

Analysis of Induced Voltages and Power Losses in High Voltage Power Cables for Selected Methods of Cables Sheaths Bonding

Authors

Stanisław Czapp
Krzysztof Dobrzyński
Jacek Klucznik
Zbigniew Lubośny

Keywords

power cables, induced voltages, power losses

Abstract

Power is increasingly supplied to city centres with 110 kV cable lines. This is a convenient way to supply power, and practically the only one possible in areas of dense urban development. A high-voltage cable contains a coaxial metallic sheath, in which in normal operation and in fault conditions (during short-circuits) significant line-to-earth voltages can be induced, which threatens electric shock and/or damage to the cable's outer non-conductive sheath. These voltages depend on the earthing/bonding of the cable's sheaths, and on the cable configuration. These voltages induce currents, which, in turn, cause additional power losses in the cable. The article presents multivariate analysis of the voltages induced in a selected cable line in steady-state condition. Single-point bonding of sheaths has been discussed, as well as their both-ends bonding, transposition, and transposition of cores (conductors). For each case, the losses of active power in this line have been calculated.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017203

Received: 08.02.2017

Accepted: 06.03.2017

Available online: 30.06.2017

1. Introduction

The distribution of electricity using 110 kV cable lines is becoming increasingly popular in Poland. The use of cable lines instead of overhead lines is gaining an edge in powering urban agglomerations, but it isn't free of disadvantages. These include the induction of voltages in the cable's sheaths, which may cause electric shock and damage to the cables' outer non-conductive sheath. Induced voltages can also cause power losses in sheaths and thus contribute to a significant reduction in the cables' current-carrying capacity [1–14]. The main factors affecting the voltages induced in sheaths are:

- cable design
- cable formation (trefoil, flat with cables in contact, flat with spacing between cables)
- current in cable cores (conductors)
- earthing/bonding of sheaths and their transposition
- transposition of cores (conductors).

Voltages induced in a trefoil formation can be calculated from the following relationships [15, 16]:

$$\underline{U}_{L1sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \ln \frac{2D_c}{d} \quad (1)$$

$$\underline{U}_{L2sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2D_c}{d} \quad (2)$$

$$\underline{U}_{L3sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \ln \frac{2D_c}{d} \quad (3)$$

where: U_{L1sh} , U_{L2sh} , U_{L3sh} – voltages induced in sheaths of cables in phases L1, L2, L3 respectively, I – current in core, d – average diameter of sheath, D_c – distance between cable axes.

In the flat cable formation, these voltages will be:

$$\underline{U}_{L1sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \frac{D_c}{d} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4D_c}{d} \right) \quad (4)$$

$$\underline{U}_{L2sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2D_c}{d} \quad (5)$$

$$\underline{U}_{L3sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \frac{D_c}{d} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4D_c}{d} \right) \quad (6)$$

where: D_c – distance between outer cable axes and centre cable axis; other symbols as in formulas (1), (2), (3).

The article presents the results of analysis of voltages induced in the sheaths of 110 kV cables, and the results of analysis of active power losses in the line, with particular regard to losses in these sheaths. A one-cable per phase system was analysed, and a three-cable per phase system with the same current carrying capacity. Calculations were made using the DigSILENT PowerFactory® software and an original script prepared in the software’s internal programming language. The calculation results have shown that, depending on the earthing/bonding of sheaths and possible transposition of sheaths and/or cores, the induced voltages and active power losses in the sheaths can be clearly differentiated. This is important from the point of view of the risk of electric shock and the cable line’s expected throughput.

2. Description of the cable line

A 3-km long cable line was considered, which should allow the transmission of 322 MW of active power. If it is assumed that this

power is to be transmitted in a one-cable per phase line configuration, then cables should be used with 2,000 mm² copper cores. This configuration and cable size was adopted as the first cable line solution. To avoid the use of cables with such large cross-sections, a multi-circuit configuration can be used. Therefore, a configuration of three cables per phase was adopted as a second solution, with 500 mm² copper cores. The cables were laid flat, spaced by their outside diameter. Clear distance between circuits in the three-cable per phase configuration is equal to the cables’ double outer diameter. Induced voltages were calculated for the following sheaths bonding modes:

- single-point bonding
- single-point bonding with transposition of sheaths and cores (line divided into 3 x 1 km sections)
- both-ends bonding
- both-ends bonding with transposition of sheaths and cores (line divided into 3 x 1 km sections) – cross-bonding.

Fig. 1 shows the sheaths bonding modes for the one-cable per phase line configuration. In the configuration shown in Fig. 1c, opening of the switch at E4 earthing is the single-point bonding with the transposition of sheaths and/or cores, and closing the switch is the both-ends bonding with the transposition of the said conductors (cores and sheaths). Fig. 2 shows the three-cable per phase configuration – only the most complex variant is shown, which corresponds to the one-cable per phase system in Fig. 1c.

The calculations results in the diagrams in point 3.1 show the sheath voltage of the phase, for which it was the highest. The

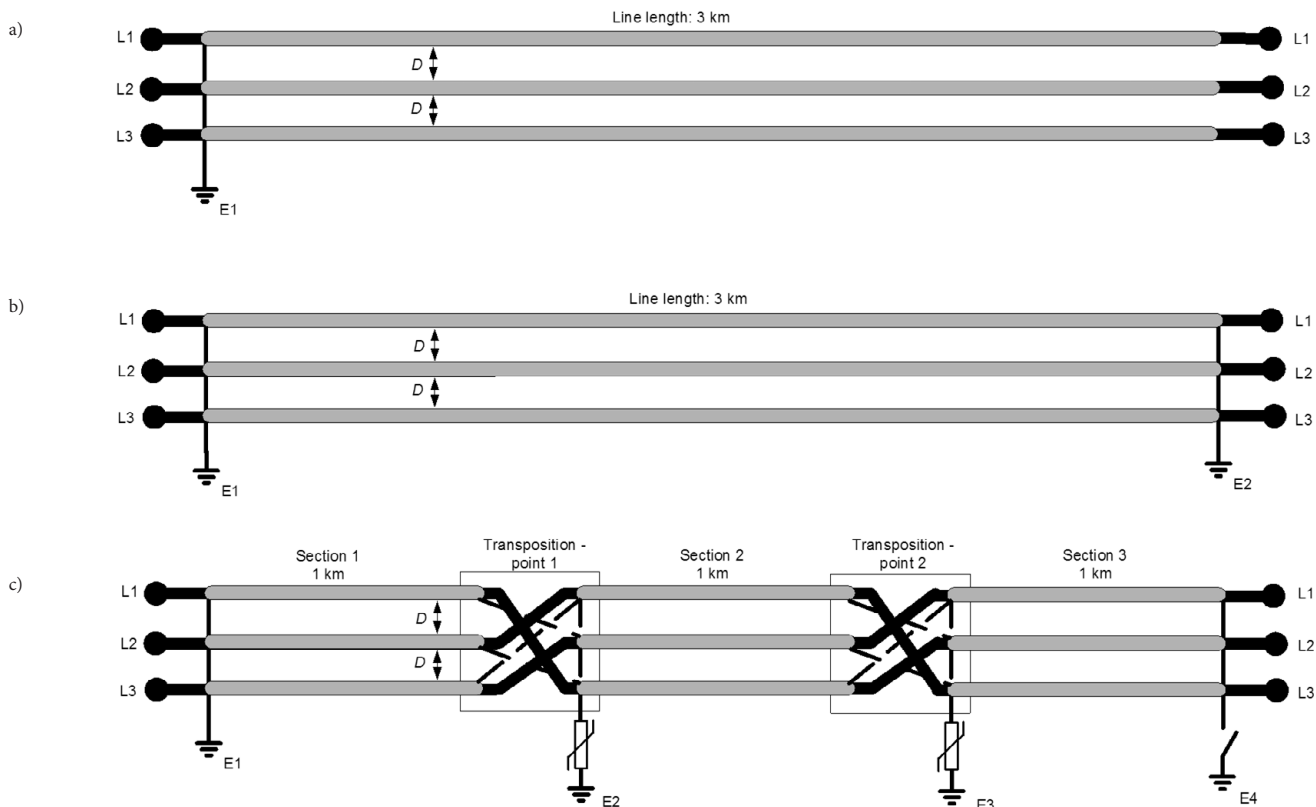


Fig. 1. Analysed cable line with one cable per phase: a) single-point bonding, b) both-ends bonding without transposition of sheaths and cores, c) transposition of sheaths and/or cores (possible both-ends bonding or single-point bonding)

induced voltages were calculated for the currents in the cores resulting from the transmitted active power of 322 MW. For each configuration (first – one cable per phase, second – three cables per phase) 1,302 calculation results were obtained.

3. Calculation results

3.1. Induced voltages

The simplest high-voltage cable line from the point of view of analysis of the voltages induced in sheaths is that single-point bonded without transposition of sheaths and cores. The shock hazard from induced voltages can occur only at the unearthed end of the line. In the one-cable per phase configuration, the voltages induced at the line's unearthed end can reach as much as 650 V to earth. Given that the voltages can last for a long time,

they should not exceed 80 V [17]. It is therefore necessary to transpose the sheaths and/or cores, which in some connection variants (Fig. 3a) can reduce the induced voltages.

Significantly lower than in the one-cable per phase configuration are the voltages induced in lines with three cables per phase (Fig. 3b). At worst, the induced voltage reaches 200 V, and for many connection options it is clearly lower than 80 V. The voltage reduction in the three-cable per phase configuration is mainly due to the fact that the currents in the cables' individual cores are much lower than in the one-cable per phase system.

Most analyses of the induced voltages consist in calculation of their values at the end of the cable line. However, it is important to remember that the electric shock hazard is also present in the places of sheaths and/or cores' transposition (Fig. 1c and Fig. 2 – points at E2 and E3 earthings).

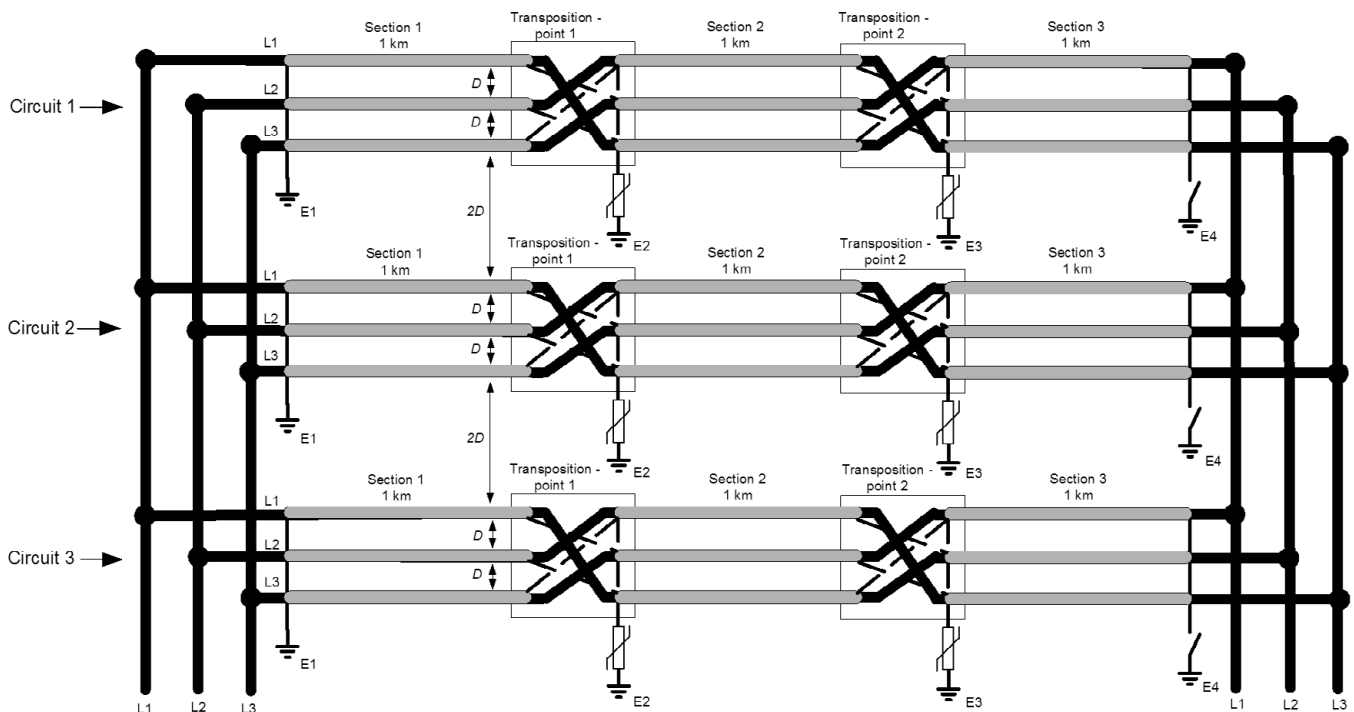


Fig. 2. Analysed cable line with three cables per phase – an exemplary diagram of transposition of sheaths and cores

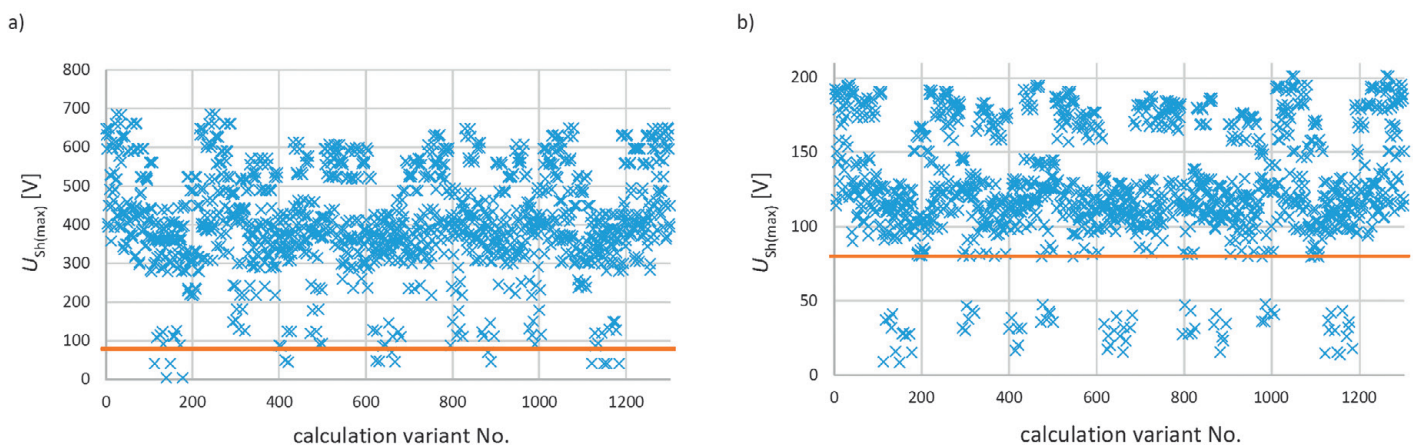


Fig. 3. Voltages induced $U_{Sh(max)}$ at the end of cable line with single-point bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

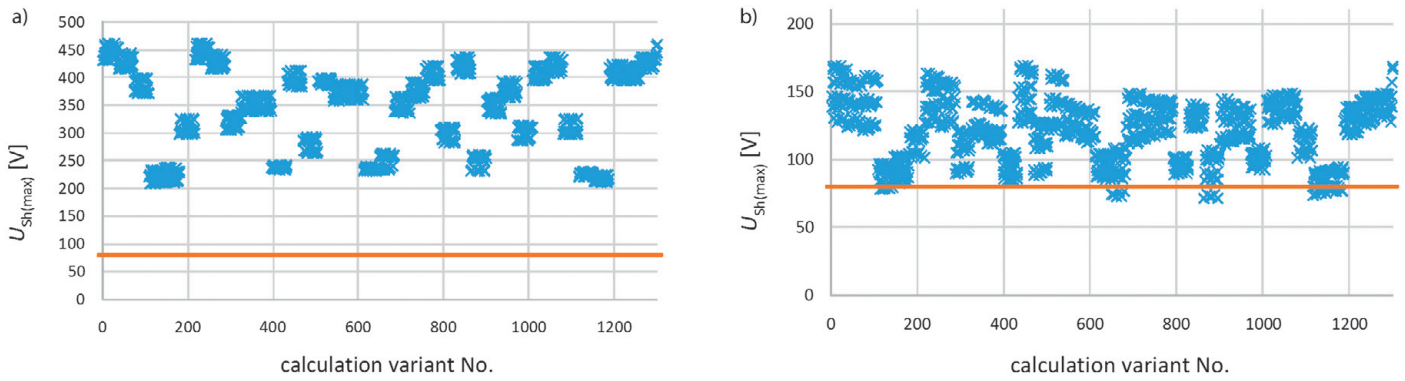


Fig. 4. Voltages induced $U_{Sh(max)}$ at transposition points with single-point bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

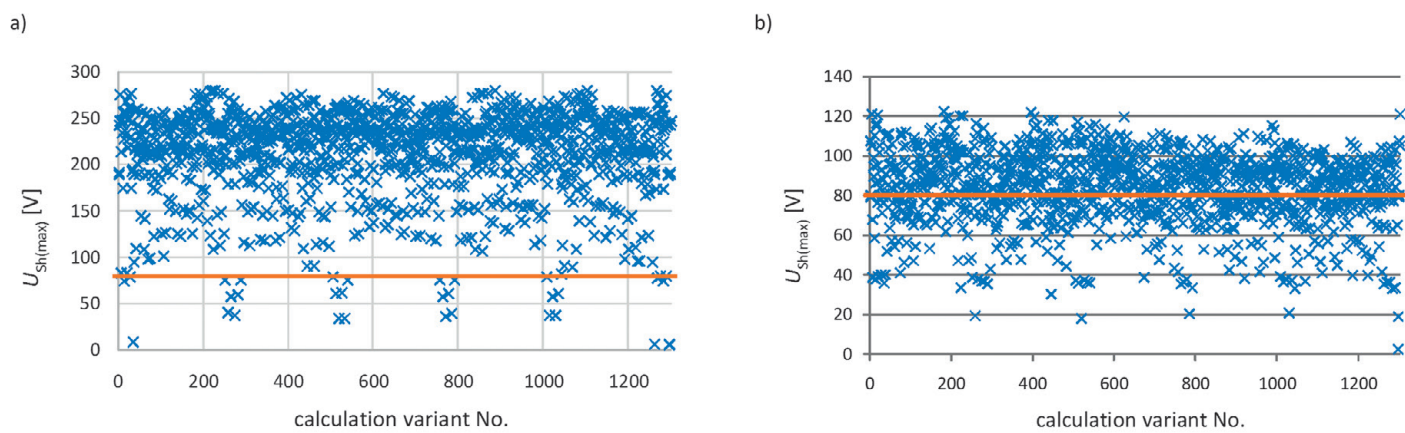


Fig. 5. Voltages induced $U_{Sh(max)}$ at transposition points with both-ends bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

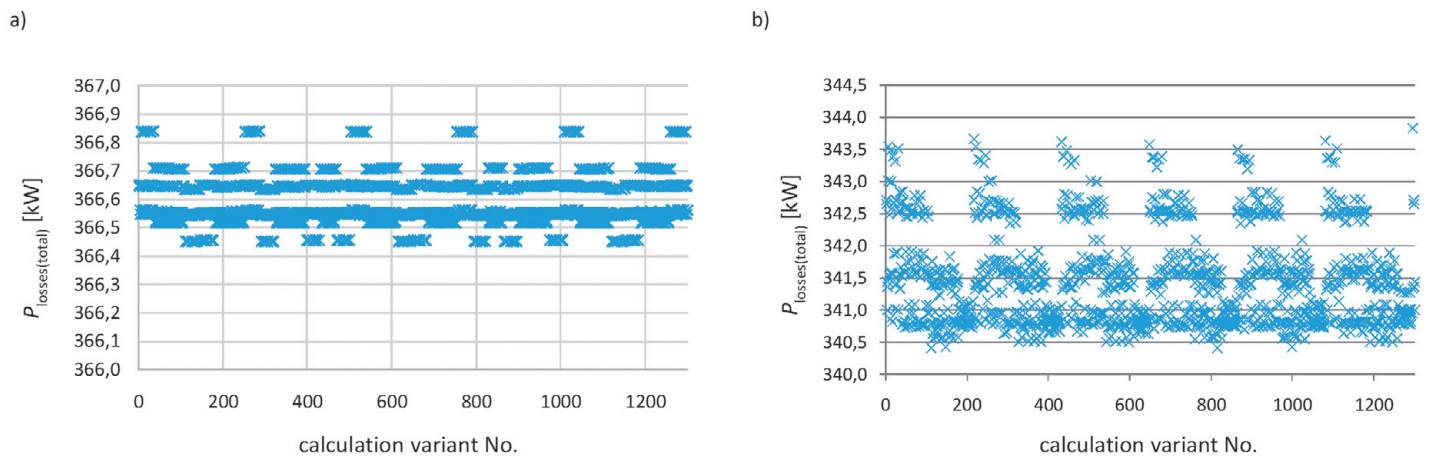


Fig. 6. Active power losses $P_{losses(total)}$ (in sheaths and cores) with single-point bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

In addition to transposing, surge arresters are installed in these places, as well as earth connections, which endangers the service personnel and even ordinary persons. Voltage induced at the transposition points are shown in Fig. 4. As in the previous case, the solution with three cables per phase is better. Moreover, only with this solution voltages not higher than 80 V can be achieved. From the point of view of induced voltages, the both-ends bonding is the best. The hitherto unearthed end is then earthed (E4 earthing in Fig. 1c and Fig. 2) and there is no risk of electric

shock. Earthing/bonding on both sides of this line, however, is the cause of current flows in the sheaths, originated from induced voltages.

These currents are the source of a significant heat flux that limits the line throughput. The maximum power permitted to transmit in the analysed line's one-cable per phase configuration is 48% (71% with three cables per phase) of the highest power that can be transmitted with single-point bonding. For this reason, it is necessary to transpose the sheaths (cores). This allows the line

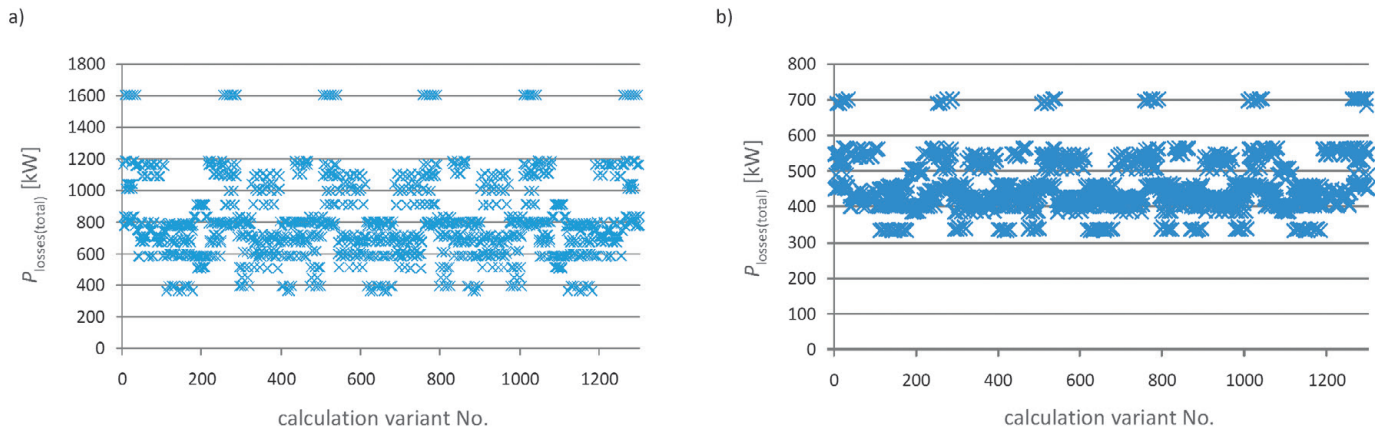


Fig. 7. Active power losses $P_{\text{loss(es)}(\text{total})}$ (in sheaths and cores) with both-ends bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

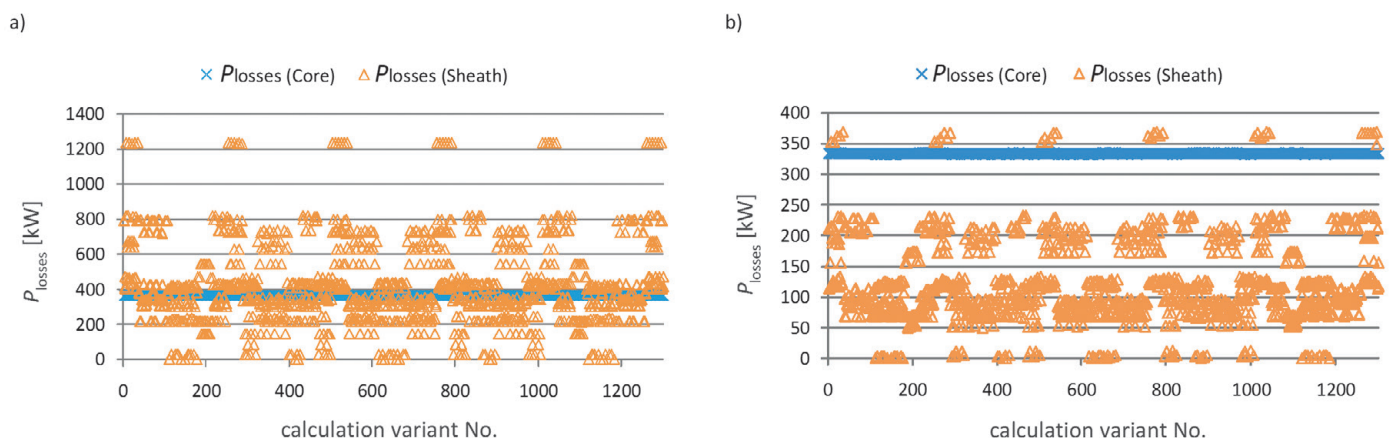


Fig. 8. Losses in sheaths $P_{\text{loss(es)}(\text{Sheath})}$ and losses in cores $P_{\text{loss(es)}(\text{Core})}$ with both-ends bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

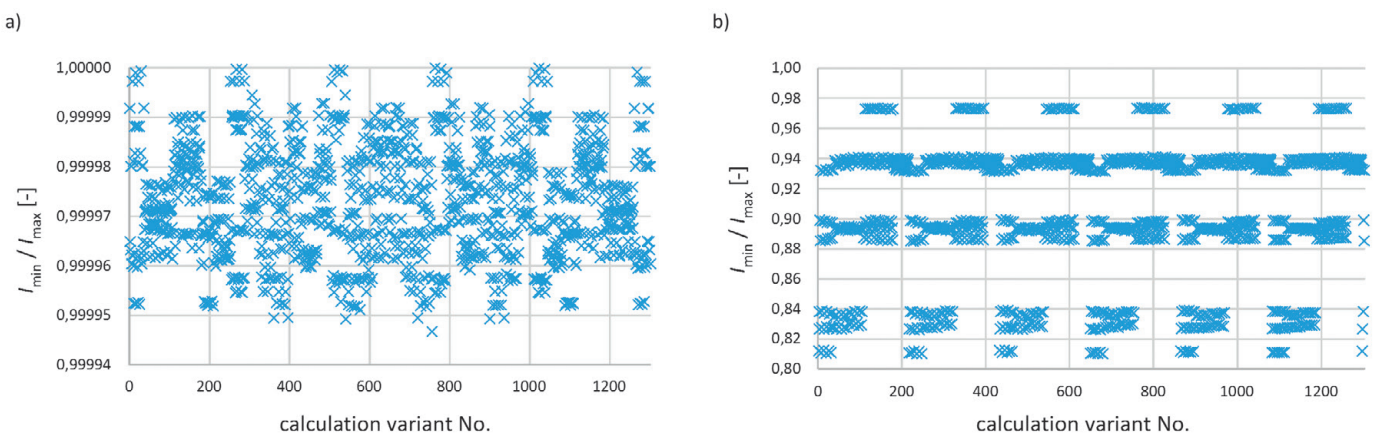


Fig. 9. Uniformity of load currents in individual cables, expressed as the ratio of current I_{min} in the least-loaded cable to current I_{max} in the most-loaded cable, with both-ends bonding: a) one cable per phase, b) three cables per phase

capacity to reach the assumed level (322 MW) and the induced voltages relatively low (Fig. 5).

3.2. Active power losses

The choice of the number of parallel circuits and the sheath earthing/bonding method should also be considered from the point of view of the losses of active power in the cable line.

Fig. 6 shows the comparison of total losses (in cores and sheaths) for one-cable per phase (Fig. 6a) and three-cable per phase (Fig. 6b) configurations, with sheaths' single-point bonding and line load 322 MW. Differences are noticeable, but not large. Large differences between these configurations occur with the line's both-ends bonding (Fig. 7). In the three-cable per phase configuration the total active power losses can reach 700 kW,

while in the one-cable per phase configuration over twice as much, i.e. 1,600 kW.

Significant share in the total losses is that of the losses in sheaths in the one-cable per phase configuration. For the analysed cable line, they may be four times larger than the losses in cores (Fig. 8a) – the largest losses in sheaths were ca. 1,200 kW, while the losses in cores amounted to 400 kW. This is not the case for a three-cable per phase system (Fig. 8b). In the worst case, the losses in sheaths were ca. 370 kW, while in cores slightly less than 330 kW.

From the foregoing considerations, it follows that the three-cable per phase solution is better from the point of view of the induced voltages and losses of active power in the cable line.

However, in terms of uniformity of core currents, it is worse than the one-cable per phase configuration (Fig. 9). In that system, it is close to one. Whereas in the considered multi-circuit system the ratio of the current in the least-loaded cable to the current in the most-loaded cable can be reduced to about 0.8 because of electromagnetic interference.

4. Conclusions

Increasingly extensive use of high-voltage large-length cable lines leads to multi-variable analyses of the voltages induced and power losses incurred in the lines' cable sheaths. Consideration of multi-circuit power supply configurations and sheaths and cores transposition greatly complicates these analyses. Finding the best solution in terms of one or more criteria (electric shock hazard, active power losses, cable load uniformity) requires advanced and time-consuming computer calculations.

REFERENCES

1. B. Akbal, "Determination of the sheath current of high voltage underground cable line by using statistical methods", *International Journal of Engineering Science and Computing*, Vol. 6, No. 3, 2016, pp. 2188–2192.
2. M. Coates, J. Ware, "Voltages induced in the non-magnetic, metallic sheaths and/or armour of single-core cables", *IEE Wiring Matters* 2006, pp. 8–9.
3. S. Czapp et al., "Calculation of induced sheath voltages in power cables – single circuit system versus double circuit system", *Journal of Information, Control and Management Systems*, Vol. 12, No. 2, 2014, pp. 113–124.
4. S. Czapp et al., "Computer-aided analysis of induced sheath voltages in high voltage power cable system", The 10th International Conference on Digital Technologies, 9–11 July 2014.
5. S. Czapp et al., "Induced sheath voltages in 110 kV power cables – case study", *Archives of Electrical Engineering*, Vol. 64, No. 3, 2015, pp. 361–370.
6. S. Czapp et al., "Impact of configuration of earth continuity conductor on induced sheath voltages in power cables", 2016 International Conference on Information and Digital Technologies (IDT), 5–7 July 2016.
7. D. Duda, M. Szadkowski, "Ochrona przeciwprzebieciowa osłon kabli WN w różnych układach połączeń żył powrotnych" [Surge protection of HV cables sheaths in various shield connection systems], *Przegląd Elektrotechniczny*, Year 90, No. 10, 2014, pp. 37–40.
8. C.K. Jung et al., "Characteristics and reduction of sheath circulating currents in underground power cable systems", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Vol. 1, No. 1, 2004, pp. 1–17.
9. C.K. Jung, "Sheath circulating current analysis of a cross bonded power cable systems", *Journal of Electrical Engineering & Technology*, Vol. 2, No. 3, 2007, pp. 320–328.
10. L. Zhonglei et al., "The calculation of circulating current for the single-core cables in smart grid", *Innov. Smart Grid Technologies, ISGT, Asia*, 21–24 May 2012.
11. M. Shaban et al., "Assessing induced sheath voltage in multi-circuit cables: Revising the methodology", 2015 IEEE Conf. on Energy Conversion (CENCON), 19–20 October 2015.
12. A. Sobral, A. Moura, M. Carvalho, "Technical implementation of cross bonding on underground high voltage lines projects", 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6–9 June 2011, Paper no. 0499.
13. R. Tarko et al., "Statystyczna analiza zakłóceń zwarciovych dla określenia przekroju żył powrotnych kabli średnich napięć" [Statistical analysis of faults for determining cross section of medium voltage cables return conductors], *Przegląd Elektrotechniczny*, Year 92, No. 7, 2016, pp. 186–189.
14. Z. Yi et al., "Analysis of the sheath voltage in high-speed railway feeder cable grounding in single-ended mode", International Conference on Lightning Protection (ICLP), 11–18 October 2014.
15. CIGRE, Working group B1.18, "Special bonding of high voltage power cables", October 2005.
16. "IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV", IEEE Std 575™-2014.
17. "EN 50522:2010 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c."

Stanisław Czapp

Gdańsk University of Technology
e-mail: stanislaw.czapp@pg.edu.pl

A graduate of Gdańsk University of Technology (1996). An employee of the Faculty of Electrical and Control Engineering of his alma mater. His research activity is related to electrical installations and devices, electric lighting, and in particular the protection against electric shock. Author or co-author of many articles and conference papers, and unpublished studies such as designs and expert evaluations and opinions. Expert of SEP Association of Polish Electrical Engineers in section 08 Electrical installations and devices.

Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology
e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999. In 2012 he obtained the degree of doctor of engineering at the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology. An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings.

Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology
e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

He graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. An assistant professor at the Power Engineering Department of his alma mater. His areas of interest include control systems for generators and turbines, wind power generation, and power system automatic protections.

Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology
e-mail: zbigniew.lubosny@pg.edu.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently a full professor at Gdańsk University of Technology. His areas of interest include mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines. Editor in Chief of *Acta Energetica*.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 29–35. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza napięć indukowanych i strat mocy w kablach elektroenergetycznych wysokiego napięcia dla wybranych sposobów uziemienia żył powrotnych

Autorzy

Stanisław Czapp
Krzysztof Dobrzyński
Jacek Klucznik
Zbigniew Lubośny

Słowa kluczowe

kable elektroenergetyczne, napięcia indukowane, straty mocy

Streszczenie

Dostarczanie mocy do centrów miast coraz częściej odbywa się z wykorzystaniem linii kablowych o napięciu 110 kV. To dogodny sposób zasilania, a praktycznie jedyny możliwy w przypadku gęstej zabudowy miejskiej. Kable wysokiego napięcia zawierają współosiową żyłę powrotną, w której podczas normalnej pracy oraz w stanach zakłóceń (podczas zwarć) mogą indukować się znaczne napięcia względem ziemi, co zagraża porażeniem i/lub uszkodzeniem zewnętrznej powłoki kabla. Wartości tych napięć zależą od sposobu uziemienia żył powrotnych kabli oraz konfiguracji kabli. Konsekwencją napięć indukowanych są prądy indukowane, a te z kolei są przyczyną dodatkowych strat mocy w kablach. W artykule przedstawiono wielowariantową analizę napięć indukowanych w wybranej linii kablowej. Rozpatrzono uziemienie jednostronne żył powrotnych, uziemienie dwustronne żył powrotnych, transpozycję żył powrotnych oraz transpozycję żył roboczych. Dla każdego z przypadków obliczono straty mocy czynnej w tej linii.

Data wpływu do redakcji: 08.02.2017

Data akceptacji artykułu: 06.03.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

1. Wstęp

Dystrybucja energii elektrycznej z wykorzystaniem linii kablowych o napięciu nominalnym 110 kV staje się w Polsce coraz bardziej popularna. Wykorzystanie linii kablowych zamiast napowietrznych zyskuje przewagę przy zasilaniu aglomeracji miejskich, ale nie jest pozbawione wad. Należy do nich zaliczyć indukowanie się napięć w żyłach powrotnych kabli, co może być przyczyną porażenia, a także uszkodzenia zewnętrznej nieprzewodzącej powłoki kabli. Napięcia indukowane mogą być też powodem powstawania strat mocy w żyłach powrotnych i z tego powodu przyczyniać się do znacznego ograniczenia obciążalności długotrwałej kabli [1–14]. Głównymi czynnikami wpływającymi na wartość napięć indukowanych w żyłach powrotnych są:

- konstrukcja kabli
- ułożenie kabli (trójkątne symetryczne, płasko z kablami stykającymi się, płasko z odstępem pomiędzy kablami)
- wartość prądu płynącego w żyłach roboczych kabli
- sposób uziemienia żył powrotnych oraz ich transpozycja
- transpozycja żył roboczych.

Napięcia indukowane dla układu trójkątnego symetrycznego można obliczyć na podstawie następujących zależności [15, 16]:

$$\underline{U}_{L1sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \ln \frac{2D_c}{d} \quad (1)$$

$$\underline{U}_{L2sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2D_c}{d} \quad (2)$$

$$\underline{U}_{L3sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \ln \frac{2D_c}{d} \quad (3)$$

gdzie: \underline{U}_{L1sh} , \underline{U}_{L2sh} , \underline{U}_{L3sh} – napięcia indukowane w żyłach powrotnych kabli odpowiednio fazy L1, L2, L3, \underline{I} – prąd w żyłach roboczych, d – średnica żyły powrotnej, D_c – odległość pomiędzy osiami kabli.

W układzie płaskim kabli napięcia te będą wynosić:

$$\underline{U}_{L1sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \frac{D_c}{d} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4D_c}{d} \right) \quad (4)$$

$$\underline{U}_{L2sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2D_c}{d} \quad (5)$$

$$\underline{U}_{L3sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \frac{D_c}{d} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4D_c}{d} \right) \quad (6)$$

gdzie: D_c – odległość pomiędzy osiami kabli zewnętrznych a osią kabla środkowego; pozostałe oznaczenia jak dla zależności (1), (2), (3).

W artykule przedstawiono wyniki analizy napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli o napięciu 110 kV i wyniki analizy strat mocy czynnej w linii, ze szczególnym uwzględnieniem strat w tych żyłach. Analizowano układ z jednym kablem na fazę i równoważny z punktu widzenia obciążalności długotrwałej układ z trzema kablami na fazę. Obliczenia wykonano z wykorzystaniem programu DIGSILENT PowerFactory® oraz autorskiego skryptu przygotowanego w wewnętrznym języku programowania

tego programu. Wyniki obliczeń wykazały, że w zależności od sposobu uziemienia żył powrotnych i ewentualnej transpozycji żył powrotnych i/lub roboczych, wartości napięć indukowanych oraz strat mocy czynnej w żyłach powrotnych mogą być wyraźnie zróżnicowane. Ma to istotne znaczenie z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego oraz oczekiwanej przepustowości linii kablowej.

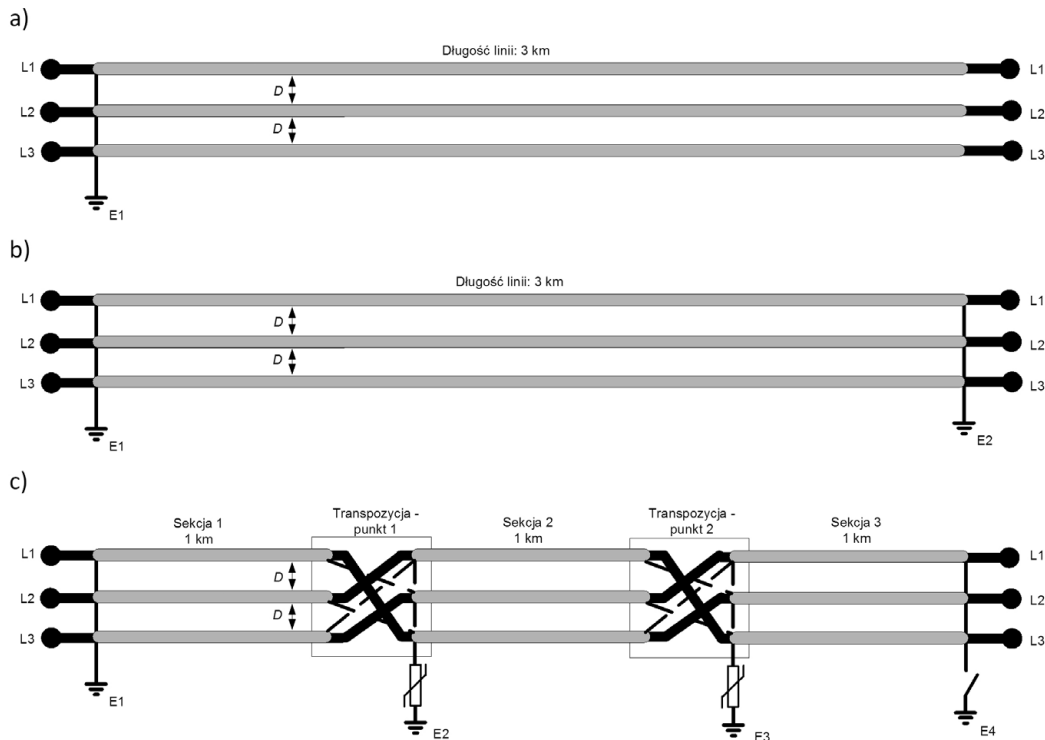
2. Opis analizowanej linii kablowej

Rozważano linię kablową o długości 3 km, która powinna umożliwiać przesył mocy czynnej na poziomie 322 MW. Jeżeli przyjąć, że taka moc ma być przesyłana w układzie z jednym kablem na fazę, to należy zastosować kable o żyłach roboczych miedzianych o przekroju 2000 mm². Taki układ i przekrój kabli przyjęto jako pierwsze rozwiązanie linii kablowej. Chcąc uniknąć stosowania kabli o tak dużym przekroju, można zastosować układ wielotorowy. Jako drugie rozwiązanie linii kablowej przyjęto zatem układ z trzema kablami na fazę – zastosowano kable o żyłach roboczych miedzianych o przekroju 500 mm². Kable są ułożone płasko z odstępem w świetle między nimi równym średnicy zewnętrznej kabla. Odstęp w świetle pomiędzy torami w układzie z trzema kablami na fazę jest równy podwójnej średnicy zewnętrznej kabla. Napięcia indukowane obliczano dla następujących sposobów uziemienia żył powrotnych:

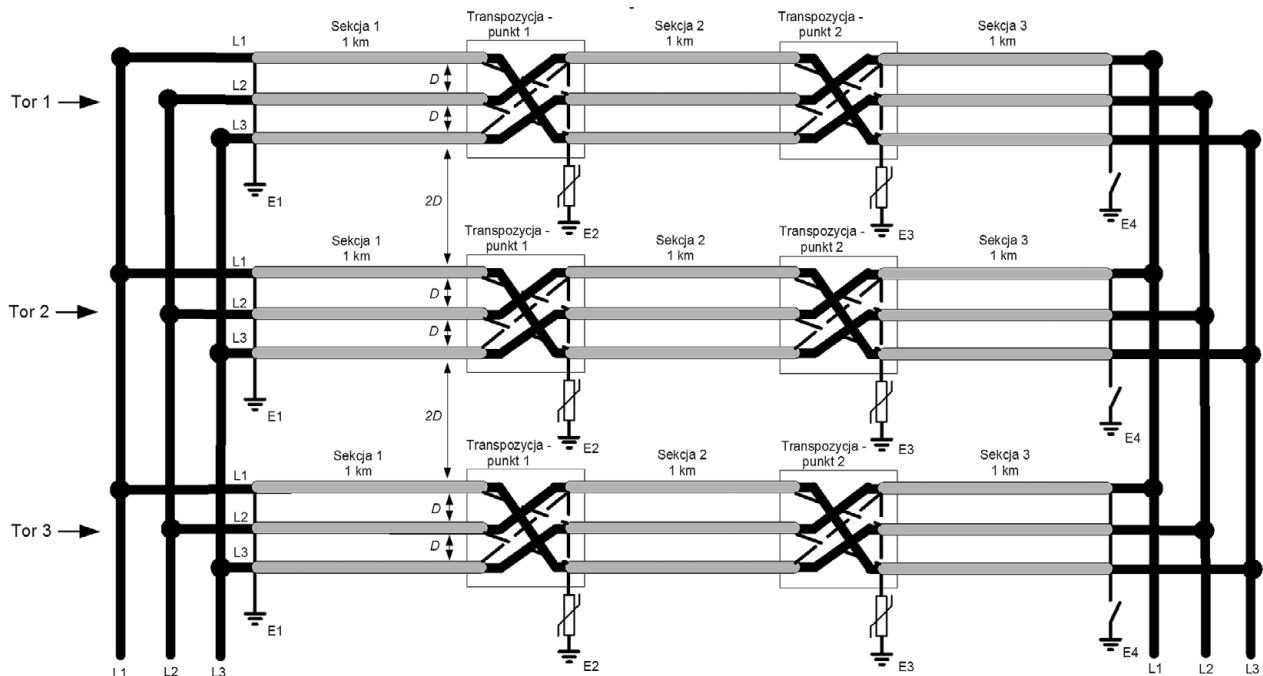
- uziemienie jednostronne
- uziemienie jednostronne z transpozycją żył powrotnych i żył roboczych (linia podzielona na 3 sekcje o długości 1 km)
- uziemienie dwustronne

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 29–35. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Analizowana linia kablowa w układzie z jednym kablem na fazę: a) uziemienie jednostronne, b) uziemienie dwustronne bez transpozycji żył powrotnych i żył roboczych, c) transpozycja żył powrotnych i/lub roboczych (możliwe uziemienie dwustronne lub uziemienie jednostronne)



Rys. 2. Analizowana linia kablowa w układzie z trzema kablami na fazę – przykładowy schemat przedstawiający transpozycję żył powrotnych i żył roboczych

- uziemienie dwustronne z transpozycją żył powrotnych i żył roboczych (linia podzielona na 3 sekcje o długości 1 km).

Na rys. 1 przedstawiono rozważane sposoby uziemienia żył powrotnych dla układu

z jednym kablem na fazę. W przypadku układu z rys. 1c otwarcie łącznika przy uziemieniu E4 oznacza uziemienie jednostronne z transpozycją żył powrotnych i/lub żył roboczych, natomiast zamknięcie tego łącznika oznacza uziemienie dwustronne

z transpozycją wymienionych żył. Na rys. 2 przedstawiono układ z trzema kablami na fazę – zaprezentowano tylko wariant najbardziej skomplikowany, który odpowiada układowi z jednym kablem na fazę z rys. 1c.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 29–35. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wyniki obliczeń zawarte na wykresach w rozdziale 3.1 przedstawiają napięcie żyły powrotnej tej fazy, dla której uzyskano wartość największą. Napięcia indukowane obliczono dla wartości prądu w żyłach roboczych, wynikających z przesyłanej mocy czynnej równej 322 MW. Dla każdego układu (pierwszy – jeden kabel na fazę, drugi – trzy kable na fazę) uzyskano 1302 wyniki obliczeń.

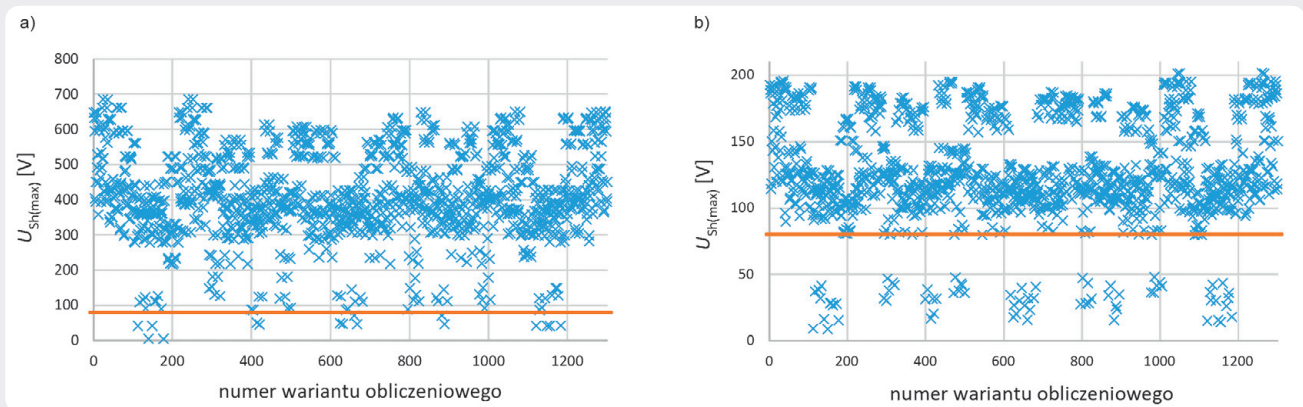
3. Wyniki obliczeń

3.1. Napięcia indukowane

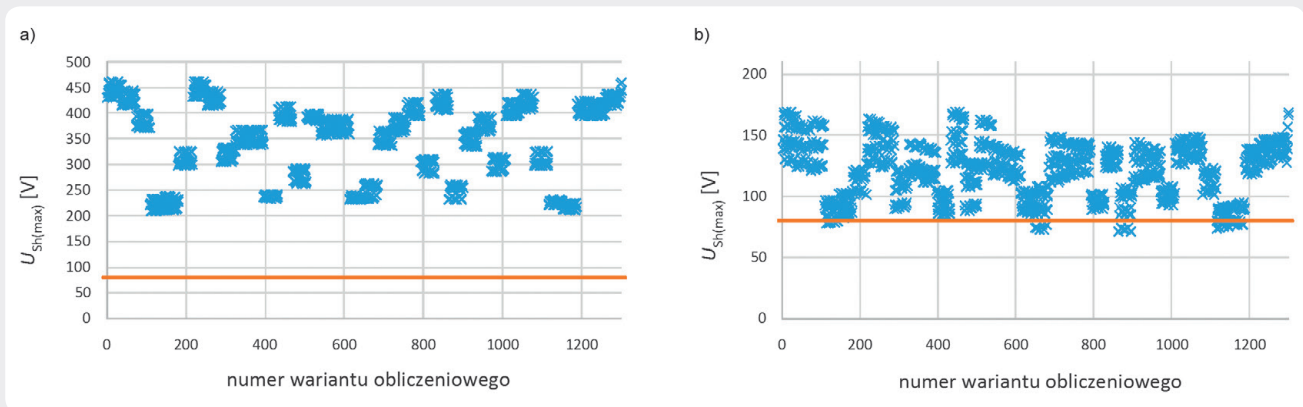
Najprostszym sposobem wykonania linii kablowej wysokiego napięcia z punktu widzenia analizy napięć indukowanych w żyłach powrotnych jest jej uziemienie jednostronne bez transpozycji żył powrotnych i roboczych. Zagrożenie porażeniowe od napięć indukowanych może występować wtedy tylko na nieuziemionym końcu linii. W przypadku zastosowania jednego kabla na fazę napięcia indukowane na nieuziemionym końcu linii mogą osiągać nawet

ok. 650 V względem ziemi. Zważywszy na to, że mogą się one utrzymywać długo-trwale, nie powinny przekraczać 80 V [17]. Konieczne jest zatem wykonanie transpozycji żył powrotnych i/lub roboczych, co w niektórych wariantach połączeń (rys. 3a) pozwala uzyskać napięcia indukowane mniejsze od tej wartości.

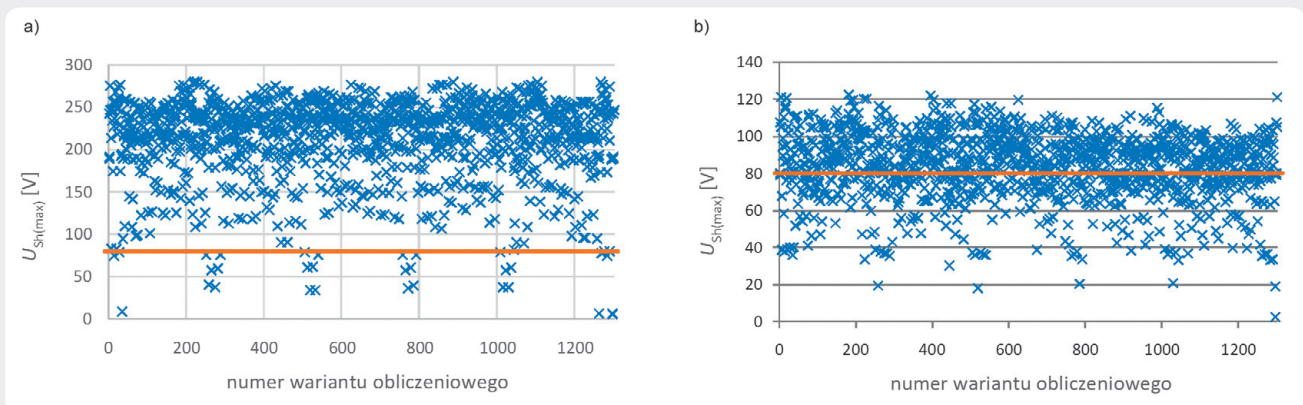
Wyraźnie mniejsze napięcia indukowane, w porównaniu z układem z jednym kablem na fazę, uzyskuje się przy zastosowaniu trzech kabli na fazę (rys. 3b). W najgorszym przypadku napięcia indukowane



Rys. 3. Napięcia indukowane $U_{Sh(max)}$ na końcu linii kablowej przy uziemieniu jednostronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



Rys. 4. Napięcia indukowane $U_{Sh(max)}$ w punktach transpozycji przy uziemieniu jednostronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



Rys. 5. Napięcia indukowane $U_{Sh(max)}$ w punktach transpozycji przy uziemieniu dwustronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 29–35. When referring to the article please refer to the original text.

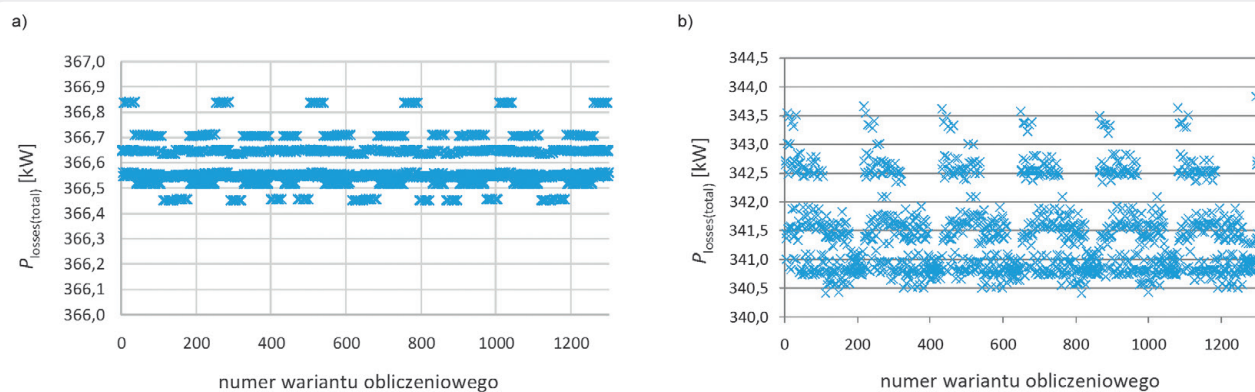
PL

osiąga 200 V, a dla znacznej liczby przypadków połączeń jest ono wyraźnie niższe niż 80 V. Zmniejszenie się napięć w układzie z trzema kablami na fazę jest spowodowane przede wszystkim tym, że w poszczególnych żyłach roboczych kabli płynie prąd znacznie mniejszy niż w układzie z jednym kablem na fazę.

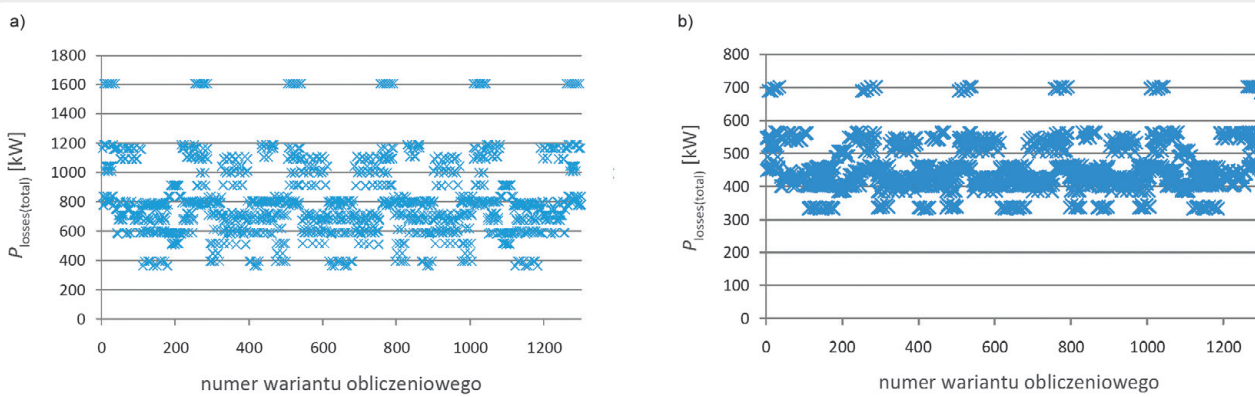
Analiza napięć indukowanych przeważnie sprowadza się do obliczania ich wartości na końcu linii kablowej. Należy jednak pamiętać, że zagrożenie porażeniowe występuje również w miejscach transpozycji żył

powrotnych i/lub żył roboczych (rys. 1c i rys. 2 – punkty przy uziemieniach E2 i E3). Oprócz wykonania transpozycji w miejscach tych instaluje się ograniczniki przepięć, a także przyłącza uziemienia, co stwarza zagrożenie dla obsługi, a nawet osób postronnych. Wartości napięć indukowanych w punktach transpozycji przedstawiono na rys. 4. Podobnie jak w poprzednim przypadku, korzystniejsze jest rozwiązanie z trzema kablami na fazę. Co więcej, tylko dla tego rozwiązania można osiągnąć napięcia nie wyższe niż 80 V.

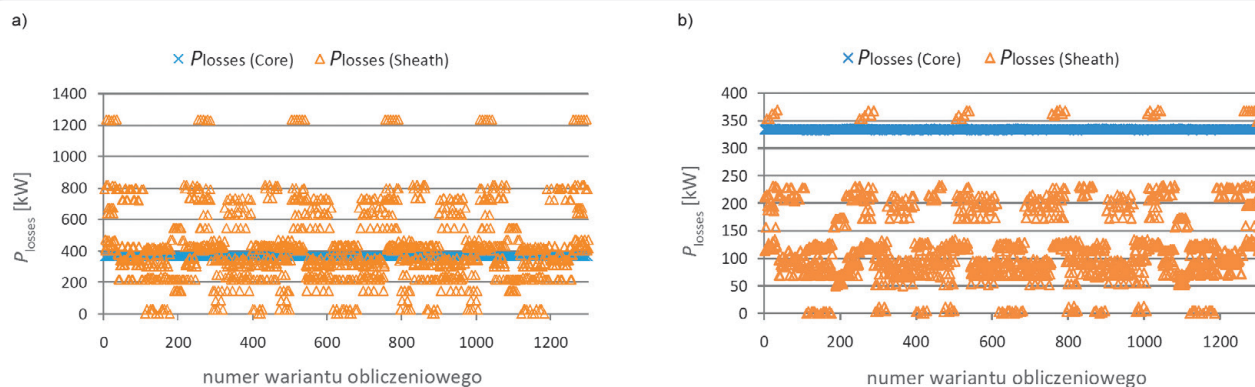
Z punktu widzenia napięć indukowanych najkorzystniejsze jest zastosowanie uziemienia dwustronnego. Uziemia się koniec dotychczas nieuziemiony (uziemienie E4 na rys. 1c i rys. 2) i nie występuje zagrożenie porażeniowe. Wykonanie uziemień po obu stronach tej linii jest jednak przyczyną pojawiania się prądów w żyłach powrotnych, pochodzących od napięć indukowanych. Prądy te są źródłem znacznego strumienia ciepłego, który ogranicza przepustowość linii. W przypadku analizowanej linii w układzie z jednym kablem na fazę



Rys. 6. Straty mocy czynnej $P_{\text{loses(total)}}$ (łącznie w żyłach powrotnych i roboczych) przy uziemieniu jednostronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



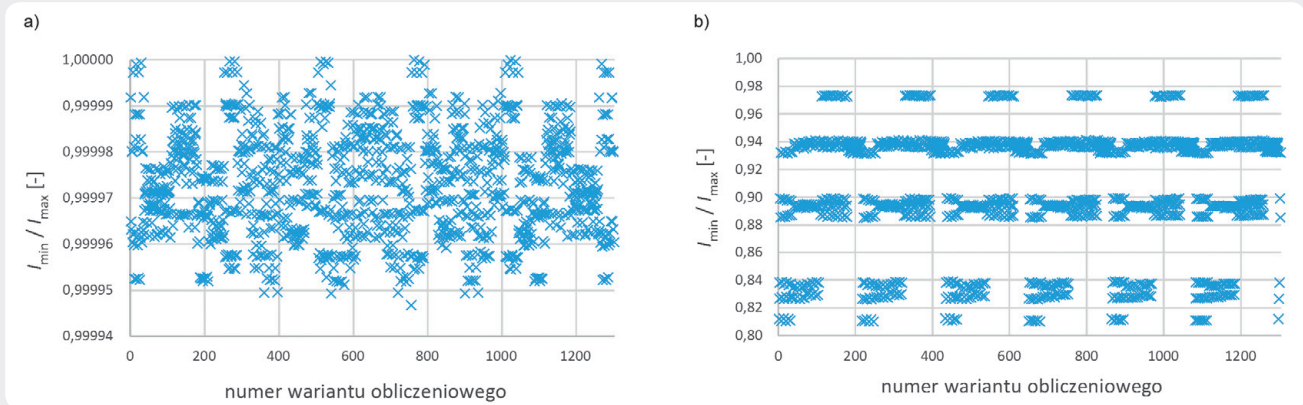
Rys. 7. Straty mocy czynnej $P_{\text{loses(total)}}$ (łącznie w żyłach powrotnych i roboczych) przy uziemieniu dwustronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



Rys. 8. Straty w żyłach powrotnych $P_{\text{loses(Sheath)}}$ i straty w żyłach roboczych $P_{\text{loses(Core)}}$ przy uziemieniu dwustronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 29–35. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 9. Równomierność prądu obciążenia w poszczególnych kablach, wyrażona jako stosunek prądu I_{\min} w kablu najmniej obciążonym do prądu I_{\max} w kablu najbardziej obciążonym, uzziemienie dwustronne: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

dopuszcza się przesyłanie mocy co najwyżej na poziomie 48% (71% przy trzech kablach na fazę) największej mocy, którą można przesyłać przy uzziemieniu jednostronnym. Z tego powodu konieczne jest zastosowanie transpozycji żył powrotnych (roboczych). Dzięki temu można uzyskać przepustowość linii na zakładanym poziomie (322 MW), a napięcia indukowane przyjmują relatywnie niskie wartości (rys. 5).

3.2. Straty mocy czynnej

Wybór liczby torów równoległych oraz sposobu uzziemienia żył powrotnych powinny być również rozpatrywane z punktu widzenia strat mocy czynnej w linii kablowej. Na rys. 6 przedstawiono porównanie łącznych strat (w żyłach roboczych i powrotnych) dla układu z jednym kablem na fazę (rys. 6a) i układu z trzema kablami na fazę (rys. 6b), przy uzziemieniu jednostronnym żył powrotnych i obciążeniu linii mocą 322 MW. Różnice są zauważalne, ale nieduże. Bardzo duże różnice pomiędzy wymienionymi układami występują przy uzziemieniu dwustronnym linii (rys. 7). W układzie z trzema kablami na fazę łączne straty mocy czynnej mogą osiągać wartość 700 kW, natomiast w układzie z jednym kablem na fazę ponad dwukrotnie więcej – 1600 kW.

Znaczny udział w łącznych stratach mają straty w żyłach powrotnych w układzie z jednym kablem na fazę. Dla analizowanej linii kablowej mogą one być czterokrotnie większe niż straty w żyłach roboczych (rys. 8a) – największa wartość strat w żyłach powrotnych to ok. 1200 kW, natomiast w żyłach roboczych – 400 kW. Takich różnic nie ma w przypadku układu z trzema kablami na fazę (rys. 8b). W najgorszym przypadku straty w żyłach powrotnych to ok. 370 kW, natomiast w żyłach roboczych to nieco poniżej 330 kW.

Z powyższych rozważań wynika, że układ z trzema kablami na fazę jest korzystniejszy z punktu widzenia wartości napięć indukowanych i strat mocy czynnej w linii kablowej. Ustępuje on jednak układowi z jednym kablem na fazę, jeżeli brać pod uwagę równomierność prądu w żyłach roboczych poszczególnych faz (rys. 9). W układzie tym jest ona zbliżona do jedności. Natomiast

w rozważanym układzie wielotorowym, w wyniku sprzężeń elektromagnetycznych stosunek prądu w kablu najmniej obciążonym do prądu w kablu najbardziej obciążonym może spadać do wartości ok. 0,8.

4. Wnioski

Coraz szersze wykorzystanie linii kablowych wysokiego napięcia o znacznych długościach skłania do wielowariantowych analiz napięć indukowanych i strat mocy w żyłach powrotnych kablów tych linii. Zasilanie w układzie wielotorowym oraz rozwiązanie transpozycji żył powrotnych i żył roboczych znacznie komplikuje te analizy. Wskazanie rozwiązania najkorzystniejszego z punktu widzenia jednego lub większej liczby kryteriów (zagrożenie porażeniowe, straty mocy czynnej, równomierność obciążenia kabli) wymaga zastosowania zaawansowanych i czasochłonnych obliczeń komputerowych.

Bibliografia

1. Akbal B., Determination of the sheath current of high voltage underground cable line by using statistical methods, *International Journal of Engineering Science and Computing* 2016, t. 6, nr 3, s. 2188–2192.
2. Coates M., Ware J., Voltages induced in the non-magnetic, metallic sheaths and/or armour of single-core cables, *IEE Wiring Matters* 2006, s. 8–9.
3. Czapp S. i in., Calculation of induced sheath voltages in power cables – single circuit system versus double circuit system, *Journal of Information, Control and Management Systems* 2014, t. 12, nr 2, s. 113–124.
4. Czapp S. i in., Computer-aided analysis of induced sheath voltages in high voltage power cable system, *The 10th International Conference on Digital Technologies*, 9–11 lipca 2014.
5. Czapp S. i in., Induced sheath voltages in 110 kV power cables – case study, *Archives of Electrical Engineering* 2015, t. 64, nr 3, s. 361–370.
6. Czapp S. i in., Impact of configuration of earth continuity conductor on induced sheath voltages in power cables, 2016

International Conference on Information and Digital Technologies (IDT), 5–7 lipca 2016.

7. Duda D., Szadkowski M., Ochrona przeciwprzebieciowa osłon kabli WN w różnych układach połączeń żył powrotnych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 10, s. 37–40.
8. Jung C.K. i in., Characteristics and reduction of sheath circulating currents in underground power cable systems, *International Journal of Emerging Electric Power Systems* 2004, t. 1, nr 1, s. 1–17.
9. Jung C.K., Sheath circulating current analysis of a crossbonded power cable systems, *Journal of Electrical Engineering & Technology* 2007, t. 2, nr 3, s. 320–328.
10. Zhonglei L. i in., The calculation of circulating current for the single-core cables in smart grid, *Innov. Smart Grid Technologies, ISGT, Asia*, 21–24 maja 2012.
11. Shaban M. i in., Assessing induced sheath voltage in multi-circuit cables: Revising the methodology, 2015 IEEE Conf. on Energy Conversion (CENCON), 19–20 października 2015.
12. Sobral A., Moura A., Carvalho M., Technical implementation of cross bonding on underground high voltage lines projects, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6–9 czerwca 2011, Paper no. 0499.
13. Tarko R. i in., Statystyczna analiza zakłóceń zwarciovych dla określenia przekroju żył powrotnych kabli średnich napięć, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, r. 92, nr 7, s. 186–189.
14. Yi Z. i in., Analysis of the sheath voltage in high-speed railway feeder cable grounding in single-ended mode, *International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, 11–18 października 2014.
15. CIGRE, Working group B1.18, Special bonding of high voltage power cables, październik 2005.
16. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014.
17. EN 50522:2010 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 29–35. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Stanisław Czapp

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: stanislaw.czapp@pg.edu.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej (1996). Jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni. Jego działalność naukowa jest związana z instalacjami i urządzeniami elektrycznymi, oświetleniem elektrycznym, a szczególnie ochroną przed porażeniem prądem elektrycznym. Autor lub współautor wielu artykułów i referatów oraz opracowań niepublikowanych o charakterze projektów, ekspertyz i opinii. Jest rzeczoznawcą SEP w dziale 08 Instalacje i urządzenia elektryczne.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W roku 2012 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.edu.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.