

Ground Fault Compensation Effectiveness Conditions in MV Grids with Significant To-Ground Unbalance

Authors

Józef Lorenc
 Bogdan Staszak
 Jacek Handke

Keywords

to-ground unbalance, earth fault compensation, automatic protection systems

Abstract

Operating algorithms of automatic power protection and regulation devices in compensated MV grids often must consider the effect of natural to-ground unbalance. The unbalance degree is determined primarily by the voltage defined by the difference between potentials of the grid's neutral point and the ground. This voltage has a significant impact on the ground fault protection effectiveness and often limits the possibility of Petersen coils' fine tuning in the ground fault compensation process.

This paper presents results of an analysis of the operating conditions of an MV grid with a significant to-ground unbalance. In the practice of the operation of field grids with a large share of overhead lines, the method based on increasing the ground fault compensation detuning factor is often used. According to the authors, a better solution in this respect is the exact compensation while increasing the attenuation factor. By degrading the coil quality factor, the attenuation factor can be increased by up to four times of its natural value. This solution is also supported by the coil's arc-suppression efficiency increase.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018407

Received: 24.02.2017

Accepted: 17.07.2017

Available on-line: 15.03.2019

1. Introduction

The basic parameter of the grid performance at ground fault is the zero-sequence voltage component U_0 , which, with the line's longitudinal impedances neglected, represents the voltage between the grid's neutral point and the ground. However, the level of this voltage is determined not only by the conditions at the ground fault location, but also by the unbalances of to-ground capacitances and conductances, as well as to-ground voltages, in various points in the grid. Phenomena induced by such unbalances are particularly evident in compensated grids and must be considered in determining the operating conditions of earth fault protections and follow-up ground fault compensation controllers. Therefore, in the theoretical analysis of disturbances due to the to-ground unbalance the grid's equivalent circuit shown in Fig. 1 is typically used.

and:

$$\underline{U}_{asci} = \frac{E_{L1}C_{0L1i} + E_{L2}C_{0L2i} + E_{L3}C_{0L3i}}{C_{L1i} + C_{L2i} + C_{L3i}} \quad (1)$$

$$\underline{U}_{asgi} = \frac{E_{L1}G_{0L1i} + E_{L2}G_{0L2i} + E_{L3}G_{0L3i}}{G_{L1i} + G_{L2i} + G_{L3i}} \quad (2)$$

where: \underline{U}_{asci} – voltage due to to-ground unbalance of phase capacitances of line i , \underline{U}_{asgi} – voltage due to to-ground unbalance of phase conductances of line i , E_{L1} , E_{L2} , E_{L3} – source voltages in phases L1, L2 and L3 of the grid, C_{0L1i} , C_{0L2i} , C_{0L3i} – to-ground capacitances of phases L1, L2 and L3 of line i , G_{0L1i} , G_{0L2i} , G_{0L3i} – to-ground conductances of phases L1, L2 and L3 of line i .

The next chapter presents a relationship that allows one to assess the impact on U_0 if effects of to-ground unbalance of the grid's individual lines, depending on the ground fault compensation conditions of (Petersen coil tuning).

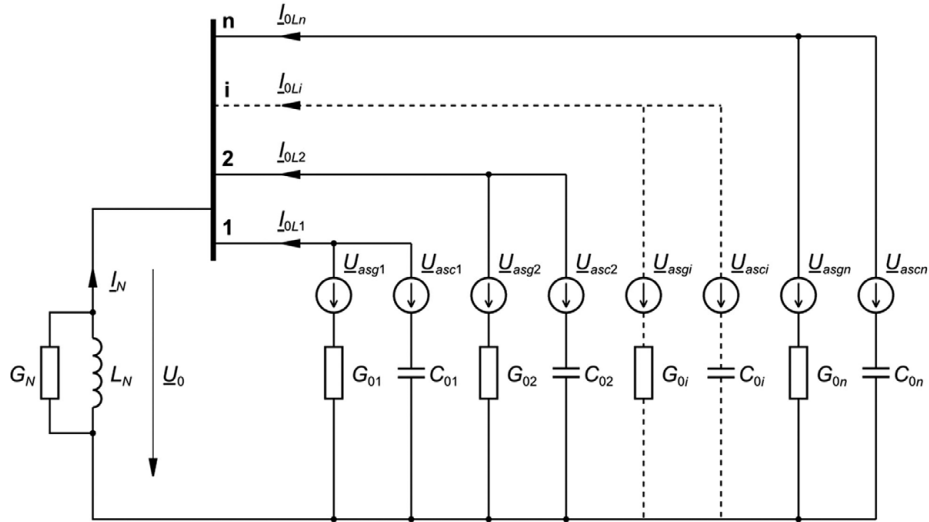


Fig. 1. Equivalent circuit of compensated MV grid for ground fault calculations, where: C_{0i} – to-ground capacitance of line i , G_{0i} – to-ground conductance of line i , I_{0Li} – to-ground current in line i (resulting from C_{0i} and G_{0i}), L_N – compensation coil reactance in grid's neutral point, G_N – conductance of grid's neutral point grounding circuit

2. U_0 voltage components

According to the diagram in Fig. 1, U_0 voltage is expressed by the following relationship:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i} + \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i} (d_0 + js)}$$

where: ω – operating grid pulsation.

Assuming that:

$$\frac{G_N + \sum_{i=1}^n G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i}} = d_0$$

and that:

$$1 - \frac{1}{\omega^2 L_N \sum_{i=1}^n C_{0i}} = s$$

the following is obtained:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i} + \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i} [d_0 + js]} \quad (4)$$

where: d_0 – grid attenuation factor, s – ground fault compensation detuning factor

After entering the equations:

$$\underline{U}_{asc} = \frac{1}{C_{0s}} \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i}$$

and

$$\underline{U}_{asg} = \frac{1}{G_{0s}} \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i} \quad (5)$$

where:

$$C_{0s} = \sum_{i=1}^n C_{0i}, G_{0s} = \sum_{i=1}^n G_{0i}$$

the following U_0 formula is obtained:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega C_{0s} \underline{U}_{asc} + G_{0s} \underline{U}_{asg}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} \quad (6)$$

(3) The above dependence shows that the grid's voltage's zero-sequence component is determined by:

- resultant unbalance of to-ground capacitances
- resultant unbalance of the grid's to-ground phase conductances
- compensation detuning factor s
- attenuation level in to-ground circuit (coefficient d_0).

It's easy to notice that voltage U_0 has the following two components:

- resulting from unbalance of the grid's to-ground phase capacitances

$$\underline{U}_{0asc} = \frac{j\omega C_{0s} \underline{U}_{asc}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} = \frac{j \underline{U}_{asc}}{d_0 + js} \quad (7)$$

- resulting from unbalance of the grid's to-ground phase conductances

$$\underline{U}_{0asg} = \frac{G_{0s} \underline{U}_{asg}}{\omega G_{0s} [d_0 + js]} = \frac{d_0 \underline{U}_{asg}}{d_0 + js} \quad (8)$$

The grid voltage's zero-sequence component can therefore be expressed by the equation:

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_{0asc} + \underline{U}_{0asg} \quad (9)$$

Upon introduction of the concepts of relative capacitance unbalance and conductance unbalance voltages in the form of:

$$\underline{X}_c = \frac{\underline{U}_{asc}}{E_L} = X_c e^{j\alpha_c}, \underline{X}_g = \frac{\underline{U}_{asg}}{E_L} = X_g e^{j\alpha_g} \quad (10)$$

and upon appropriate transformations, the formulas for relative values of U_0 voltage components take the form:

$$u_{0asc} = \frac{X_c}{\sqrt{d_0^2 + s^2}}, u_{0asg} = \frac{d_0 X_g}{\sqrt{d_0^2 + s^2}} \quad (11)$$

A graphic picture of the above dependences is presented in Fig. 2 and 3.

Since U_{0asc} is usually much greater than U_{0asg} , only the capacitance unbalance component will be considered in the further analysis of the ground fault compensation tuning conditions.

3. Follow-up compensation in grids with significant to-ground unbalance

In grids with a relatively high to-ground unbalance, the problem appears of U_0 voltage reduction while the Petersen coil is tuned to the required level. In practice, the accurate compensation

is often abandoned, and detuning is set at the level reducing U_0 voltage to a pre-set value, e.g. $U_0 < 0.05$ of the grid phase voltage. To fulfil this requirement for U_0 voltage an algorithm is needed, whereby the minimum detuning factor s_x is determined according to the following relationship:

$$s_x = \pm \sqrt{\left(\frac{I_d(X_d + X_{Tpw})}{U_{d(\%)}U_f}\right)^2 \times \left[d_0^2 + \left(1 - \frac{X_{cs}}{X_d}\right)^2\right] - d_0^2} \quad (12)$$

where: $U_{d(\%)}$ – allowable percentage share of the zero-sequence voltage component due to resonance, U_f – grid’s phase voltage (rated) (e.g. $U_f = 8660$ V), X_d, X_{cs} – actual measured reactances, I_d – actual coil current due to grid’s to-ground unbalance.

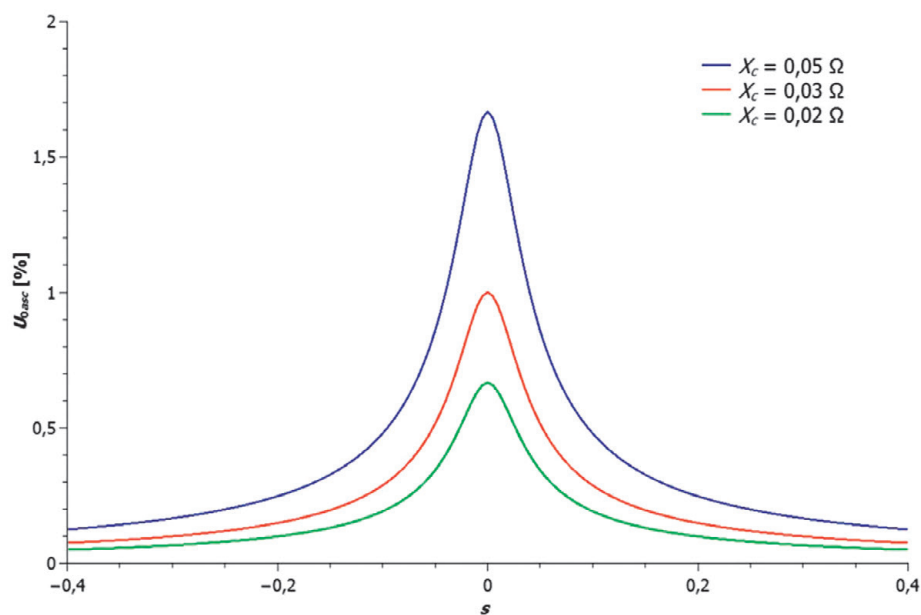


Fig. 2. U_{0asc} voltage component’s dependency on compensation detuning for grid’s attenuation factor $d_0 = 0.03$

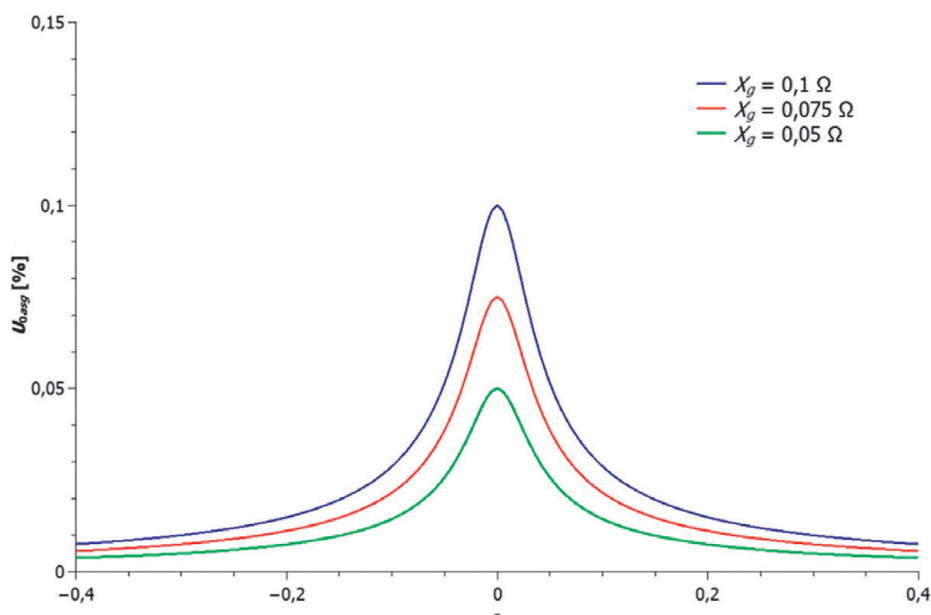


Fig. 3. U_{0asg} zero-sequence voltage component’s dependency on compensation detuning for grid’s attenuation factor $d_0 = 0.03$

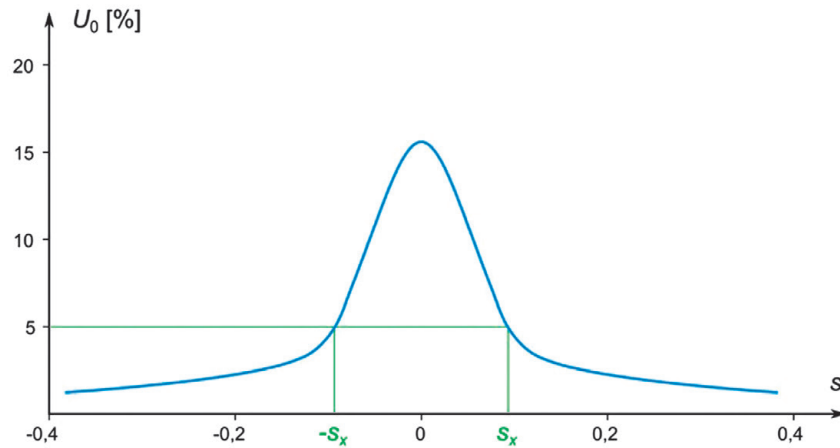


Fig. 4. U_0 zero-sequence voltage component's dependency on ground-fault compensation detuning; S_x – compensation detuning at ng adjustment at U_0 voltage reduction to 5% of the grid phase voltage

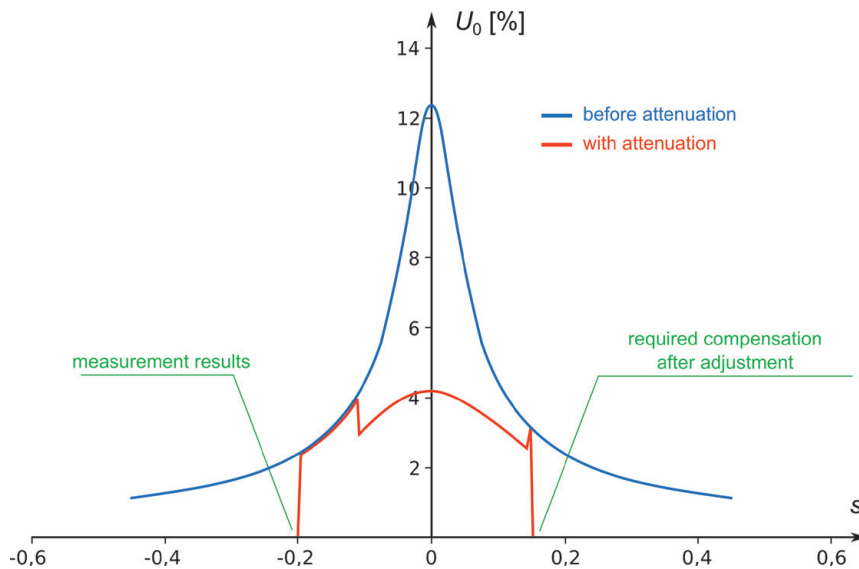


Fig. 5. Petersen coil adjustment in the area of large resonant voltages with transient grid attenuation increase

Under these criteria, the Petersen's coil changes the reactance only in the areas of the grid's obvious under-compensation or over-compensation. This is shown in Fig. 4, with the grid attenuation factor assumed at $d_0 = 0.025$ and the natural unbalance at $X_c = 0.5\%$.

This type of criterion can be used by dispatchers in field grids with a large share of overhead lines and high to-ground unbalance. However, the effects of such detuning reduce the coil's arc-suppression capability. It is easy to find examples of grids, in which this criterion detunes the compensation even to $K = 1.3$ or further. In addition, such a grid is still exposed to an increase in U_0 voltage during regulation and seeking the required detuning level. This will be particularly noticeable when an additional recommendation is given, that requires adjustment always to over-compensation. An extreme case may be assumed, whereby the tuning process starts from the factor's negative values and ends on positive values. The grid will then be exposed to an increase in voltage U_0 , which at a point in the adjustment can reach the maximum

(resonant point voltage). It has been demonstrated in laboratory tests that an effective solution to reduce such effects is to increase attenuation of the to-ground circuit for the duration of the adjustment process. The effect of this measure is shown in Fig. 5, for over-compensation pre-set at 15%.

It can be shown by analysing the results of MV grid models' testing that a better solution in this respect is to permanently increase the to-ground circuit attenuation. Compensation can then be very accurate, reducing the fault current's reactive component to the minimum. Degrading the reactor (Petersen's coil) quality factor can increase coefficient d_0 up to three or four times its natural value and thus continuously reduce the resonant voltages. Fig. 6 and 7 show the effects of such a solution. From the comparison of the U_0 voltage courses in both compensation states, it is clear that Petersen coil's detuning in the grid more adversely effects the recovery of the ground-faulted phase (L1) voltage than the state of the grid's increased to-ground conductance. Moreover, a grid with a detuned coil generates a larger fault current with the

predominant reactive component and in this way additionally worsens the conditions for the fault's spontaneous suppression. In a grid with increased conductivity, the smaller fault current with the strongly reduced reactive component facilitates fast recovery of the fault space's isolation.

Therefore, the probability of re-ignitions at the fault location is many times greater in a grid with detuned compensation (example of such a grid in Fig. 7a) than for the grid condition described in Fig. 7b.

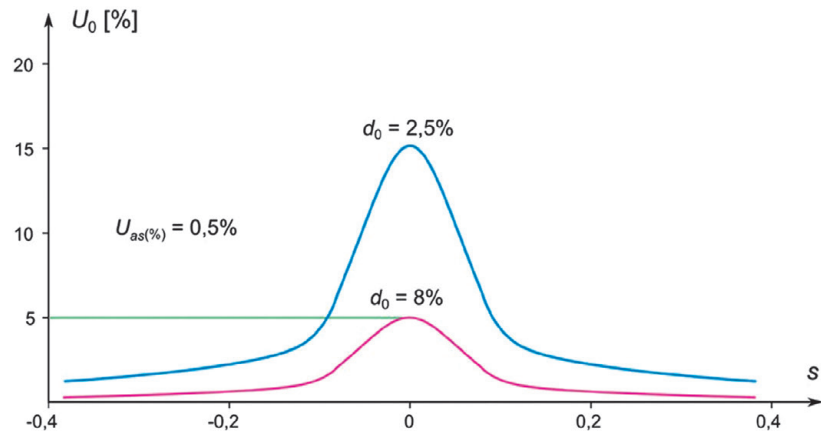


Fig. 6. U_0 zero-sequence voltage component's dependency on compensation detuning and attenuation factor d_0

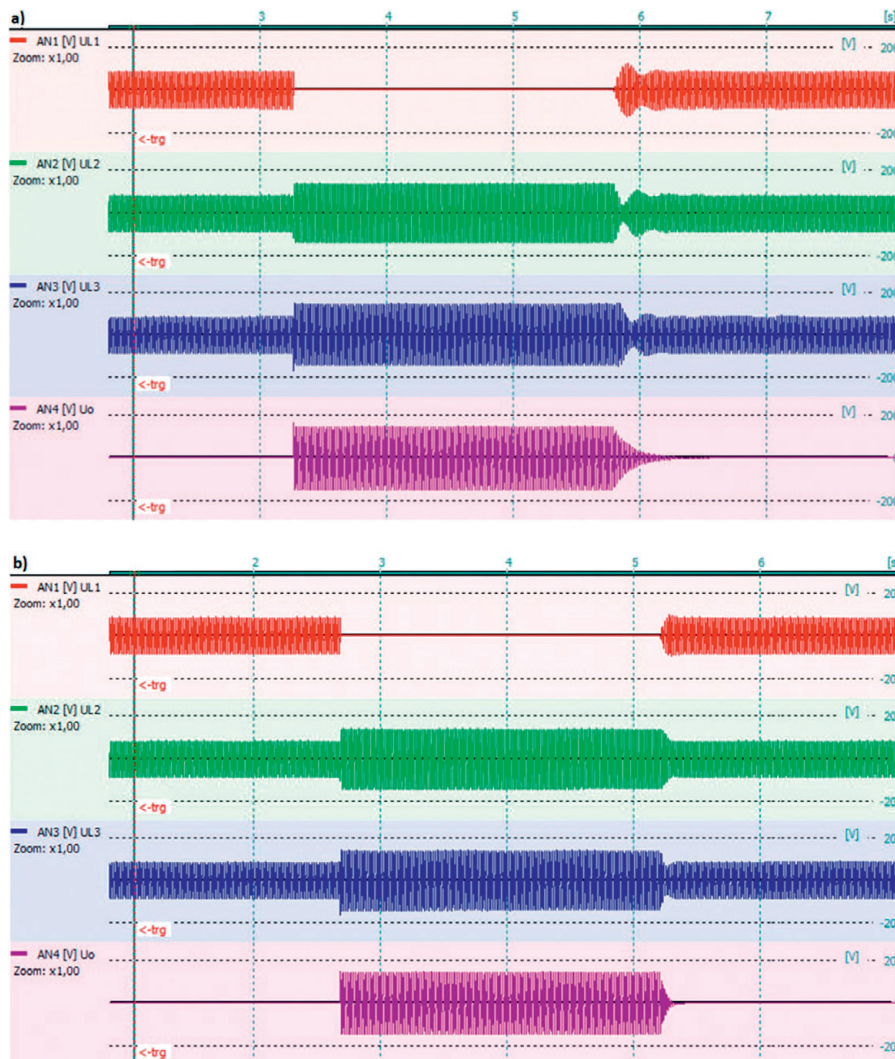


Fig. 7. Waveforms of phase voltages in relation to the grid and its zero-sequence voltage component U_0 during L1 phase's ground fault: a) in a grid with detuned compensation, b) in a compensated grid

4. Methods of measuring to-ground capacitances

In follow-up reactors the role of measuring systems that evaluate grid's to-ground parameters and control tuning is important. Generally, such systems use natural to-ground unbalances or operate by introducing additional sources to the grid. In a grid with a relatively large unbalance, to evaluate its to-ground parameters usually an algorithm is used, whereby U_0 voltage and the coil current are measured. Fig. 8 presents a simplified grid to-ground circuit's diagram, with U_{as} unbalance voltage impact location marked.

If U_{as} voltage is sufficient (e.g. $U_0 > 0,2\% U_f$) to determine the grid to-ground capacitance, it is enough to measure U_0 voltage and I_s current before and after a small change in the coil reactance. Then capacitance C is calculated from the formula:

$$C = \frac{1}{\omega} \operatorname{Im} \left\{ \frac{I_{s2} - I_{s1}}{U_{01} - U_{02}} \right\} \quad (13)$$

where: U_{01} and I_{s1} – measurements before coil reactance change, U_{02} and I_{s2} – measurements after coil reactance change
Based on these measurements, the actual U_{as} voltage may be determined by simple transformation to:

$$\underline{U}_{as} = \frac{1}{2} [\underline{U}_{01} + \underline{U}_{02} + \underline{Z}(I_{s2} - I_{s1})] \quad (14)$$

where:

$$\underline{Z} = \frac{U_{01} - U_{02}}{I_{s2} - I_{s1}} \quad (15)$$

With the grid to-ground capacitance known, it is enough to adjust the Petersen coil to the desired compensation level, while controlling the inductive reactance in accordance with the formula:

$$\omega L = \operatorname{Im} \left\{ \frac{U_0}{I_s} \right\} \quad (16)$$

5. Summary

The ground fault compensation principle has been known for 100 years. Capacitive ground fault currents' compensation devices were first used in power grids in 1917 [4]. They were developed by Waldemar Petersen. Despite design alterations and use of automatic control devices, the name of Petersen coil is commonly used (Photo 1). Grounding the grid neutral point through such a coil is troublesome at a large unbalance of individual lines' to-ground capacitances. They relate to a significant increase in the grid's zero-sequence voltage when tuning the coil to the accurate compensation level. The study has shown that a good solution in such a situation is to artificially increase the grid to-ground circuit's attenuation by inserting properly selected resistors. They may be permanently connected in parallel to the coil (in a grid with a relatively large unbalance) or switched on only during the coil adjustment in the area of the resonant point (in a grid with smaller to-ground unbalance).

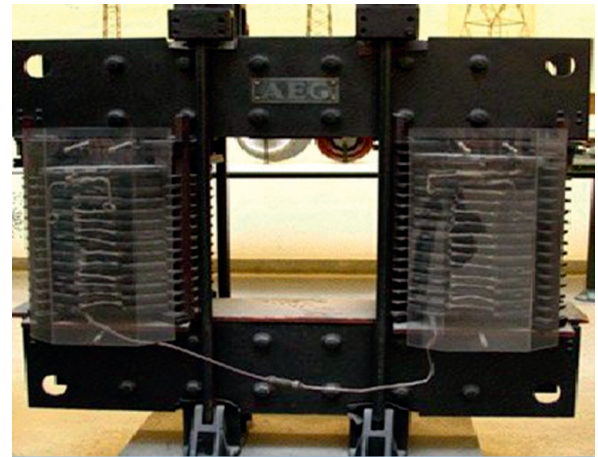


Photo 1. The original Waldemar Petersen's coil

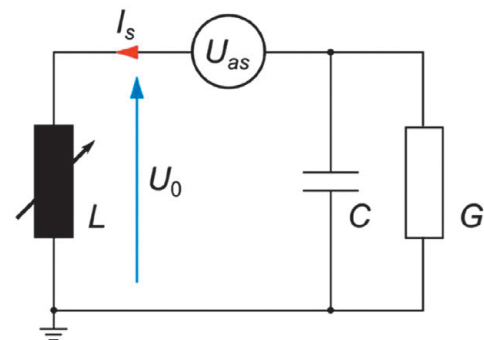


Fig. 8. Equivalent circuit of MV grid's to-ground circuit L , C and G denote the grid's to-ground circuit parameters: coil inductance, capacitance and conductance. U_{as} represents the natural unbalance voltage

REFERENCES

1. Lorenc J., "Admitancyjne zabezpieczenie ziemnozwarciowe" [Admittance ground fault protection], Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej 2007.
2. Handke J., Lorenc J., "Ocena stopnia zestrojenia cewki Petersena w oparciu o pomiar częstotliwości własnej obwodu" [Natural frequency measurement-based evaluation of Petersen coil tuning level], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 8, 2010, pp. 57–59.
3. Lorenc J., Torbus M., Staszak B., "Automatyczne sterowanie kompensacją ziemnozwarciową w sieciach SN przy wykorzystaniu miernika parametrów ziemnozwarciowych" [Automatic control of ground fault compensation in MV grids using a ground fault parameters meter], *Wiadomości Elektrotechniczne*, No. 12, 2013, pp. 34–36.
4. Petersen W. "Athen – Darmstadt – Berlin", Justus von Liebig Verlag, Darmstadt 2014.

Józef Lorenc

Poznań University of Technology

e-mail: jozef.lorenc@put.poznan.pl

A graduate and a long-time employee of Poznań University of Technology. Since 1996, the director of the Institute of Power Engineering at the Electrical Engineering Department. A specialist in automatic power protections and ground fault disturbances in MV distribution grids.

Bogdan Staszak

Poznań University of Technology

e-mail: bogdan.staszak@put.poznan.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology and for many years an employee of the Institute of Power Engineering at Poznań University of Technology, dealing with issues related to disturbances in MV grids and to automatic power protections.

Jacek Handke

Poznań University of Technology

e-mail: jacek.handke@put.poznan.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology. Since 2013 an assistant researcher/lecturer. His scientific and engineering achievements involve the development of algorithms for ground fault parameters evaluation and the hardware for their implementation.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 81–87. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Warunki skuteczności kompensacji ziemnozwarciowej w sieciach SN o znacznej asymetrii doziemnej

Autorzy

Józef Lorenc
Bogdan Staszak
Jacek Handke

Słowa kluczowe

asymetria doziemna, kompensacja ziemnozwarciowa, EAZ

Streszczenie

Algorytmy działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i regulacyjnej w kompensowanych sieciach SN często muszą uwzględniać efekt doziemnej asymetrii naturalnej. Poziom takiej asymetrii określamy przede wszystkim napięciem definiowanym różnicą potencjałów pomiędzy punktem neutralnym sieci a ziemią. Wartość tego napięcia ma znaczący wpływ na skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz ogranicza często możliwości dokładnego strojenia cewek Petersena w procesie kompensacji ziemnozwarciowej.

W artykule przedstawiono wyniki analiz warunków pracy sieci SN o znacznej asymetrii doziemnej. W praktyce eksploatacyjnej w sieciach terenowych o dużym udziale linii napowietrznych często stosowana jest metoda polegająca na zwiększaniu wartości współczynnika rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej. Zdaniem autorów lepszym rozwiązaniem w tym zakresie jest stosowanie kompensacji dokładnej przy równoczesnym zwiększeniu współczynnika tłumienia. Pogarszając dobroć dławika, można zwiększyć współczynnik tłumienia nawet czterokrotnie w stosunku do jego naturalnej wartości. Za takim rozwiązaniem przemawia również efektywność dławika w gaszeniu zwarć łukowych.

Data wpływu do redakcji: 24.02.2017

Data akceptacji artykułu: 17.07.2017

Data publikacji online: 15.03.2019

1. Wprowadzenie

Podstawową wielkością charakteryzującą sieć w stanie zwarcia doziemnego jest składowa zerowa napięcia U_0 , która przy pominięciu impedancji wzdłużnych linii przedstawia napięcie pomiędzy punktem neutralnym sieci a ziemią. Jednak o poziomie tego napięcia decydują nie tylko warunki istniejące w miejscu zwarcia z ziemią, ale również asymetrie w pojemnościach i konduktancjach doziemnych oraz asymetria napięciowa względem

ziemi w poszczególnych punktach sieci. Zjawiska wywołane takimi asymetrami są szczególnie widoczne w sieciach kompensowanych i muszą być uwzględniane w ustalaniu warunków pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz regulatorów nadążnej kompensacji ziemnozwarciowej. W związku z tym analizę teoretyczną zakłóceń wywołanych asymetrią doziemną przeprowadza się najczęściej, wykorzystując schemat zastępczy sieci przedstawiony na rys. 1,

oraz:

$$\underline{U}_{asci} = \frac{\underline{E}_{L1}C_{0Li} + \underline{E}_{L2}C_{0L2i} + \underline{E}_{L3}C_{0L3i}}{C_{L1i} + C_{L2i} + C_{L3i}} \quad (1)$$

$$\underline{U}_{asgi} = \frac{\underline{E}_{L1}G_{0L1i} + \underline{E}_{L2}G_{0L2i} + \underline{E}_{L3}G_{0L3i}}{G_{L1i} + G_{L2i} + G_{L3i}} \quad (2)$$

gdzie: \underline{U}_{asci} – napięcie wywołane asymetrią fazowych pojemności doziemnych i -tej linii, \underline{U}_{asgi} – napięcie wywołane asymetrią fazowych konduktancji doziemnych i -tej linii, \underline{E}_{L1} , \underline{E}_{L2} , \underline{E}_{L3} – napięcia źródłowe poszczególnych faz L1, L2 i L3 sieci, C_{0L1i} , C_{0L2i} , C_{0L3i} – pojemności doziemne poszczególnych faz L1, L2 i L3 w i -tej linii, G_{0L1i} , G_{0L2i} , G_{0L3i} – konduktancje doziemne poszczególnych faz L1, L2 i L3 w i -tej linii.

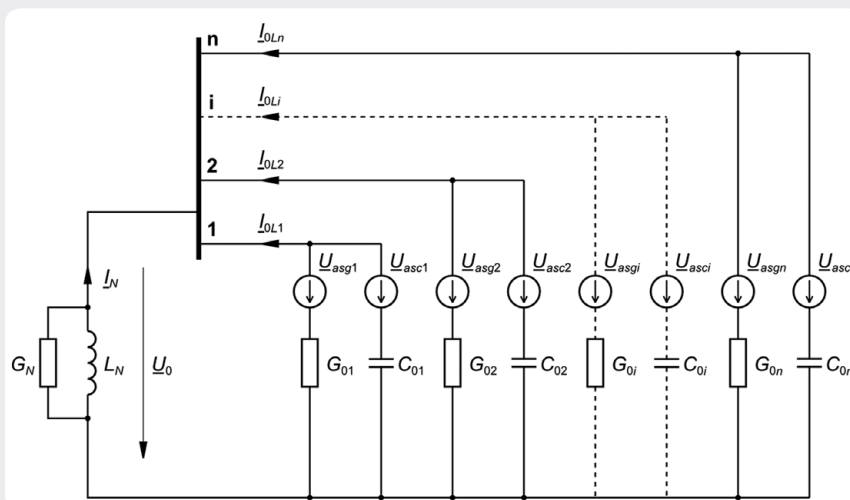
W następnym rozdziale przedstawiono zależność, która umożliwia ocenę wpływu na U_0 skutków asymetrii doziemnej poszczególnych linii sieci, w zależności od warunków kompensacji ziemnozwarciowej (poziom zestrojenia cewki Petersena).

2. Składowe napięcia U_0

Zgodnie ze schematem na rys. 1 napięcie U_0 wyraża się zależnością:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i} + \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i} (d_0 + js)} \quad (3)$$

gdzie: ω – oznacza pulsację roboczą sieci.



Rys. 1. Schemat zastępczy kompensowanej sieci SN do obliczeń wielkości ziemnozwarciowych, gdzie: C_{0i} – pojemność doziemna i -tej linii, G_{0i} – konduktancja doziemna i -tej linii, I_{0i} – prąd doziemny i -tej linii (wynikający z C_{0i} i G_{0i}), L_N – reaktancja dławika kompensującego zainstalowanego w punkcie neutralnym sieci, G_N – konduktancja obwodu uziemiającego punkt neutralny sieci

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 81–87. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Przyjmując, że:

$$\frac{G_N + \sum_{i=1}^n G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i}} = d_0$$

oraz że:

$$1 - \frac{1}{\omega^2 L_N \sum_{i=1}^n C_{0i}} = s$$

otrzymuje się zależność:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega \sum_{i=1}^n U_{-asci} C_{0i} + \sum_{i=1}^n U_{-asgi} G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i} [d_0 + js]} \quad (4)$$

gdzie: d_0 – jest współczynnikiem tłumienia sieci, s – jest współczynnikiem rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej.

Po wprowadzeniu równań:

$$\underline{U}_{-asc} = \frac{1}{C_{0s}} \sum_{i=1}^n U_{-asci} C_{0i}$$

i

$$\underline{U}_{-asg} = \frac{1}{G_{0s}} \sum_{i=1}^n U_{-asgi} G_{0i} \quad (5)$$

gdzie:

$$C_{0s} = \sum_{i=1}^n C_{0i} \quad , \quad G_{0s} = \sum_{i=1}^n G_{0i}$$

otrzymuje się wyrażenie na napięcia U_0 w postaci:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega C_{0s} \underline{U}_{-asc} + G_{0s} \underline{U}_{-asg}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} \quad (6)$$

Z powyższej zależności wynika, że o składowej zerowej napięcia sieci decydują:

- wypadkowa asymetria fazowych pojemności doziemnych
- wypadkowa asymetria fazowych konduktancji doziemnych sieci
- wartość współczynnika rozstrojenia kompensacji s
- poziom tłumienia w obwodzie doziemnym (współczynnik d_0).

Łatwo zauważyć, że napięcie U_0 ma dwie następujące składowe:

- wynikającą z asymetrii fazowych pojemności doziemnych sieci

$$\underline{U}_{0asc} = \frac{j\omega C_{0s} \underline{U}_{-asc}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} = \frac{j\underline{U}_{-asc}}{d_0 + js} \quad (7)$$

- wynikającą z asymetrii fazowych konduktancji doziemnych sieci

$$\underline{U}_{0asg} = \frac{G_{0s} \underline{U}_{-asg}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} = \frac{d_0 \underline{U}_{-asg}}{d_0 + js} \quad (8)$$

Składowa zerowa napięcia sieci może więc być zapisana równaniem:

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_{0asc} + \underline{U}_{0asg} \quad (9)$$

Wprowadzając pojęcia względnego napięcia asymetrii pojemnościowej oraz asymetrii konduktancyjnej w postaci:

$$\underline{X}_c = \frac{\underline{U}_{-asc}}{\underline{E}_L} = X_c e^{j\alpha_c} \quad , \quad \underline{X}_g = \frac{\underline{U}_{-asg}}{\underline{E}_L} = X_g e^{j\alpha_g} \quad (10)$$

oraz wprowadzając odpowiednie przekształcenia, wzory na względne wartości składowych napięć U_0 przyjmują postaci:

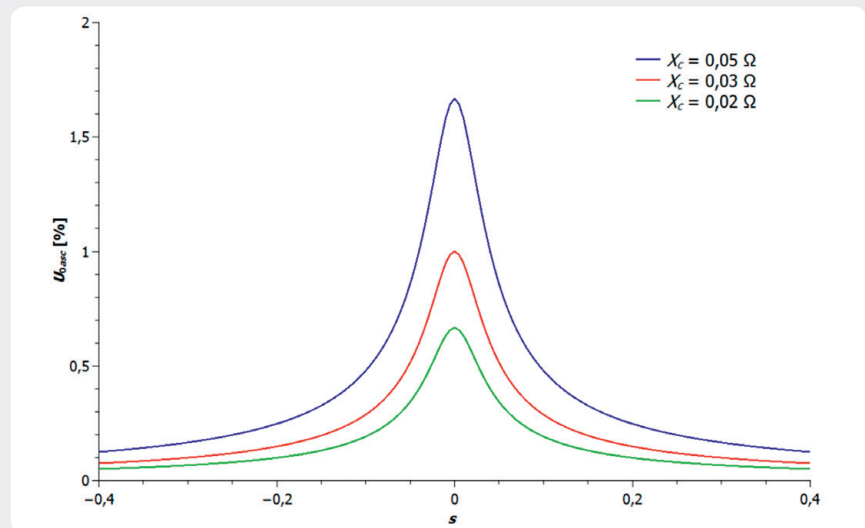
$$u_{0asc} = \frac{X_c}{\sqrt{d_0^2 + s^2}} \quad , \quad u_{0asg} = \frac{d_0 X_g}{\sqrt{d_0^2 + s^2}} \quad (11)$$

Graficzny obraz powyższych zależności przedstawiono na rys. 2 i 3.

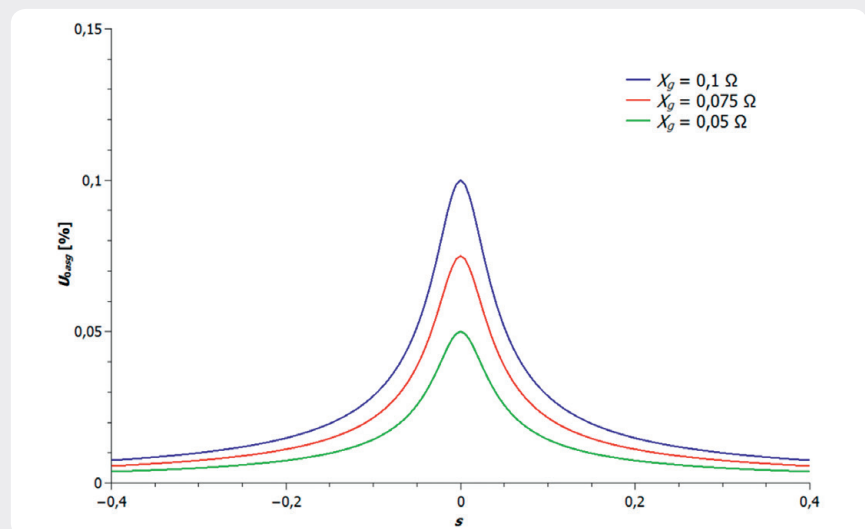
Ze względu na to, że U_{0asc} przyjmuje z reguły wartości znacznie większe niż U_{0asg} , w dalszej analizie warunków strojenia kompensacji ziemnozwarciowej uwzględniano tylko składową asymetrii pojemnościowej.

3. Kompensacja nadążna w sieciach o znacznej asymetrii pojemności doziemnej

W sieciach o relatywnie dużej asymetrii doziemnej pojawia się problem ograniczenia napięcia U_0 podczas wymaganego poziomu dostrojenia cewki Petersena. W praktyce częstym zabiegiem jest rezygnacja z kompensacji dokładnej i ustawianie stopnia rozstrojenia na poziomie ograniczającym napięcie U_0 do zadanej wartości, np. $U_0 < 0,05$ napięcia fazowego sieci. Spełnienie takiego wymogu w zakresie napięcia U_0 wymaga zastosowania algorytmu, w którym



Rys. 2. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci U_{0asc} w zależności od wartości stopnia rozstrojenia kompensacji dla współczynnika tłumienia sieci $d_0 = 0,03$



Rys. 3. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci U_{0asg} w zależności od wartości stopnia rozstrojenia kompensacji dla współczynnika tłumienia sieci $d_0 = 0,03$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 81–87. When referring to the article please refer to the original text.

PL

wyznacza się wartość minimalnego współczynnika rozstrojenia s_x według następującej zależności:

$$s_x = \pm \sqrt{\left(\frac{I_d (X_d + X_{Tpw})}{U_{d(\%)} U_f} \right)^2 \times \left[d_0^2 + \left(1 - \frac{X_{cs}}{X_d} \right)^2 \right] - d_0^2} \quad (12)$$

gdzie: $U_{d(\%)}$ – dopuszczalna procentowa wartość napięcia składowej zerowej wywołana zjawiskiem rezonansowym, U_f – napięcie fazowe (znamionowe) sieci (np. $U_f = 8660$ V), X_d, X_{cs} – aktualne wartości reaktancji wyznaczone w czasie pomiaru, I_d – bieżąca wartość prądu dławika wynikająca z asymetrii doziemnej sieci.

Stosując takie kryterium, cewka Petersena realizuje zmiany reaktancji tylko w obszarach, dla których występuje wyraźne niedokompensowanie sieci lub wyraźne przekompensowanie. Pokazano to na rys. 4, na którym przyjęto, że w sieci o współczynniku tłumienia $d_0 = 0,025$ poziom asymetrii naturalnej X_c jest na poziomie 0,5%.

Tego typu kryterium może być wykorzystywane przez dyspozytorów w sieciach terenowych o dużym udziale linii napowietrznych i dużej asymetrii doziemnej. Jednak skutki takiego rozstrajania zmniejszają zdolności dławika do wygaszania zwarć łukowych. Łatwo znaleźć przykłady sieci, w których stosowanie takiego kryterium powoduje rozstrojenie kompensacji nawet do poziomu $K = 1,3$ lub więcej.

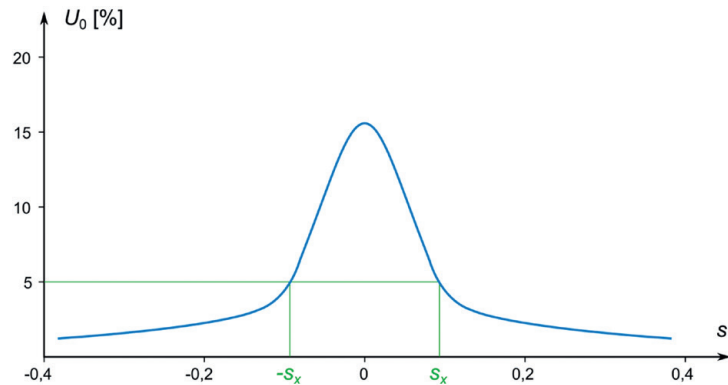
Poza tym sieć nadal jest narażona na wzrost napięcia U_0 podczas regulacji i szukania wymaganej wartości rozstrojenia. Szczególnie będzie to widoczne, gdy padnie zalecenie dodatkowe, wymagające regulacji zawsze w stan przekompensowania. Można skrajnie założyć przypadek, w którym proces strojenia rozpoczyna się od wartości ujemnych współczynnika i kończy się na wartościach dodatnich. Sieć będzie wtedy narażona na wzrost napięcia U_0 , który może w określonym momencie regulacji uzyskać wartość maksymalną (napięcie punktu rezonansowego). W toku badań laboratoryjnych wykazano, że skutecznym rozwiązaniem ograniczenia takich skutków jest zwiększenie, na czas procesu regulacji, tłumienności obwodu doziemnego. Efekt takiego działania pokazano na rys. 5, który dotyczy regulacji według przyjętej wartości nastawczej przekompensowania na poziomie 15%.

Analizując wyniki badań na modelach sieci SN, można wykazać, że lepszym rozwiązaniem w tym zakresie jest stosowanie zwiększonej tłumienności obwodu doziemnego w sposób trwały. Kompensacja może być wtedy prowadzona na poziomie bardzo dokładnym, ograniczając składową bierną prądu zwarcia do minimum. Pogarszając dobroć dławika (cewki Petersena), można zwiększyć współczynnik d_0 trzy- lub czterokrotnie w stosunku do jego naturalnej wartości i w ten sposób ograniczać w sposób ciągły poziom napięć rezonansowych. Na rys. 6 i 7 pokazano efekty takiego rozwiązania. Z porównania przebiegu napięć U_0 obu stanów kompensacji jednoznacznie wynika, że rozstrajanie cewki Petersena sieci powoduje skutki bardziej

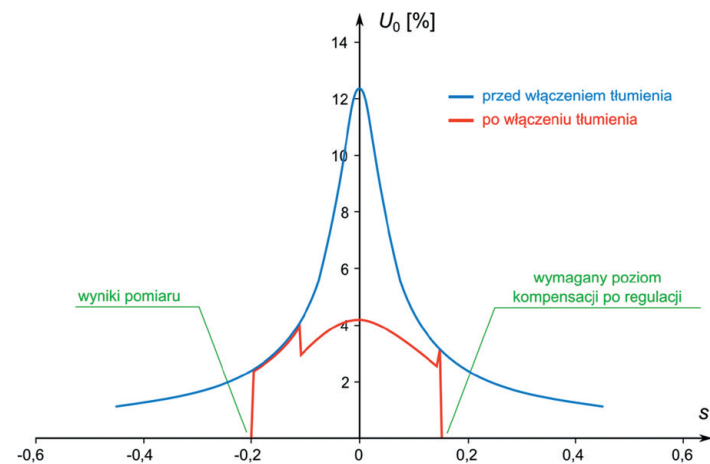
negatywne w przebiegu napięcia odbudowy fazy doziemionej (L1) niż stan powiększonej konduktancji doziemnej sieci. Poza tym sieć z dławikiem rozstrojonym generuje większy prąd zwarcia, w którym dominuje składowa bierna i w ten sposób dodatkowo pogarsza warunki do samoistnego

wygaszenia zwarcia. W sieci o zwiększonej konduktancji mniejszy prąd zwarcia, z mocno ograniczoną składową bierną, ułatwia szybką odbudowę izolacji przestrzeni zwarcia.

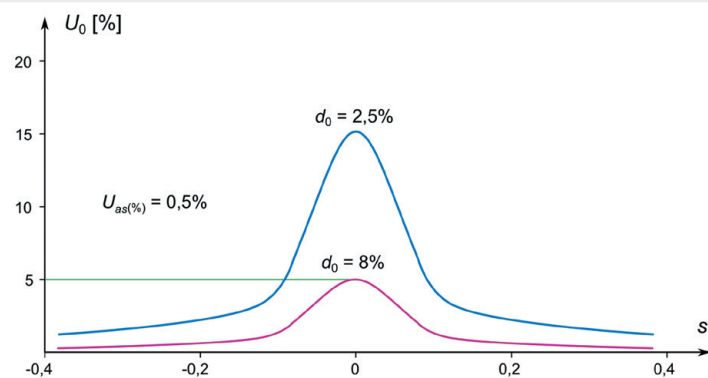
W związku z tym prawdopodobieństwo wystąpienia ponownych zapłonów



Rys. 4. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci U_0 w zależności od stopnia rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej; s_x – stan rozstrojenia kompensacji przy ograniczeniu napięcia U_0 do poziomu 5% napięcia fazowego sieci



Rys. 5. Regulacja cewki Petersena w obszarze dużych napięć rezonansowych z przejściowym zwiększeniem tłumienności sieci



Rys. 6. Krzywa wartości napięcia składowej zerowej sieci U_0 w zależności od stopnia rozstrojenia kompensacji i wartości współczynnika tłumienia d_0

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 81–87. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w miejscu zwarcia jest wielokrotnie większe w sieci z rozstrojoną kompensacją (przykład sieci na rys. 7a) niż dla stanu sieci opisanej na rys. 7b.

4. Metody pomiaru pojemności doziemnych

W dławikach nadążnych ważną rolę odgrywają układy pomiarowe, które dokonują oceny parametrów doziemnych sieci i kontrolują stan zestrojenia. Generalnie układy takie wykorzystują naturalne asymetrie doziemne lub działają dzięki wprowadzeniu do sieci dodatkowych źródeł. W sieciach o relatywnie dużej asymetrii do oceny parametrów doziemnych sieci najczęściej wykorzystywany jest algorytm, w którym dokonuje się pomiarów napięcia U_0 i prądu płynącego przez dławik. Na rys. 8 przedstawiono uproszczony schemat obwodów doziemnych sieci, z zaznaczonym miejscem oddziaływania napięcia asymetrii U_{as} .

Jeżeli poziom napięcia U_{as} jest wystarczający (np. $U_0 > 0,2\% U_f$) do wyznaczenia pojemności doziemnej sieci, wystarczy wykonać pomiary napięcia U_0 i prądu I_s przed i po niewielkiej zmianie reaktancji dławika. Wyznaczanie pojemności C sprowadza się wtedy do wykonania obliczeń zgodnie ze wzorem:

$$C = \frac{1}{\omega} \operatorname{Im} \left\{ \frac{I_{s2} - I_{s1}}{U_{01} - U_{02}} \right\} \quad (13)$$

gdzie: U_{01} i I_{s1} – dotyczą pomiarów przed zmianą reaktancji dławika, U_{02} i I_{s2} – dotyczą pomiarów wykonanych po zmianie reaktancji dławika.

Na podstawie tak wykonanych pomiarów można wyznaczyć również aktualny poziom zapięcia U_{as} , stosując proste przekształcenia do postaci:

$$U_{as} = \frac{1}{2} [U_{01} + U_{02} + Z(I_{s2} - I_{s1})] \quad (14)$$

gdzie:

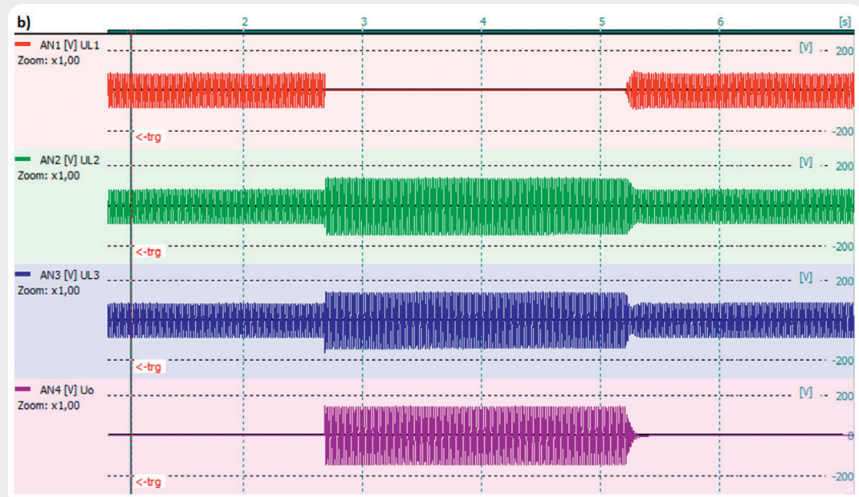
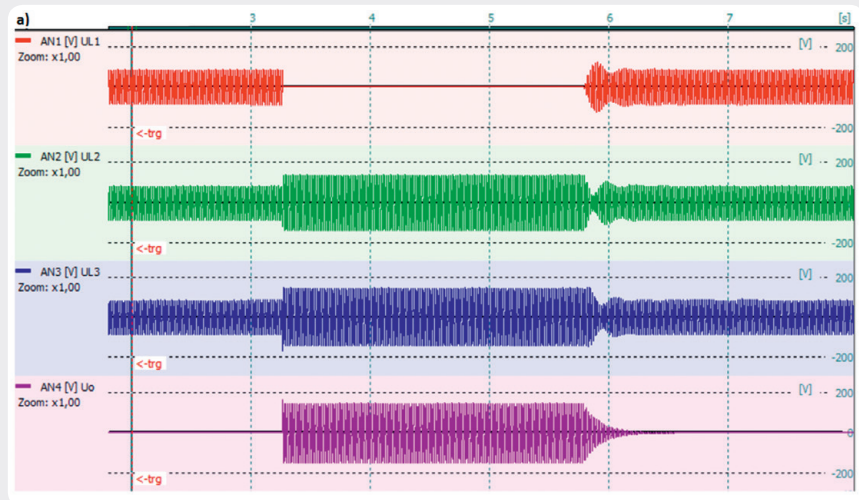
$$Z = \frac{U_{01} - U_{02}}{I_{s2} - I_{s1}} \quad (15)$$

Znając wartość pojemności doziemnej sieci, wystarczy wyregulować cewkę Petersena na pożądany stopień skompensowania, kontrolując na bieżąco wartość reaktancji indukcyjnej zgodnie ze wzorem:

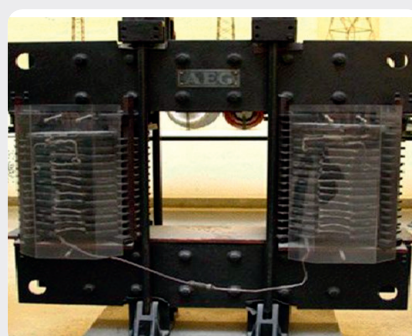
$$\omega L = \operatorname{Im} \left\{ \frac{U_0}{I_s} \right\} \quad (16)$$

5. Podsumowanie

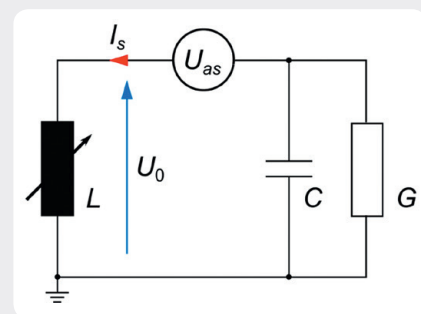
Zasada kompensacji ziemnozwarciowej znana jest od 100 lat. Pierwsze urządzenia do kompensacji pojemnościowych prądów ziemnozwarciowych zastosowano w sieciach elektroenergetycznych w 1917 roku [4]. Ich twórcą był Waldemar Petersen. Pomimo zmian konstrukcyjnych i zastosowania urządzeń automatycznej regulacji, powszechnie używana jest nazwa cewka Petersena (fot. 1). Uziemienie



Rys. 7. Przebiegi napięć fazowych względem sieci oraz składowej zerowej napięcia sieci U_0 podczas zwarcia doziemnego fazy L1: a) dotyczy sieci z rozstrojoną kompensacją, b) dotyczy sieci skompensowanej



Fot. 1. Widok cewki opracowanej przez Waldemara Petersena



Rys. 8. Schemat zastępczy obwodu doziemnego sieci SN. Oznaczenia L , C i G opisują parametry obwodu doziemnego sieci: indukcyjność cewki, pojemność i konduktancję. U_{as} reprezentuje napięcie asymetrii naturalnej

punktu neutralnego sieci przez taką cewkę jest kłopotliwe podczas dużej asymetrii pojemności doziemnych w poszczególnych liniach. Dotyczą one znacznego wzrostu napięcia zerowego sieci podczas strojenia cewki na poziomie dokładnej kompensacji. W pracy wykazano, że dobrym rozwiązaniem w takich sytuacjach jest sztuczne zwiększenie tłumienności obwodu

doziemnego sieci przez włączenie odpowiednio dobranych rezystorów. Mogą one być włączone równolegle do cewki w sposób trwały (w sieciach o relatywnie dużych asymetriach) lub być włączone tylko podczas regulacji cewki w obszarze punktu rezonansowego (w sieciach o mniejszych asymetriach doziemnych).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 81–87. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Bibliografia

1. Lorenc J., Admitancyjne zabezpieczenie ziemnozwarciowe, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej 2007.
2. Handke J., Lorenc J., Ocena stopnia zestrojenia cewki Petersena w oparciu o pomiar częstotliwości własnej obwodu, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8, s. 57–59.
3. Lorenc J., Torbus M., Staszak B., Automatyczne sterowanie kompensacją ziemnozwarciową w sieciach SN przy wykorzystaniu miernika parametrów ziemnozwarciowych, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, nr 12, s. 34–36.
4. Petersen W., Athen – Darmstadt – Berlin, Justus von Liebig Verlag, Darmstadt 2014.

Józef Lorenc

prof. dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: jozef.lorenc@put.poznan.pl

Jest absolwentem i wieloletnim pracownikiem Politechniki Poznańskiej. Od 1996 roku pełni funkcję dyrektora Instytutu Elektroenergetyki na Wydziale Elektrycznym. Jest specjalistą w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i zakłóceń ziemnozwarciowych w dystrybucyjnych sieciach średniego napięcia.

Bogdan Staszak

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bogdan.staszak@put.poznan.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej i od wielu lat pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, zajmując się m.in. zagadnieniami dotyczącymi problematyki zakłóceń w sieciach średnich napięć oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Jacek Handke

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: jacek.handke@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Od 2013 roku zatrudniony na stanowisku asystenta. Jego osiągnięcia naukowe i techniczne wiążą się z opracowaniem algorytmów oceny wartości parametrów ziemnozwarciowych oraz konstrukcją urządzeń realizujących te algorytmy.