenia. W sieci tej włączone są cztery ograniczniki przepięć. Sieć 10 kV zasilana jest transformatorem odczepowym TO bez rezystorów w punkcie gwiazdowym.

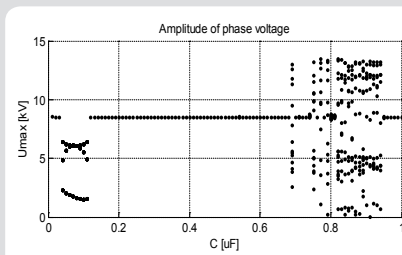
Stwierdzono, że obecność czterech ograniczników przepięć nie tłumia ferorezonansu dla wszystkich konfiguracji pracy sieci. Ponadto pojawiają się obszary zmienności pojemności doziemnej C , dla których ferorezonans pojawia się, mimo że bez tych ograniczników przepięć nie występował (np. dla $C = 0,02\text{--}0,13 \mu\text{F}$). Wynika z tego, że obecność ograniczników przepięć nie zawsze oznacza zmniejszenie podatności sieci na występowanie ferorezonansu. Żeby zbadać, czy większa liczba ograniczników przepięć wpłynie znacząco na zmniejszenie wrażliwości sieci na ferorezonans, wykonano obliczenia pozwalające zbudować wykres bifurkacyjny dla sieci, w której włączono dziesięć ograniczników przepięć. Wyniki przedstawiono na rys. 16. Nie stwierdzono zależności podatności sieci na ferorezonans od liczby włączonych ograniczników przepięć. Dla pewnych zakresów pojemności sieci wrażliwość na ferorezonans przy dołączaniu ograniczników



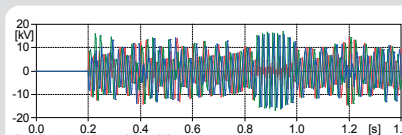
Rys. 14. Charakterystyka napięciowo-prądowa ogranicznika przepięć przyjętego do obliczeń



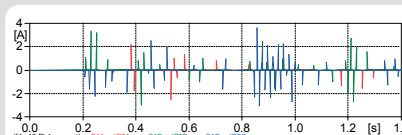
Rys. 15. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zasilanie transformatorem odczepowym TO. Włączone cztery ograniczniki przepięć



Rys. 16. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zasilanie transformatorem odczepowym TO. Włączonych dziesięć ograniczników przepięć



Rys. 17. Przebiegi napięć fazowych na szynach po załączeniu rozdzielni pod napięcie ($C = 0,13 \mu\text{F}$)



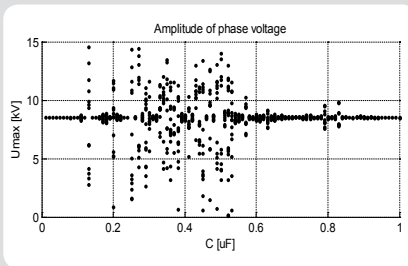
Rys. 18. Prądy fazowe przekładników w polu pomiarowym po załączeniu rozdzielni pod napięcie ($C = 0,13 \mu\text{F}$)

przepięć nawet rośnie, dla innych zmienia się jego charakter.

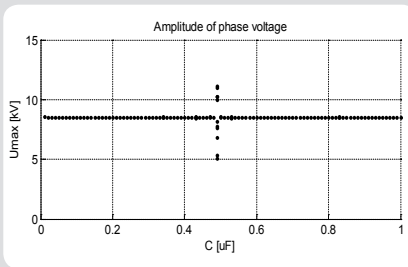
Ferorezonans w sieci może być wywołany przez rozmaite zakłócenia. Może to być łączenie odpływu lub całej rozdzielni wyłącznikiem w polu transformatorowym. Taki przypadek zilustrowano na rys. 17 i 18. Przedstawiają one odpowiednio przebiegi napięć fazowych na szynach oraz prądy fazowe przekładników w polu pomiarowym

połączeniu rozdzielni pod napięcie. Pojemność doziemna rozdzielni wynosi $C = 0,13 \mu\text{F}$, przekładniki są słabo obciążone, brak jest ograniczników przepięć.

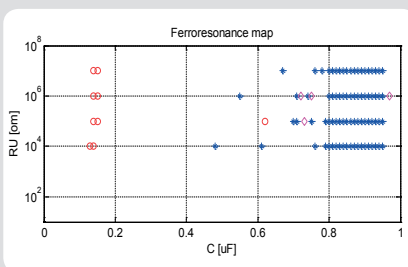
Żeby zbadać podatność sieci na wystąpienie ferorezonansu podczas załączania rozdzielni pod napięcie, wykonano odpowiednie obliczenia, których wynik w postaci wykresu bifurkacyjnego przedstawiono na rys. 19 i 20. Przedstawiają one amplitudy kolejnych okresów napięcia



Rys. 19. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zamknięcie wyłącznika w polu transformatorowym. Obserwacja po 1 s od załączenia



Rys. 20. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zamknięcie wyłącznika w polu transformatorowym. Obserwacja po 5 s od załączenia



Rys. 21. Mapa ferorezonansu trwałego, gdzie: R_U – rezystancja uziemiająca w punkcie gwiazdowym transformatora odczepowego TO, symbol $\diamond$ – amplituda napięcia kolejności zerowej poniżej 50 V, * – amplituda z zakresu 50–100 V, $\circ$ – amplituda powyżej 100 V

fazy L1 po czasie odpowiednio 1 s i 5 s od zamknięcia wyłącznika w polu transformatorowym.

Z obliczeń pokazanych na rys. 19 i 20 widać, że załączanie rozdzielni pod napięcie wywołuje powstanie ferorezonansu dla szerokiego zakresu wartości pojemności doziemnej, ale ferorezonans trwały ma miejsce jedynie przy rozległości sieci odpowiadającej pojemności doziemnej $C = 0,49 \mu\text{F}$.

Włączenie rezystora uziemiającego w punkt gwiazdowy transformatora odczepowego TO wpływa na zmniejszenie podatności układu na ferorezonans. Powoduje jednak zwiększenie zagrożenia porażeniowego przy zwarciu doziemnym. Wykonano obliczenia obrazujące podatność układu na ferorezonans w zależności od wartości rezystancji R_U uziemiającej, włączonej w punkt gwiazdowy transformatora odczepowego. Przedstawiono je w postaci mapy ferorezonansu na rys. 21. Obrazuje ona maksymalną amplitudę napięcia kolejności zerowej na zaciskach otwartego trójkąta po czasie $t = 5$ s od inicjacji ferorezonansu, w zależności od rezystancji uziemienia R_U i pojemności doziemnej sieci C . Brak symbolu oznacza brak ferorezonansu trwałego. Z obliczeń wynika, że rezystancja uziemiająca $R_U = 1000 \Omega$ zapewnia odporność na ferorezonans we wszystkich konfiguracjach sieci. Można więc rozważyć zastosowanie rezystora $R_U = 1000 \Omega$ zamiast tzw. 100 A – tj. 57,8 Ω .

4. Wnioski końcowe

Sieć średniego napięcia układu potrzeb własnych, podobnie jak inne sieci tego typu, ze względu na obecność pojemności doziemnej i nieliniowych indukcyjności przekładników napięciowych są wrażliwe na pojawienie się w nich ferorezonansu. Rozważana sieć jest obiektem o dużej wrażliwości charakteru odpowiedzi na zakłócenie na niewielkie zmiany jej parametrów, głównie takich, jak pojemność doziemna i obciążenie przekładników napięciowych. Zaprezentowany sposób badania sieci i zobrazowania wyników w postaci wykresów bifurkacyjnych jest wygodny do określania niebezpiecznych warunków pracy, czyli zakresu parametrów, przy których wrażliwość na wystąpienie ferorezonansu jest podwyższona. Pozwala wobec tego na unikanie tych warunków pracy, ale także na wyjaśnienie przyczyn ewentualnej awarii.

Prezentowane mapy ferorezonansu pozwalają określić minimalne obciążenie przekładników napięciowych zapewniające tłumienie ferorezonansu. Zazwyczaj obciążenie otwartego trójkąta rezystancją 100 Ω jest wystarczające do osiągnięcia efektu tłumienia.

Zastosowanie warystorowych ograniczników przepięć nie gwarantuje wytłumienia ferorezonansu.

Najpewniejszym sposobem niedopuszczenia do powstania ferorezonansu jest uziemienie punktów gwiazdowych transformatorów przez odpowiednią rezystancję. Wadą tego sposobu jest wzrost zagrożenia porażeniowego podczas zwarć doziemnych. Stwierdzono, że rezystancja uziemiająca $R_U = 1000 \Omega$ zapewnia skuteczne tłumienie ferorezonansu.

Bibliografia

1. Nowak W., Moskwa S., Tarko R., Problemy eksploatacji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia w aspekcie niezawodności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, *Acta Energetica* 2011, nr 1, s. 31–38.
2. Wörnle F., Harrison D., Zhou C., Analysis of a Ferroresonant Circuit Using Bifurcation Theory and Continuation Techniques, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2005 No. 1, 2005, doi: 10.1109/TPWRD./2004.835529, s. 191–196.
3. Wisniewski J., Anderson E., Karolak J., Search for Network Parameters Preventing Ferroresonance Occurrences. 9-th International Conference „Electrical Power Quality and Utilisation”, Barcelona, October 2007, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424141, s. 1–6.
4. Radmanesh H., Hamid F.S., Analyzing Ferroresonance Phenomena in Power Transformers Including Zinc Oxide Arrester and Neutral Resistance Effect, *Applied Computational Intelligence and Soft Computing*, Vol.2012, doi:10.1155/2012/525494, s. 1–5.
5. Irvani M., Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients – Part III. The Study of Ferroresonance, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, No. 1, doi: 10.1109/61.847260, s. 255–265.

Przedstawione w artykule wyniki uzyskano w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spaliny.

Józef Wiśniewski

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: jozef.wisniewski@p.lodz.pl

Absolwent Politechniki Łódzkiej (1973). Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się zagadnieniami modelowania i symulacji stanów nieustalonych w systemach elektroenergetycznych oraz zabezpieczeniami elektroenergetycznymi. Od 1973 roku jest członkiem SEP.

Edward Anderson

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl

Ukończył studia na Politechnice Warszawskiej (1961). Od tego czasu pracuje w Instytucie Energetyki w Warszawie. Jego aktywność naukowa obejmuje: problematykę procesów przejściowych, występujących w sieciach elektroenergetycznych wysokich i średnich napięć wskutek zakłóceń zwarciovych i operacji łączeniowych, zagadnień optymalizacji warunków eksploatacji sieci elektroenergetycznych średnich napięć (miejskich, terenowych, elektrownianych i przemysłowych), badania uziemień urządzeń elektroenergetycznych oraz analizy ich oddziaływania na inne urządzenia oraz środowisko i bezpieczeństwo ludzi. Jest członkiem CIGRE, CIREN oraz SEP.

Janusz Karolak

dr inż.

Instytut Energetyki w Warszawie

e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl

Ukończył studia o specjalności aparaty elektryczne na Politechnice Warszawskiej (1969). Od 1971 roku jest zatrudniony w Instytucie Energetyki w Warszawie, początkowo w Laboratorium Zwarciovym, gdzie zajmował się budową i modernizacją układów probierczo-pomiarowych oraz badaniem urządzeń i aparatów elektrycznych. Obecnie zakres jego działalności obejmuje: analizy warunków pracy, wymagania techniczne, dobór aparatów i urządzeń średniego i wysokiego napięcia, badania poziomów przepięć oraz ocenę skuteczności układów ochrony przeciwprzepięciowej instalowanych w sieciach, analizę układów elektroenergetycznych z elementami o nieliniowej indukcyjności oraz metody tłumienia lub eliminowania drgań ferorezonansowych, zagadnienia związane z ustalaniem przyczyn awarii w systemie elektroenergetycznym. Jest członkiem CIGRE, SEP oraz przewodniczącym Komitetu Technicznego PKN.