

Przebiegi dorywcze w sieciach WN wywołane przerwami ciągłości obwodu podczas zwarć jednofazowych

Streszczenie. Przyjmuje się, że system elektroenergetyczny jest skutecznie uziemiony jeżeli będą zachowane określone wartości stosunków rezystancji i reaktancji zwarciovych dla składowych symetrycznych w miejscu zwarcia. Jednakże, pomimo spełnienia tych warunków, zwarcia jednofazowe mogą wywoływać przebiegi znacznie przekraczające wartość względną 1.4 pu., gdy towarzyszy im przerwanie ciągłości przewodu fazowego. W artykule przedstawiono modele matematyczne oraz wyniki badań, które pozwoliły na kompleksowe opisanie tego typu zakłóceń.

Abstract. The power system is effectively earthed if the specified values of the ratios of resistance and short-circuit reactance for the symmetrical components at the short-circuit location are met. However, despite these conditions are fulfilled, single-phase short circuits can induce overvoltages much higher than the relative value of 1.4 pu. when the phase conductor is also interrupted. This paper presents mathematical models and test results to comprehensively describe this type of disturbance. (**Temporary overvoltages in HV power grids resulting from single-phase short circuit and interruption of circuit continuity**).

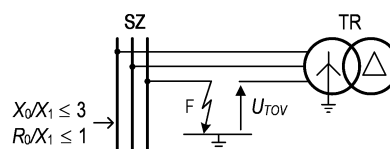
Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, zwarcia doziemne, przebiegi dorywcze, koordynacja izolacji.

Keywords: power systems, line-to-earth faults, temporary overvoltages, insulation coordination.

Wstęp

Przebiegi dorywcze (TOV – Temporary Overvoltages) są wzrostami napięć, które mogą zaistnieć w sieciach elektroenergetycznych w wyniku różnych zjawisk. Przebiegi te mają kształt sinusoidalny o częstotliwości sieciowej (oprócz przebiegów wywołanych ferorezonansem), a ich wartości są znacznie mniejsze od wartości przebiegów piorunowych i łączeniowych. Jednakże ze względu na relatywnie długi czas trwania, przebiegi dorywcze mają podstawowe znaczenie w doborze ograniczników przebiegów, wpływając tym samym na proces koordynacji izolacji [1, 2]. Najczęstszą ich przyczyną są zwarcia doziemne. Przebiegi nimi wywołane rozpatrywane są jako elektryczny stan ustalony, trwający do chwili wyeliminowania zwarcia przez automatykę zabezpieczeniową. Wartości względne U_{TOV} rozważanych przebiegów wyrażane są współczynnikiem zwarcia doziemnego k [2, 3], określającego wzrost napięcia w miejscu wystąpienia tego zwarcia. Wartości współczynnika k wyznacza się na podstawie wartości zastępczych impedancji dla składowej symetrycznej zgodnej $Z_1 = R_1 + jX_1$, zerowej $Z_0 = R_0 + jX_0$ oraz impedancji zwarcia Z_F [3, 4]. Zależność $k = f(X_0/X_1, R_0/X_1)$ jest podstawą określania kryteriów skuteczności uziemienia układów elektroenergetycznych, jako maksymalnych wartości stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 , które nie powodują przekroczenia określonych poziomów współczynnika zwarcia doziemnego. Na ogół przyjmuje się wartość $k \leq 1,4$, co powinno być spełnione dla stosunków $X_0/X_1 \leq 3$ i $R_0/X_1 \leq 1$ [3].

Z doświadczeń Autorów wynika jednak, że pomimo spełnienia powyższych warunków, w pewnych przypadkach zwarć jednofazowych, wartości przebiegów dorywczych mogą osiągać wartości znacznie większe niż 1,4 pu. Sytuacja taka może zaistnieć w przypadku zwarć jednofazowych z przerwaniem ciągłości toru prądowego zasilającego transformator, który ma uzwojenie połączone w trójkąt po stronie innej niż strona dotknięta zwarcie. W przypadku tego typu zwarć, również na niedoziemionej części uszkodzonej fazy pojawia się przebiegi dorywcze o wartości U_{TOV} (rys. 1). Przebiegi te indukują się w uzwojeniu transformatora TR, w wyniku zasilania go dwufazowo napięciem faz zdrowych. Z przeprowadzonych przez Autorów badań wynika, że wartość tego przebiegu zależy od wielu czynników i może znacznie przekraczać wartość względną 1.4 pu, pomimo spełnienia warunków $X_0/X_1 \leq 3$ i $R_0/X_1 \leq 1$.



Rys.1. Przerwanie ciągłości toru prądowego zasilającego transformator z jednoczesnym zwarcie jednofazowym: SZ – szyny zbiorcze stacji, TR – transformator, F – zwarcie, R_0, X_0, X_1 – rezystancje i reaktancja dla składowych symetrycznych, U_{TOV} – przebiegi dorywcze na niedoziemionej części uszkodzonej fazy

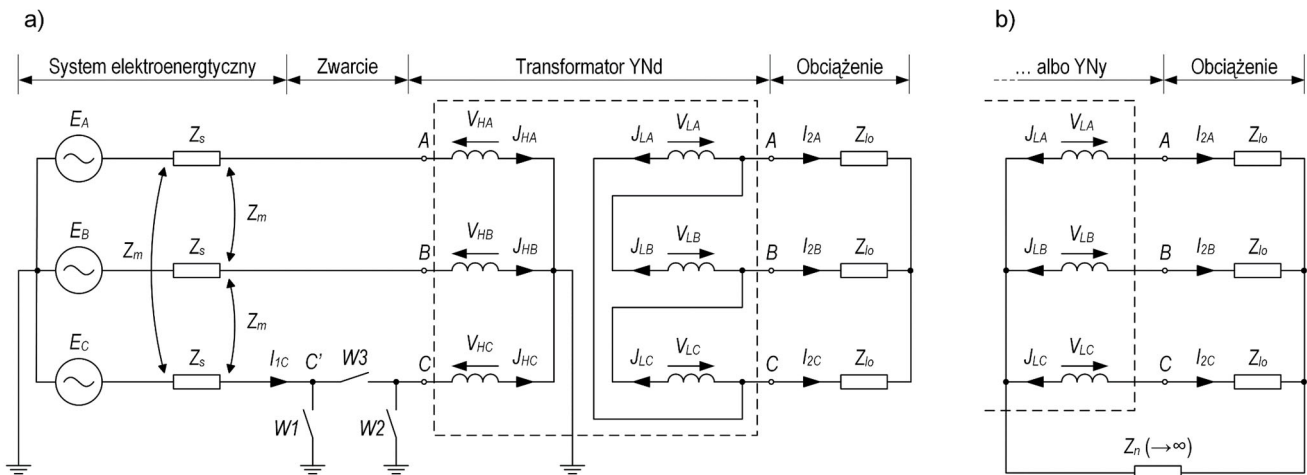
Należy podkreślić, że także przerwy jednofazowe wywołane działaniem automatyki zabezpieczeniowej, mogą prowadzić do znacznych przebiegów dorywczych. Jednak wynikają one z powstałego wówczas rezonansu, a nie na skutek zwarć doziemnych. Takie zakłócenia i powstające wówczas przebiegi mogą pojawić się zarówno w sieciach najwyższych [5, 6], jak i średnich napięć [7].

W artykule przedstawiono model matematyczny, który umożliwił zbadanie wpływu istotnych parametrów systemu elektroenergetycznego na poziom przebiegów dorywczych wywołanych zwarciami jednofazowymi z jednoczesnym przerwaniem ciągłości toru prądowego. Otrzymane wyniki badań potwierdziły możliwość występowania tego rodzaju przebiegów dorywczych również w innych sytuacjach. Wnioski natury ogólnej mają duże znaczenie praktyczne, przede wszystkim z punktu widzenia koordynacji izolacji, a w szczególności doboru parametrów znamionowych ograniczników przebiegów.

Model matematyczny

Przedmiotem rozważań są przebiegi dorywcze powstające podczas jednofazowych zwarć doziemnych w polu transformatora, zasilanego z systemu elektroenergetycznego. Schemat analizowanego układu przedstawiono na rysunku 2. Wyodrębniono w nim następujące elementy:

- zastępczy system zasilający, złożony z trzech sił elektromotorycznych E_A, E_B, E_C o kolejności zgodnej oraz zastępczych impedancji zwarciovych własnych Z_s i wzajemnych Z_m ,
- trzy łączniki $W1, W2, W3$ odwzorowujące zwarcie doziemne fazy C od strony systemu ($W1$) bądź od strony transformatora ($W2$) oraz przerwę w torze prądowym ($W3$),



Rys.2. Schemat układu do analizy prądów dorywczych powstających podczas jednofazowych zwarć doziemnych: a) transformator YNd, b) transformator YNy

- transformator dwuuzwojeniowy o skojarzeniu uzwojeń YNd (rys. 2a) albo YNy (rys. 2b),
- zastępcze symetryczne obciążenie po stronie dolnego napięcia, w postaci trzech impedancji Z_{lo} .

W przyjętym modelu transformatora pominięto straty w rdzeniu oraz założono stałość permeancji (liniowość charakterystyki magnesowania rdzenia). Ponadto założono, że wszystkie kolumny rdzenia mają jednakową permeancję. W stanie pracy normalnej (bez zakłócenia) pomiędzy zespolonymi wartościami napięć i prądów w uzwojeniach transformatora zachodzą następujące zależności [8]:

$$(1) \quad \mathbf{V}_H = \mathbf{Z}_H \mathbf{J}_H + \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{g} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L$$

$$(2) \quad \mathbf{V}_L = \mathbf{Z}_L \mathbf{J}_L + \frac{1}{g} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{g^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L$$

gdzie:

$$\mathbf{V}_H = \begin{bmatrix} V_{HA} \\ V_{HB} \\ V_{HC} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J}_H = \begin{bmatrix} J_{HA} \\ J_{HB} \\ J_{HC} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{V}_L = \begin{bmatrix} V_{LA} \\ V_{LB} \\ V_{LC} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J}_L = \begin{bmatrix} J_{LA} \\ J_{LB} \\ J_{LC} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{Z}_H = \begin{bmatrix} Z_{sH} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{sH} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{sH} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} Z_{sL} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{sL} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{sL} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{Z}_M = j\omega \begin{bmatrix} L_H & M_H & M_H \\ M_H & L_H & M_H \\ M_H & M_H & L_H \end{bmatrix},$$

$$Z_{sH} = R_H + j\omega L_{sH}, \quad Z_{sL} = R_L + j\omega L_{sL}, \quad g = \frac{Z_H}{Z_L},$$

$\mathbf{V}_H, \mathbf{V}_L$ – napięcia na uzwojeniach strony górnego (H) i dolnego (L) napięcia,

$\mathbf{J}_H, \mathbf{J}_L$ – prądy w uzwojeniach strony górnego i dolnego napięcia,

R_H, R_L – rezystancje uzwojeń strony górnego i dolnego napięcia,

L_{sH}, L_{sL} – indukcyjności uzwojeń strony górnego i dolnego napięcia związane ze strumieniem rozproszenia,

L_H – indukcyjności uzwojeń strony górnego napięcia związane ze strumieniem głównym,

M_H – indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony górnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach,

z_H, z_L – liczba zwojów uzwojenia górnego i dolnego napięcia,

g – przekładnia zwojowa.

Dla skojarzenia uzwojeń dolnego napięcia w trójkąt (Δ) można zapisać związek między napięciami \mathbf{V}_L i prądami \mathbf{J}_L :

$$(3) \quad \mathbf{V}_L = \mathbf{Z}_{LO}^{\Delta} \mathbf{J}_L$$

gdzie:

$$\mathbf{Z}_{LO}^{\Delta} = \begin{bmatrix} -2Z_{lo} & Z_{lo} & Z_{lo} \\ Z_{lo} & -2Z_{lo} & Z_{lo} \\ Z_{lo} & Z_{lo} & -2Z_{lo} \end{bmatrix}$$

a dla skojarzenia uzwojeń dolnego napięcia w gwiazdę (Y):

$$(4) \quad \mathbf{V}_L = \mathbf{Z}_{LO}^Y \mathbf{J}_L$$

gdzie:

$$\mathbf{Z}_{LO}^Y = \begin{bmatrix} -(Z_{lo} + Z_n) & -Z_n & -Z_n \\ -Z_n & -(Z_{lo} + Z_n) & -Z_n \\ -Z_n & -Z_n & -(Z_{lo} + Z_n) \end{bmatrix}$$

Podstawiając równanie (3) albo (4) do (2) wyznacza się prądy \mathbf{J}_L :

$$(5) \quad \mathbf{J}_L = \frac{1}{g} \left(\mathbf{Z}_{LO}^{\Delta(Y)} - \mathbf{Z}_L - \frac{1}{g^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H$$

Podstawiając (5) do (1) otrzymuje się zależność wiążącą napięcia uzwojeń górnego napięcia tylko z prądami płynącymi w tych uzwojeniach:

$$(6) \quad \mathbf{V}_H = \mathbf{Z}_{TH} \mathbf{J}_H$$

gdzie:

$$(7) \quad \mathbf{Z}_{TH} = \mathbf{Z}_H + \mathbf{Z}_M + \frac{1}{g^2} \mathbf{Z}_M \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_L - \frac{1}{g^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1}$$

Dla systemu zasilającego i strony górnego napięcia transformatora można natomiast zapisać następujące równania:

$$(8) \quad \mathbf{V}_H = \mathbf{E} - \mathbf{Z}_E \mathbf{J}_H$$

gdzie:

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} E_A \\ E_B \\ E_C \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Z}_E = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix}$$

Równania (6) i (8) stanowią układ równań, z którego można wyznaczyć napięcia \mathbf{V}_H oraz prądy \mathbf{I}_H w stanie pracy normalnej. Równania te umożliwiają również wyznaczenie przepięć dorywczych U_{TOV} w rozpatrywanych trzech stanach zakłóceńowych:

A. Jednofazowe zwarcie doziemne po stronie górnego napięcia transformatora, bez przerywania ciągłości toru prądowego. Jako wartości względne przepięć dorywczych przy tym zakłóceniu przyjmuje się:

$$(9) \quad U_{TOV}^{(A)} = \frac{\max(|V_{HA}^{(A)}|, |V_{HB}^{(A)}|)}{|E_A|}$$

B. Przerwa w ciągłości toru prądowego i jednofazowe zwarcie doziemne od strony transformatora. Jako wartości względne przepięć dorywczych przy tym zakłóceniu przyjmuje się:

$$(10) \quad U_{TOV}^{(B)} = \frac{\max(|V_{HA}^{(B)}|, |V_{HB}^{(B)}|, |U_{1C'}|)}{|E_A|}$$

C. Przerwa w ciągłości toru prądowego i jednofazowe zwarcie doziemne od strony systemu elektroenergetycznego. Jako wartości względne przepięć dorywczych przy tym zakłóceniu przyjmuje się:

$$(11) \quad U_{TOV}^{(C)} = \frac{\max(|V_{HA}^{(C)}|, |V_{HB}^{(C)}|, |V_{HC}^{(C)}|)}{|E_A|}$$

Analiza przepięć dorywczych

Wykorzystując przedstawiony w poprzednim rozdziale model matematyczny przeprowadzono badania symulacyjne, których celem było wyznaczenia wartości przepięć dorywczych U_{TOV} w miejscu wystąpienia zakłócenia. Dla każdego z wariantów zakłócenia A, B i C, symulacje wykonano zakładając, że uzwojenie dolnego napięcia transformatora jest połączone w:

- trójkąt (Δ) – warianty $A\Delta$, $B\Delta$, $C\Delta$,
- gwiazdę (Y) – warianty AY , BY , CY .

Na rysunku 3 przedstawiono porównanie wartości przepięć dorywczych w funkcji stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 w miejscu wystąpienia zakłócenia, dla powyższych wariantów.

Obliczenia wykonano dla systemu elektroenergetycznego 110 kV o mocy zwarciowej 2000 MVA oraz transformatora 25 MVA, 115/16,5 kV obciążonego w 50% mocy znamionowej. Parametry modelu transformatora przedstawiono w tabeli 1.

W przypadku wariantów $A\Delta$, AY (jednofazowe zwarcie doziemne z zachowaniem ciągłości toru prądowego), wartości przepięć U_{TOV} zależą głównie od stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 sieci w miejscu zwarcia (rys. 3a i 3c). Wartości te zwykle nie przekraczają wartości granicznej $k = 1,4$, determinującej skuteczność uziemienia punktu neutralnego. Wartości $U_{TOV} > 1,4$ pu mogą wystąpić tylko w przypadku,

gdzie $X_0/X_1 < 0,20$ i $R_0/X_1 > 0,85$, co w rzeczywistych sieciach jest mało realne. Ponadto, w praktyce dąży się do utrzymywania stosunków $X_0/X_1 > 1$, w celu ograniczenia wartości prądów zwarcé jednofazowych. Można również zauważyć, że sposób skojarzenia uzwojeń dolnego napięcia transformatora w pewnym stopniu wpływa na wartości przepięć, jednak skuteczność uziemienia sieci zostaje zachowana.

Tabela 1. Parametry modeli transformatorów 115/16,5 kV [9]

Parameter	S_n (MVA)					
	6,3	10	16	25	31,5	63
R_H (Ω)	9,670	5,288	2,862	1,598	1,181	0,478
R_L (m Ω)	417,3	231,7	127,3	72,14	53,75	22,23
L_{sH} (mH)	403,4	254,0	158,6	101,5	80,49	40,20
L_{sL} (mH)	24,91	15,68	9,796	6,266	4,971	2,483
L_H (H)	10221	7232	5087	3642	3063	1823
M_H (H)	5111	3616	2543	1821	1532	912
z_1	2157	1713	1355	1084	966	683
z_2	536	426	337	269	240	170

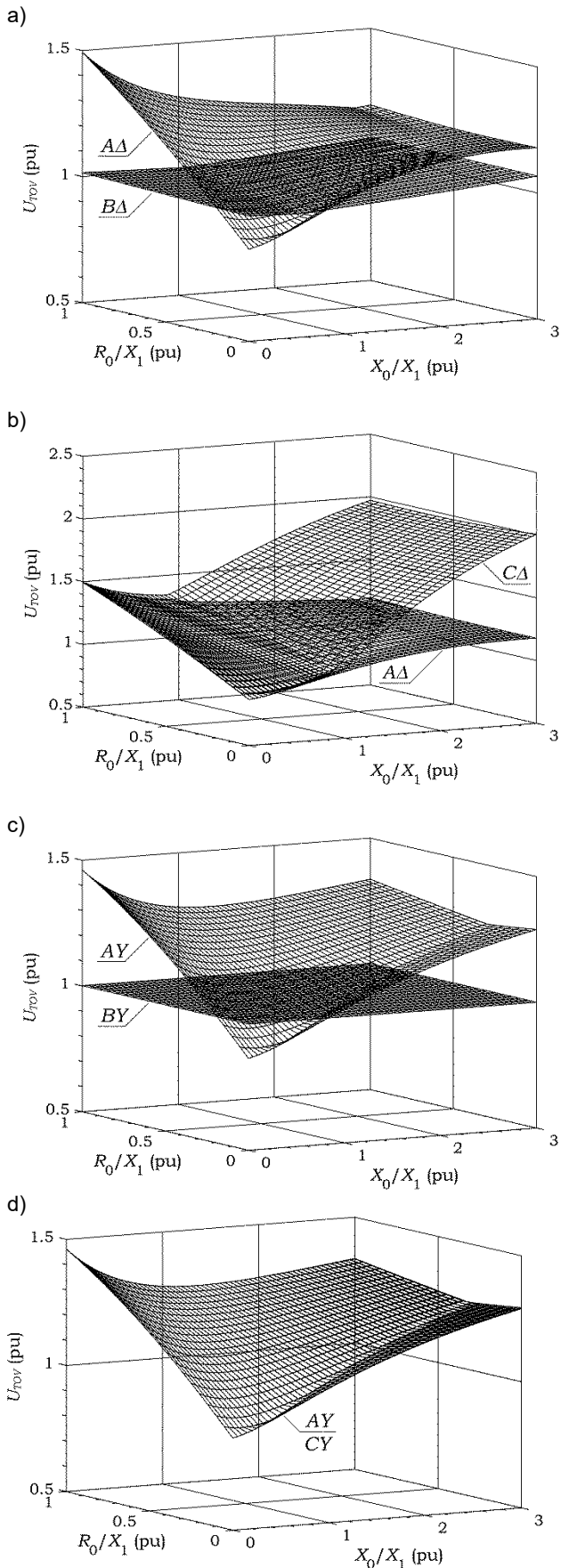
W przypadku wariantów $B\Delta$, BY (przerwa w ciągłości toru prądowego i jednofazowe zwarcie doziemne od strony transformatora), wartości przepięć U_{TOV} w niewielkim stopniu zależą zarówno od wartości stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 sieci w miejscu zwarcia, jak i sposobu skojarzenia uzwojeń dolnego napięcia transformatora (rys. 3a i 3c). Ten rodzaj zwarcia jest de facto zwarcem dwufazowym z ziemią faz A i B systemu elektroenergetycznego przez uzwojenia strony górnego napięcia transformatora. Sytuacja taka skutkuje względnymi wartościami U_{TOV} zbliżonymi do jedności.

W przypadku wariantów $C\Delta$, CY (przerwa w ciągłości toru prądowego i jednofazowe zwarcie doziemne od strony systemu zasilającego), wartości przepięć U_{TOV} zależą nie tylko od wartości stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 sieci w miejscu zwarcia, ale również od sposobu skojarzenia uzwojenia dolnego napięcia transformatora (rys. 3b i 3d). Dla skojarzenia w trójkąt (wariant $C\Delta$, rys. 3b) ze wzrostem stosunku X_0/X_1 wartości przepięć są znacznie większe niż w wariantach $A\Delta$, osiągając w granicznym przypadku wartość $U_{TOV} \approx 2$ pu (gdzie $X_0/X_1 = 3$). Należy podkreślić, że w tych warunkach nie jest zachowana skuteczność uziemienia punktu neutralnego sieci, pomimo spełnienia warunku $X_0/X_1 \leq 3$ i $R_0/X_1 \leq 1$. Natomiast dla skojarzenia uzwojenia dolnego napięcia w gwiazdę (wariant CY , rys. 3d) wartości U_{TOV} są praktycznie takie same, jak w wariantach AY .

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że największe wartości przepięć dorywczych U_{TOV} występują w wariantach $C\Delta$. Są one efektem dwufazowego zasilania transformatora napięciami faz nieuszkodzonych, podwyższonymi na skutek doziemienia. Przepięcia te indukują się w uzwojeniu transformatora, odłączonym od sieci zasilającej w wyniku przerywania ciągłości toru prądowego.

Wartości U_{TOV} dla wariantu $C\Delta$ są również zależne od mocy zwarciowej systemu elektroenergetycznego, mocy znamionowej transformatora oraz jego stopnia obciążenia i współczynnika mocy [9].

Ze względu na założone skojarzenie uzwojeń transformatora i jego jednostronne zasilanie od strony górnego napięcia, przedstawiony model zakłócenia jest charakterystyczny dla elektroenergetycznych stacji rozdzielczych 110 kV/SN. Problem ten może zaistnieć również w innych stacjach, np. systemowych, w których pracują (auto)transformatory z trzecim uzwojeniem wyrównawczym skojarzonym w trójkąt [9].



Rys. 3. Wartości przepięć dorywczych U_{TOV} w funkcji X_0/X_1 i R_0/X_1 : a) porównanie wariantu BA z wariantem AA , b) porównanie wariantu CA z wariantem AA , c) porównanie wariantu BY z wariantem AY , d) porównanie wariantu CY z wariantem AY

Posumowanie

Przedstawione w artykule badania wykazały, że przy określaniu wartości przepięć dorywczych w systemach elektroenergetycznych, uzasadnione jest uwzględnianie możliwości przerywania ciągłości toru prądowego podczas zwarcia jednofazowego. Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że na niedoziemionej części uszkodzonej fazy mogą wystąpić przepięcia dorywcze o wartościach względnych znacznie większych od 1,4 pu, pomimo spełnienia warunków skuteczności uziemienia. Przepięcia te są efektem dwufazowego zasilenia transformatora napięciami faz nieuszkodzonych, podwyższonymi na skutek doziemienia. Indukują się one w uzwojeniu transformatora odłączonym od sieci zasilającej w wyniku przerywania ciągłości toru prądowego. Jest to nowy rodzaj przepięć dorywczych, który dotychczas nie jest brany pod uwagę w koordynacji izolacji, a w szczególności przy doborze ograniczników przepięć.

Możliwość wystąpienia tego typu zakłóceń zaburza powszechnie stosowaną koncepcję oceny skuteczności uziemienia punktu neutralnego sieci, na podstawie granicznych wartości stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 . Pomimo, że prawdopodobieństwo wystąpienia tego typu zakłóceń jest stosunkowo nieduże, to zdaniem autorów powinny one być uwzględniane w analizie skuteczności uziemienia sieci oraz przy ocenie przepięć w polach transformatorowych.

Autorzy: dr inż. Rafał Tarko, AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, E-mail: rtarko@agh.edu.pl; dr hab. inż. Wiesław Nowak, prof. AGH, AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, E-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl.

LITERATURA

- [1] International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Insulation coordination for UHV AC systems, *Technical Brochure*, 542 (2013)
- [2] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.), Zasady ochrony od przepięć i koordynacja izolacji linii i stacji elektroenergetycznych, *Standardowa Specyfikacja Techniczna*, (2020)
- [3] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), IEEE guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems – part I: introduction, *IEEE Standard C62.92.1*, (2016)
- [4] International Electrotechnical Commission (IEC), Insulations co-ordination – Part 2: Application guidelines, *IEC 60071-2:2018*, (2018)
- [5] Nagpal M., Martinich T., Bimbhra A., Sydor D., Damaging Open-Phase Overvoltage Disturbance on a Shunt-Compensated 500-kV Line Initiated by Unintended Trip, *IEEE Power Del.*, 30 (2015), No. 1, 412-419
- [6] Nagpal M., Martinich T., Manuel S., Scott T., Zhang H. A., Experience of Severe Overvoltage in an Interconnected Transmission Subnetwork During Single-Phase Open Period, *IEEE Trans. Power Del.*, 32 (2015), No. 2, 799-807
- [7] Kalyuzhny A., Analysis of Temporary Overvoltages During Open-Phase Faults in Distribution Networks With Resonant Grounding, *IEEE Trans. Power Del.*, 30 (2015), No. 1, 420-427
- [8] Bajorek Z., *Modelowanie matematyczne transformatorów trójfazowych przy pracy niesymetrycznej*, PWN, Warszawa 1983
- [9] Tarko R., Nowak W., Szpyra W., Temporary overvoltages in high-voltage power systems caused by breaks of circuit continuity during single-phase earth faults. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 14 (2020), 628-634, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1688>