

Bartosz OLEJNIK*

LOKALIZACJA MIEJSCA ZWARCIA DOZIEMNEGO W SKOMPENSOWANEJ SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Wraz z ciągle rosnącym popytem na energię elektryczną i coraz większymi wymaganiami odbiorców odnośnie jej jakości, operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD) kładą duży nacisk wprowadzanie do ich sieci nowoczesnych technologii i rozwiązań. Jednym z nich są wskaźniki przepływu prądu zwarcioowego – stosunkowo proste urządzenia, które mogą być instalowane w praktycznie dowolnym miejscu sieci. Czujniki te, pracujące zwykle z prostymi algorytmami służącymi do detekcji zwarć – tak doziemnych jak i międzyfazowych, wyposażane są najczęściej w moduły komunikacyjne do wymiany informacji z systemem nadrzędnym. Ich wykorzystanie pozwala na stworzenie rozproszonego systemu lokalizacji miejsca zwarcia. Z uwagi na rozbudowaną strukturę sieci SN oraz ich pośrednie uziemienie, stosowanie tradycyjnych kryteriów, np. impedancyjnego, jest niemożliwe. W artykule omawia się metody oparte na analizie składowej zerowej prądu i składowej zerowej admitancji. Szczególny nacisk jest położony na drugi z wymienionych sposobów z uwagi na dużą, w ocenie autora, możliwość zastosowania go w praktyce. W pracy ocenione zostały alternatywne kryteria lokalizacji zwarcia doziemnego w skompensowanej sieci SN oraz przedstawione wyniki analiz symulacyjnych sprawdzających poprawność pracy wybranego kryterium.

SŁOWA KLUCZOWE: zwarcie, lokalizacja miejsca zwarcia, sieć średniego napięcia, kryterium admitancyjne, czujnik przepływu prądu zwarcioowego.

1. WSTĘP

Wraz z ciągle rosnącym popytem na energię elektryczną oraz coraz większymi wymaganiami odbiorców odnośnie jej jakości wzrastają też wymagania stawiane sieciom elektroenergetycznym, szczególnie pod kątem ich bezpieczeństwa. Z tymże bezpieczeństwem, tak ludzi jak i infrastruktury, mają związek urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ), w tym także czujniki przepływu prądu zwarcioowego. Te urządzenia montowane są coraz częściej przez operatorów systemu dystrybucyjnego, jednakże nie zawsze pracują poprawnie [1].

Współcześnie stosowane w czujnikach algorytmy nie nadążają za intensywnym w ostatnim czasie rozwojem sieci SN i muszą być ciągle

* Politechnika Poznańska.

2. LOKALIZACJA ZWARCIA NA PODSTAWIE POMIARU SKŁADOWEJ ZEROWEJ PRĄDU

Współcześnie praktycznie wszystkie czujniki wykrywają zwarcie na podstawie pomiaru składowej zerowej prądu. Jeżeli wartość prądu w miejscu zainstalowania zabezpieczenia, obliczana z zależności:

$$I_{kd} = \beta I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (a_i - s)^2} \quad (1)$$

jest większa od nastawy czujnika wyznaczonej z wzoru:

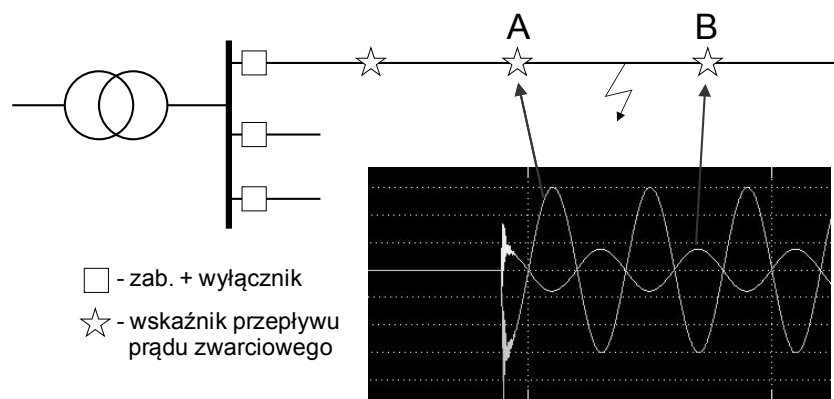
$$I_{0nast} \geq \frac{k_b I_{CS} a}{k_p} \quad (2)$$

to dojdzie do pobudzenia czujnika i zasygnalizowania zwarcia. W zależnościach (1) i (2): β – współczynnik ziemnozwarciowy, zależny m.in. od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia R_F , I_{CS} – pojemnościowy prąd zwarcia doziemnego całej sieci SN, d_0 – współczynnik tłumienia sieci o wartości uzależnionej od urządzeń zainstalowanych w punkcie neutralnym, a_i – udział pojemności doziemnej i-tego odcinka linii w całym prądzie pojemnościowym sieci, s – współczynnik rozkompensowania sieci, zależny od urządzeń zainstalowanych w punkcie neutralnym, k_b – współczynnik bezpieczeństwa, przyjmowany zwykle równy 1,1, k_p – współczynnik powrotu, zwykle równy 0,98 [1].

Warto także dodać, że składowa zerowa prądu to suma geometryczna prądów fazowych. Jeżeli w danym i-tym odcinku linii zwarcie doziemne nie występuje to $I_0 \approx 0$. W przeciwnym wypadku $I_0 > 0$.

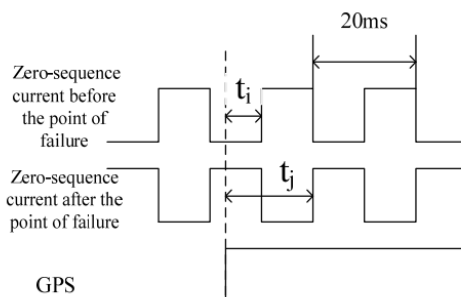
Współczesne układy pomiarowe stosowane w czujnikach przepływu prądu zwarciovego, a oparte głównie na analizie pola magnetycznego wokół przewodów, oraz systemy akwizycji danych umożliwiają stosunkowo dokładną analizę zarejestrowanego przebiegu składowej zerowej prądu. Na podstawie tych procedur można, przynajmniej w teorii, dokładnie wyznaczyć odcinek linii w którym wystąpiło zwarcie doziemne. Aby było to możliwe należy jednak mieć świadomość, że dokładna lokalizacja jest możliwa wtedy, gdy zagęszczenie czujników w sieci jest znaczne. W Polsce sytuacja taka jeszcze nie występuje – na razie instalowane są pojedyncze czujniki w sieci.

Analizując sygnał pobrany z czujników (rys. 2) można stwierdzić, że składowe zerowe prądów mierzone przez czujniki między którymi znajduje się zwarcie są względem siebie w przeciwfazie [2]. Gdyby zatem zaproponować układ, który będzie w stanie zsynchronizować pomiary w obu czujnikach to będzie można w sposób prosty określić dokładnie miejsce wystąpienia zwarcia.



Rys. 2. Składowe zerowe prądu mierzone przez czujniki przepływu prądu zwarciego

Jednym z możliwych rozwiązań opisanego problemu jest skorzystanie z systemu GPS. Rysunek 3. przedstawia schematyczny diagram wyznaczania informacji o przesunięciu fazowym prądów. Przebieg opisany jako „GPS” to sygnał pochodzący z czujnika satelitarnego – znacznik czasu wysyłany przez system globalnego pozycjonowania w ustalonych odstępach czasu.



Rys. 3. Schematyczny diagram określania przesunięcia fazowego między sygnałem i na podstawie danych GPS [2]

Można, na podstawie pomiaru dwóch czasów, określić wartość przesunięcia sygnałów. Jeżeli różnica:

$$t_j - t_i = 10 \text{ ms} \quad (3)$$

to można mówić o tym, że sygnały pochodzące z dwóch czujników są w przeciwfazie a to oznacza, że między nimi znajduje się zwarcie doziemne, które należało zlokalizować [2].

Oczywistym jest, że jeśli nie jest spełniona zależność (3) to zwarcie znajduje się w innym odcinku linii.

Aby móc w całości wykorzystać potencjał tego prostego zjawiska konieczne jest stosowanie struktury rozproszonej czujników jak na rysunku 1.

3. LOKALIZACJA ZWARCIA NA PODSTAWIE POMIARU ADMITANCJI

Drugą z alternatywnych metod lokalizacji miejsca zwarcia w sieci SN jest sposób oparty na analizie admitancji mierzonej w miejscach zainstalowania czujników przepływu prądu zwarciovego. W zasadzie istotny do samej lokalizacji jest nie tyle sam moduł admitancji, co jej kąt.

W ogólnym przypadku admitancja jest definiowana jako iloraz składowej zerowej prądu i składowej zerowej napięcia:

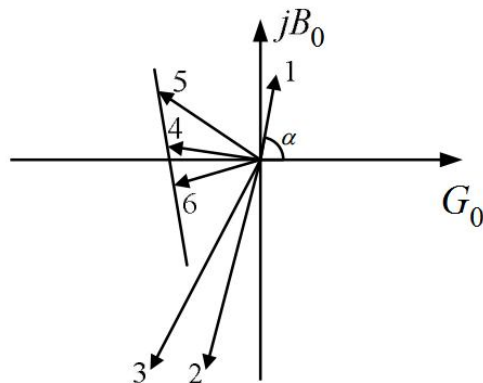
$$\underline{Y}_{0i} = \frac{I_{0i}}{U_0} = G_i + jB_i \quad (4)$$

gdzie \underline{Y}_{0i} to admitancja, G_{0i} – konduktancja a B_{0i} – susceptancja i-tej linii/i-tego odcinka linii.

Istotna w przypadku dalszej analizy tego kryterium lokalizacji jest wartość współczynnika rozkompensowania sieci. Definiuje się go wzorem:

$$s = \frac{I_{CS} - I_L}{I_{CS}} \quad (5)$$

gdzie I_L – nastawiony prąd dławika kompensującego w punkcie neutralnym sieci.



Rys. 4. Wektory admitancji na płaszczyźnie zespolonej G_0-jB_0 [3]

Jak łatwo można zauważyć, skoro prąd po obu stronach miejsca zwarcia (rys. 2) ma przeciwne fazy to także kąt admitancji będzie tam różny.

Zgodnie z teorią przedstawioną w [3] wektor admitancji w miejscu przed zwarcie (na rysunku 3 jest to miejsce A), obliczany wg zależności (4), znajduje się zawsze w 2 lub 3 ćwiartce układu współrzędnych G_0-jB_0 .

W przypadku sieci skompensowanych można wyróżnić trzy sytuacje podczas zwarć doziemnych [3]:

- a) pełna kompensacja, tzn. wartość współczynnika rozkompensowania $s = 0$, czyli $I_L = I_{CS}$. W tym przypadku admitancja mierzona w punkcie A będzie opisana wektorem zbliżonym do wektora 4 z rysunku 4,
- b) sieć przekompensowana, tzn. współczynnik rozkompensowania $s < 0$, czyli $I_L > I_{CS}$. Jest to stan, w którym pracuje większość polskich sieci SN i jest on zalecany. W tym przypadku admitancja w punkcie A będzie opisana wektorem zbliżonym do wektora 5 z rysunku 4,
- c) sieć niedokompensowana, tzn. współczynnik rozkompensowania $s > 0$, czyli $I_L < I_{CS}$. W tym przypadku mierzona w punkcie A admitancja będzie odwzorowana wektorem zbliżonym do wektora 6 na rysunku 4.

Na rysunku 4. wektor 1 znajduje się w pierwszej ćwiartce układu współrzędnych, podczas gdy pozostałe wektory znajdują się w ćwiartkach: drugiej lub trzeciej. Wektor 1 odpowiada admitancji mierzonej za miejscem wystąpienia zwarcia, np. w punkcie A na rysunku 2. Co za tym idzie – na podstawie kąta admitancji można jednoznacznie wskazać odcinek, na którym wystąpiło zwanie. Metoda ta jest lepsza o tyle od opisanej w rozdziale 2, że nie wymaga korzystania z sygnału GPS.

Zakłada się, że kątem granicznym między wektorami 1 i 5 z rysunku 4 jest kąt $\beta = 96,5^\circ$. Jeżeli jest on przekroczony to oznacza to, że przed czujnikiem (patrzac od strony zasilania) występuje zwanie doziemne.

4. BADANIA SYMULACYJNE

W celu sprawdzenia możliwości i skuteczności metody lokalizacji zwarć doziemnych przedstawionej w rozdziale 7. została w środowisku MATLAB/Simulink zamodelowana sieć średniego napięcia w strukturze przedstawionej na rysunku 5. Przyjęto jednostkowe parametry linii:

$$Z_1' = (0,20 + j0,40) \Omega/\text{km}$$

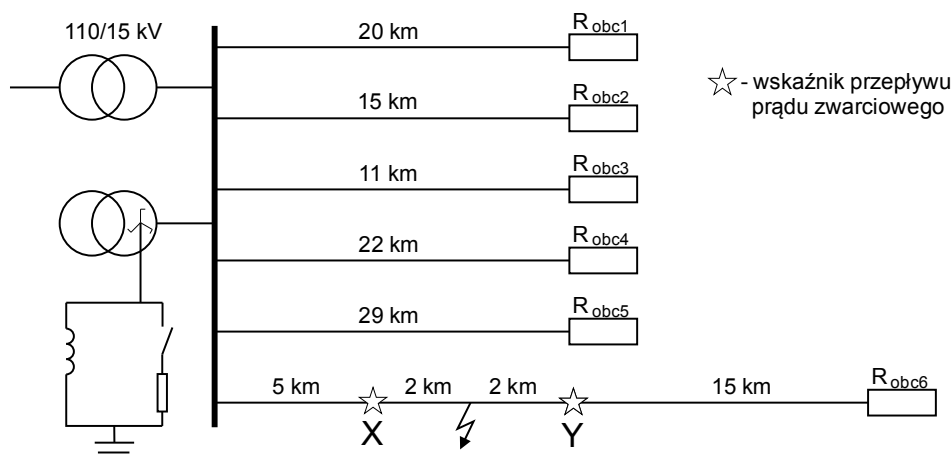
$$Z_0' = (0,25 + j1,70) \Omega/\text{km}$$

Założono też, że jednostkowa pojemność linii dla składowej zgodnej jest równa $C_1' = 6 \text{ pF/km}$, natomiast dla składowej zerowej $C_0' = 3 \text{ pF/km}$. W punkcie neutralnym sieci pracuje dławik o indukcyjności dobranej odpowiednio do pojemności sieci oraz aktywna jest automatyka AWSCz. Obciążenie każdej z linii jest różne ale zawsze ma charakter czysto rezystancyjny.

Składowa zerowa napięcia mierzona była na szynach rozdzielni SN natomiast składowe zerowe prądu – w miejscach zainstalowania czujników przepływu prądu zwarciego: X oraz Y.

W tabeli 4.1 zamieszczone zostały wyniki badań symulacyjnych, przy czym przedstawione zostały tylko wartości kątów fazowych admitancji φ_Y . Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że lokalizacja zwarć na podstawie kryterium kąta admitancji jest możliwe i może przynieść

satisfakcjonujące wyniki. Poza tym implementacja tej metody w systemie z rysunku 1 nie powinna nastęrczać większych trudności.



Rys. 5. Model sieci średniego napięcia

Tabela 4.1. Wyniki badań symulacyjnych – kąty fazowe admitancji

Współczynnik rozkompensowania sieci s	φ_Y w $^\circ$	
	W miejscu X	W miejscu Y
-0,1	99,5	86,1
0	114,1	87,5
0,1	190,0	87,3

5. PODSUMOWANIE

W niniejszym artykule zostały przedstawione wybrane metody lokalizacji miejsca zwarcia doziemnego w sieci SN. Warto mieć na uwadze, że teoretycznie metod takich istnieje bardzo wiele [4], jednak większość z nich w zasadzie nie nadaje się do zastosowania w fizycznie pracujących w sieci urządzeniach.

Obie przedstawione tutaj metody cechują się prostotą i dużą skutecznością. Szczególnie atrakcyjny wydaje się być sposób oparty na analizie kąta mierzonej admitancji, jednak warto pamiętać, że we współcześnie eksploatowanych sieciach SN, zwłaszcza w Polsce, jest nie możliwy do zastosowania. Wymaga bowiem rozproszonego systemu czujników przepływu prądu zwarciego, jak pokazano na rysunku 1.

LITERATURA

- [1] Olejnik B.: Skuteczność czujników przepływu prądu zwarciovego podczas zwarć doziemnych oporowych, materiały konferencyjne Współczesna problematyka sieci średnich napięć, Opalenica, 2014.
- [2] Jinjie L., Yulin Q., Qiaomei G., Shihao S.: Single phase to ground fault location based on phase of zero-sequence current, 2013 IEEE International Conference on Information and Automation (ICIA), Yinchuan 2013.
- [3] Linli Z., Houlei G., Bingyin X., Yongduan X.: Fault location method based on zero sequence admittance measurement in non-effectively earthed system, 2012 IEEE Innovative smart grid technologies – Asia (ISGT – Asia), Tianjin 2012.
- [4] Yuan L., Houlei G., Qiang D., Xiaosheng Q., Qingle P., Guofang Z.: A review of single phase-to-ground fault location methods in distribution networks, 2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Weihai, Shandong, 2011.

SINGLE PHASE TO GROUND FAULT LOCATION IN COMPENSATED MV NETWORK

Along with the ever-growing demand for electricity and ever greater demands of consumers about the quality of energy, distribution system operators (DSOs) put now a lot of emphasis on entering their networks to new technologies and solutions. One is the fault current passage indicators - a relatively simple devices that can be installed almost anywhere on the network. These sensors, usually fitted with simple algorithms for detection of faults - so phase-to-ground and phase-to-phase, are usually equipped with communication modules to exchange information with the host system. Their use allows to create a distributed system of fault location. The article discusses the methods based on the analysis of zero sequence current and zero sequence admittance. A special focus is on the second of these methods due to the large, in the author's view, the ability to apply it in practice. In this work were evaluated alternative criteria earth fault location in compensated MV network and simulation analyzes, the results confirm the correctness of these algorithms work.