

Dionizy Saniawa, Eryk Ostapiuk, Kamil Hebda, Agata Bandrowska-Kaim

# Możliwość zastosowania hybrydowych rozwiązań dla poprawy współczynnika SAIDI w liniach napowietrznych 15 KV

JEL: L94 DOI: 10.24136/atest.2018.564  
 Data zgłoszenia: 19.11.2018 Data akceptacji: 15.12.2018

Celem niniejszej pracy, jest analiza podawanego przez operatorów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) wskaźnika dotyczącego czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Temat jest na tyle ważny dla polskiej gospodarki, że można traktować go jako problem społeczny, który nie tylko może obniżyć jakość życia, ale także możliwości rozwoju gospodarczego małych miasteczek i wsi, gdzie przerwy w dostawach prądu są znacznie dłuższe niż w miastach. Jednakże, jednocześnie prowadzone działania inwestycyjne mające na celu poprawę jakości dystrybucji energii elektrycznej w Polsce stanowią bardzo dużą szansę na rozwój nowych innowacyjnych technologii. W artykule przedstawiono nie tylko aspekty związane z automatyzacją sieci średniego napięcia, ale także ze względu na swoje możliwości techniczno-ekonomiczne nowoczesne urządzenia. Kluczem w artykule jest efektywne rozwiązanie problemu niezawodności w Polsce oraz przedstawienie wybranych kierunków inwestowania.

**Słowa kluczowe:** energia elektryczna SAIDI, sieci średniego napięcia, elektroenergetyka

## Wstęp

W Polsce wyłączenia dostaw prądu z powodu awarii sieci trwają kilkukrotnie dłużej niż w najbardziej rozwiniętych gospodarczo krajach Europy. Tylko z tego powodu Polska gospodarka traci ponad miliard złotych rocznie. Ze względu na napięcia zarządzanych sieci, można wyróżnić ich następujące rodzaje:

- operator sieci przesyłowej (OSP)
- operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD)
- operatorzy systemów połączonych (OSPoł)

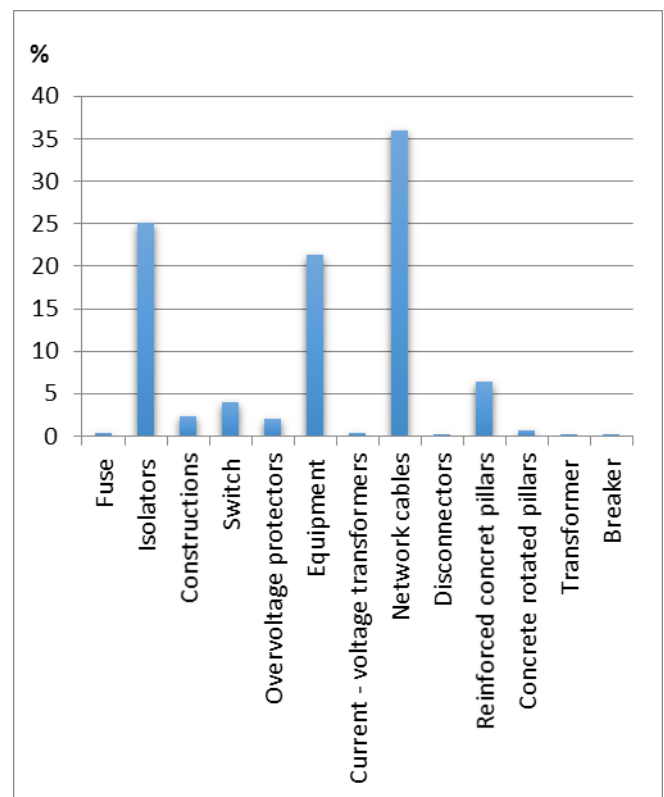
Sieci elektroenergetyczne dzielą się na przesyłowe i dystrybucyjne (rozdzielcze). Przesył polega na transporcie energii elektrycznej siecią przesyłową od wytwórców do dystrybutorów energii. Dystrybucją zaś nazywamy transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi do odbiorców końcowych [2].

Przedsiębiorstwa – OSD – są ważnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej. Zapewniają fizyczną możliwość dostawy energii do odbiorców, a przez to realizację umów - sprzedaży i dystrybucji energii. Sieci energetyczne znajdujące się na danym obszarze geograficznym należą najczęściej tylko do jednego przedsiębiorstwa. Rozwiązanie to ma swoje ekonomiczne uzasadnienie:

tylko jedna spółka inwestuje w sieci dystrybucyjne (co przekłada się na niższe koszty opłat dostawy), zaś w przypadku przesyłu tylko jedna spółka inwestuje w sieci wysokich napięć, przez co łatwiej jest zarządzać stabilnością krajowego systemu elektroenergetycznego [2].

Podstawową rolą OSD jest zarządzanie i utrzymywanie systemu sieci. Czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej i liczba tych przerw są różne dla poszczególnych OSD. Zauważalny jest

także wzrost gęstości sieci oraz liczby odbiorców przypadająca na 1 km<sup>2</sup> sieci OSD wpływający pozytywnie na wskaźnik SAIDI. Im większa jest powierzchnia obejmowana przez sieci, tym częstsze i dłuższe przerwy. Zauważalna zostaje prawidłowość, że spadkowi poziomu urbanizacji towarzyszy wzrost czasu trwania awarii. Najczęściej uszkodzeniom ulegają przewody, izolatory, osprzęt liniowy oraz słupy ŻN. Większość uszkodzeń wynika z czasu użytkowania elementów linii średniego napięcia. Konstrukcje i napędy aparatury łączeniowej z biegiem czasu korodowały i ulegały awarii.



Rys.1. Stałe godzinowe koszty wynikające z przerw w dostawach energii

Inną przyczyną awarii niewynikającą bezpośrednio z wieku linii jest niewystarczająca ilość wycinek drzew i gałęzi wrastających lub mocno zbliżonych do linii. Częstym powodem takiego stanu są problemy formalno-prawne w dostępie do nieruchomości przez które przebiega linia. Opad drzewa lub gałęzi na linię grozi zerwaniem przewodów, uszkodzeniem konstrukcji słupowych, a nawet samych słupów. Zatem wadą linii napowietrznych jest ich wrażliwość na czynniki zewnętrzne i atmosferyczne. Duży wpływ na awaryjność linii napowietrznych mają ptaki, gałęzie oraz naturalny proces starzenia się [1]. Przykładowe uszkodzenia na skutek starzenia i gałęzi przedstawiono na rys. 2



**Rys.2.** Przykładowe uszkodzenie linii napowietrznej wywołane uszkodzeniem przez gałęzie drzew [1]

SAIDI nazywamy wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania ( $T_i$ ) i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku ( $N_i$ ), podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców ( $N$ ).

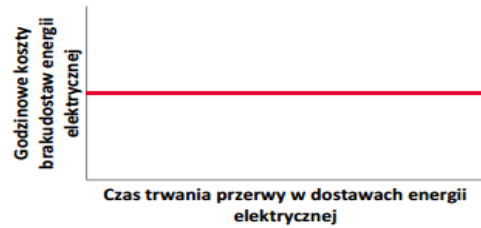
$$SAIDI = \frac{\sum_i (N_i T_i)}{N} \quad (1)$$

SAIDI jest to zatem średni, całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną (w minutach), jakiego może się spodziewać odbiorca w ciągu roku.

Zgodnie z §41 ust.2 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, operatorzy systemu elektroenergetycznego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych są zobowiązani do podawania na swoich stronach internetowych wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej. Wszystkie przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, zgodnie z §40 ust.2 wymienionego Rozporządzenia, dzieli się na [5]:

- przerwy przemijające (mikro przerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę
- przerwy krótkie trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty
- przerwy długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin
- przerwy bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny
- przerwy katastrofalna, trwające dłużej niż 24 godziny [5]

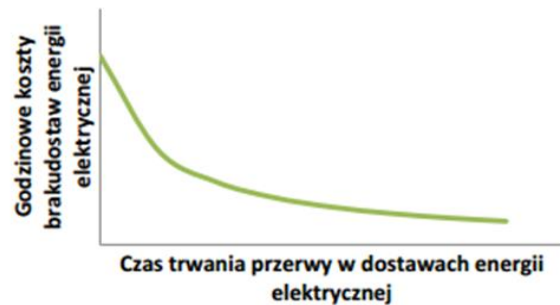
Wspomniany obowiązek dotyczy następujących wskaźników: przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI). Trudno jest jednak jednoznacznie oszacować koszty związane z przerwami w dostawach energii elektrycznej. Należy zwrócić uwagę na to, że przerwy w zasilaniu w różny sposób dotyczą sprzedawców detalicznych, a w innym chłodnie czy duże firmy chemiczne. Nawet, krótkie przerwy w dostawach energii elektrycznej mogą powodować znaczne postoje produkcyjne, wynikające z konieczności uruchamiania pewnych procesów na nowo [7]. Co więcej, mogą one spowodować utratę efektów kilkugodzinnej pracy. Czas ten jest trudny do oszacowania. Kolejnym problemem jest duże znaczenie strat niematerialnych – strat wynikających np. z utraty wizerunku przez firmę z powodu nie dostarczenia usług lub produktów. Wśród grupy przedsiębiorstw odczuwających skutki przerwy w dostawach energii elektrycznej możemy rozróżnić trzy podstawowe modele narastania kosztów. Dla pierwszej grupy koszt niedostarczenia energii elektrycznej jest stały w każdej kolejnej godzinie [7].



**Rys.3.** Stałe godzinowe koszty wynikające z przerw w dostawach energii

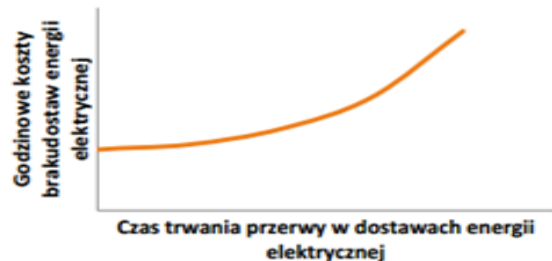
Typowym reprezentantem tej grupy przedsiębiorstw są sklepy detaliczne, których przychód jest równomiernie rozłożony w czasie. Odbiorca tej grupy ponosi straty w związku z niemożliwością obsługi klientów.

Drugą grupą przedsiębiorstw są te, dla których przerwa w dostawie energii elektrycznej generuje największe straty podczas pierwszych minut braku zasilania. Wraz z upływem czasu godzinowe koszty maleją. Przykładem tego typu odbiorców jest fabryka elektrotechniczna, dla której przerwa w dostawie energii elektrycznej może spowodować zniszczenie aparatury i maszyn, w wyniku przerwania procesu produkcji.



**Rys.4.** Malejące godzinowe koszty wynikające z przerw w dostawach energii elektrycznej

Dla trzeciej grupy przedsiębiorstw koszty pierwszych minut przerw w zasilaniu są nieznaczne, jednak rosną w miarę upływu czasu. Reprezentantem tej grupy przedsiębiorstw może być chłodnia. Krótkie przerwy w zasilaniu nie powodują znacznych strat, lecz jeżeli potrwać dłużej mogą przyczynić się do zepsucia przechowywanego materiału np. artykułów spożywczych.



**Rys. 5.** Rosnące godzinowe koszty wynikające z przerw w dostawach energii elektrycznej

Poniżej dokonano próby oszacowania kosztów wynikających tylko i wyłącznie z przestojów w pracy spowodowanych brakiem zasilania. Ograniczono się do czasu trwania samych przerw, z konieczności pomijając inne czynniki. Możemy stwierdzić, że oszacowane w ten sposób straty są mniejsze niż straty rzeczywiste ponoszone przez Polską gospodarkę. Zaprezentowany model strat jest związany z kosztami utraconymi – kosztami wynikającymi z

przerw w pracy związanych z brakiem zasilania. Przyjęto, iż przerwy w dostawach energii elektrycznej rozkładają się po równo na dni robocze oraz dni wolne od pracy. Dla uproszczenia przyjęto, także, że Produkt Krajowy Brutto wytwarzany jest liniowo przez 16 godzin doby przez 250 dni w roku.

$$\text{Straty PKB} = \frac{\text{PKB} \cdot \text{SAIDI}_{\text{czasu pracy}}}{\text{Czas wytwarzania PKB}} \quad (2)$$

$$\text{SAIDI}_{\text{czasu pracy}} = \text{SAIDI}_{\text{dla Polski}} \cdot \frac{250}{365} \quad (3)$$

$$T_{\text{czasu wytwarzania PKB}} = 16 \text{ h} \cdot 250 \text{ dni} \cdot 60 \text{ min}$$

$$\text{SAIDI}_{\text{dla Polski}} = 420,9 \text{ min}$$

$$\text{PKB}_{\text{dla Polski}} = 1729 \text{ mld zł}$$

$$T_{\text{czasu wytwarzania PKB}} = 240000 \text{ min}$$

$$\text{SAIDI}_{\text{czasu pracy}} = 192,2 \text{ min}$$

$$\text{Straty PKB} = 1,4 \text{ mld zł}$$

Oszacowane w ten sposób straty sięgają łącznie w skali kraju ok. 1,4 mld zł rocznie. Kwota ta zbliżona jest do kosztu budowy bloku gazowo-parowego 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ok. 1,5 mld zł). Z przedstawionego przykładu jasno wynika, że poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej jest ważna dla polskiej gospodarki. Warto podkreślić jeszcze raz, że oszacowane koszty są mniejsze od rzeczywistych, które wynikają z przerw w dostawach energii [7].

### 1. Nowoczesne rozwiązania stosowane w sieciach SN w celu poprawy wskaźnika saidi

W celu zapewnienia prawidłowego stanu technicznego, a tym samym poprawy współczynników niezawodności zasilania wymagana jest ciągła modernizacja i sukcesywna wymiana poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnych. Corocznie prowadzone są zatem prace modernizujące dystrybucyjne sieci elektroenergetyczne. Nakłady inwestycyjne przeznaczone na modernizację odtworzeniową oraz wzmocnienie odporności sieci SN i nn na zjawiska atmosferyczne stanowiły w latach 2014 – 2017 blisko 40% łącznych wydatków operatorów systemu dystrybucyjnego na inwestycje [6]. W Polsce od ponad dwudziestu lat trwa proces instalowania w głębi sieci SN urządzeń automatyzujących procesy łączeniowe. Automatyzacja sieci rozdzielczej SN możliwa była w wyniku postępu technologicznego jaki dokonał się w dziedzinie łączności. Sieci łączności telekomunikacyjnej (np. trunking, GPRS, łączność światłowodowa) pozwalają na zdalne sterowanie z centrum dyspozytorskiego obiektami zainstalowanymi w głębi sieci elektroenergetycznej SN.

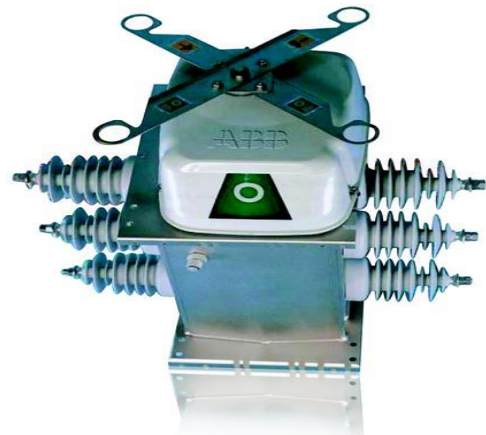
W dzisiejszych czasach trudno sobie wyobrazić energetykę bez systemów telekomunikacyjnych oraz systemów wspomagających pracę dyspozytorów, nadzorujących pracę całej sieci energetycznej.

Pod pojęciem automatyzacji pracy sieci SN rozumieć można zarówno automatykę instalowaną w stacjach zasilających jak również tę, instalowaną w głębi sieci SN [6].

#### Reklozery

**Automatyzacja sieci średniego napięcia** poprzez zabudowę na liniach łączników sterowanych zdalnie – radiowo, w tym wyłączników autonomicznych, czyli reklozerów – samoczynnych wyłączników [3]. Najczęściej stosowany automatyczny wyłącznik napowietrzny THO-RC27 zbudowany jest z zespołu łączeniowego THO i zespołu sterowniczego SRC. Każdy z biegunów zespołu łączenio-

wego wyposażony jest we własną komorę próżniową. Jednoczesne działanie trójfazowe zapewnia sprzężenie mechaniczne wszystkich biegunów wałem synchronizującym. Załączanie i otwieranie komór próżniowych realizowane jest poprzez mechanizm elektromagnetyczny. Skuteczność działania mechanizmu załącz/wyłącz określana jest przez producenta na 30 000 razy [32]. Energia niezbędna do zadziałania napędu jest zgromadzona w kondensatorach. Reklozer może być również sterowany ręcznie za pomocą ciągnika mechanicznego. Po otwarciu ręcznym pozostaje zablokowany zarówno mechanicznie jak elektrycznie. Stan reklozera sygnalizuje wskaźnik znajdujący się w podstawie obudowy oraz zespół sterowniczy SRC. Zespół sterowniczy SRC posiada zabudowane zabezpieczenie cyfrowe oraz moduł komunikacyjny. Pozwala to zdalną obsługę funkcji łączeniowych, pomiarowych, zabezpieczeniowych, rejestrujących.



**Rys 6.** Przykład standardowego rozłącznika Sectos NXB w izolacji gazowej SF6. Firmy ABB [4]

Rozłącznik NXB w izolacji SF6 charakteryzuje się doskonałą zdolnością wyłączania prądu i załączania na zwarcie. Został specjalnie zaprojektowany z myślą o eksploatacji w nowoczesnych, zdalnie sterowanych automatycznych systemach rozdzielczych sieci napowietrznych. Rozłącznik typu NXB zapewnia niezawodną, bezobsługową pracę nawet w najbardziej wymagających warunkach klimatycznych, włączając warunki zasilania, śniegu i lodu.

Rozłącznik NXB może być wyposażony w opcjonalny napęd silnikowy, który jest instalowany bezpośrednio na mechanizmie sprzężynowym. Połączenie silnika do skrzynki sterowniczej wykonane jest za pomocą przewodu sterującego zakończonego wtyką. Napęd silnikowy nie wymaga żadnej dodatkowej regulacji. Rozłącznik może być otwierany (zamykany) ręcznie z poziomu gruntu poprzez pociągnięcie dźwigni za pomocą izolowanego drążka manewrowego z hakiem.

Aparat może być doposażony w awaryjny napęd ręczny obsługiwany z poziomu ziemi (napęd typu SEMD2). Aparat może być zablokowany kłódką w pozycjach „Zamknięty”, „Otwarty”, „Praca zdalna”. Możliwe jest też manewrowanie rozłącznikiem ręcznie przy pomocy dźwigni. W wykonaniu trójfazowym jest wyposażony w uziemnik do uziemienia linii z jednej strony. Operowanie uziemnikiem ze względów bezpieczeństwa jest możliwe tylko ręcznie. Istnieje możliwość zainstalowania bezpośrednio na rozłączniku:

- przekładników prądowych bezpośrednio na przepustach. Standardowo stosuje się przekładniki prądowe ABB typu KOKU 072 G4,
- ograniczników przepięć ABB typu POLIM-D z odłącznikiem i zaciskiem górnym.



**Zdalne sterowanie:**

Rozłącznik w pełni integruje się z innymi produktami ABB, takimi jak zabezpieczenie REC615, sterownik automatyczny COM600, MicroSCADA, SYS600, DMS600 oraz z bezpiecznymi, niezawodnymi i sprawdzonymi rozwiązaniami komunikacyjnymi ABB Arctic - np.: ARR600 z bramą M2M ARM600. ABB oferuje rozwiązanie spełniające rosnące wymagania klientów w zakresie sieci inteligentnych, które obsługują szereg protokołów komunikacyjnych, w tym protokoły IEC 61850 i większość protokołów sterowania zdalnego, tj. IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, Modbus® i DNP3. Rozłącznik NXB może być wyposażony w skrzynkę sterowniczą, wykonaną ze stali nierdzewnej o IP55 zawierającą:

- akumulatory i ładowarkę o napięciu 24 V DC z detekcją zaniku napięcia ładowania
- przełącznik typu pracy: Zdalne/Odstawione/Lokalne
- sterownik polowy i moduł komunikacyjny (dostosowany do standardów klienta)
- detektor zwarcia
- automatyczne sekcjonowanie sieci

Ponadto Jedna skrzynka sterująca może sterować maksymalnie do czterech rozłączników NXB.

**System FDIR**

Systemy automatycznej odbudowy zasilania sieci SN. System FDIR (Fault Detection Isolation and Restoration) służy do szybkiego i dokładnego wyznaczania obszaru zwarcia w sieciach elektroenergetycznych. Pozwala na przywrócenie zasilania jak największej liczbie odbiorców w jak najkrótszym czasie (najczęściej poniżej trzech minut). Wykrycie miejsca zwarcia następuje po otrzymaniu sygnału z czujnika (czujników) przepływu prądu zwarciego. Następnie uszkodzony odcinek zostaje automatycznie wyizolowany poprzez otwarcie łączników sterowanych zdalnie. Przywrócenie zasilania dla jak największej liczby odbiorców jest realizowane przez zamknięcie odpowiednich łączników sterowanych zdalnie.

Algorytm bazuje na następujących danych (sygnałach wejściowych), zbieranych w czasie rzeczywistym:

- stan łączników zdalnie sterowanych
- sygnalizacja przepływu prądu zwarciego z sygnalizatorów zwarc
- pomiary prądów z linii objętych takim pomiarem
- moce transformatorów SN/nn
- obciążenia linii SN w GPZ/PZ (prądy, moc)
- stan łączności z obiektami zdalnie sterowanymi
- stan zasilania obiektów sterowanych
- pobudzenie, zadziałanie zabezpieczeń w GPZ/PZ, liczba cykli SPZ do wykonania po awaryjnym wyłączeniu linii
- działanie automatyki SPZ w GPZ/PZ (automatyka samoczynnego ponownego załączenia kontrolująca, czy zwarcie ma charakter przejściowy czy trwałe) [8].

Stosowanie automatyki FDIR wymaga zainstalowania w głębi sieci zdalnie sterowanych łączników i wskaźników przepływu prądu zwarciego. Automatyka FDIR jest ściśle związana z automatyką zabezpieczeń w stacji zasilającej linię SN oraz z rozłącznikami zdalnie sterowanymi w głębi sieci. System współpracuje z dyspozytorskimi systemem SCADA.

Sformułowany powyżej w sposób opisowy algorytm funkcji FDIR może zostać opisany w formie operacji na macierzach, tak by eliminacja uszkodzonego odcinka i określenie nowej konfiguracji było w pełni zautomatyzowane. Punktem wyjściowym dla sformułowania takiego algorytmu jest zapis w postaci macierzowej aktualnego układu połączeń sieci (macierz połączeń L), wektora opisującego przepływ i kierunek prądu zwarciego (wektor G) oraz macierzy opisującej położenie łączników sterowanych (macierz Q).

Macierz połączeń L jest macierzą kwadratową o rozmiarze odpowiadającym ilości gałęzi i węzłów w rozpatrywanym obszarze sieci SN. Elementy tej macierzy przyjmują następujące wartości:

$$l_{ij} \begin{cases} 1 \\ -1 \\ 0 \end{cases} \quad (4)$$

gdzie:

- 1 węzeł i połączony z gałęzią j w kierunku i
- 1 węzeł i połączony z gałęzią j w kierunku przeciwnym do i
- 0 węzeł i gałąź nie połączone

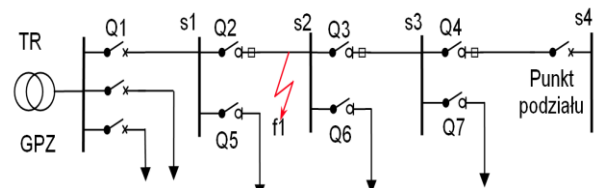
Macierz Q opisująca położenie łączników sterowanych jest macierzą kwadratową o rozmiarze odpowiadającym ilości gałęzi i węzłów w rozpatrywanym obszarze sieci SN. Elementy tej macierzy przyjmują następujące wartości:

$$q_{ij} \begin{cases} 1 \\ 0 \end{cases} \quad (5)$$

gdzie:

- 1 węzeł i połączony z gałęzią j
- 1 węzeł i gałąź j nie połączone

Wektor G opisujący przepływ prądu zwarciego i jego kierunek o rozmiarze odpowiadającym ilości gałęzi ma wartość 1 w elementach w których wykryto przepływ prądu zwarciego. Uszkodzona gałąź może zostać zidentyfikowana jako wynik operacji mnożenia macierzy G i L jako wektor P w którym wartość 1 odpowiadać będzie uszkodzonej gałęzi. Mnożąc macierz Q opisującą położenie łączników sterowanych przez wektor P otrzymamy wektor D wskazujący elementy – łączniki zdalnie sterowane, które należy otworzyć aby wyizolować uszkodzoną gałąź [8].



Rys.7 Schemat sieci SN ze zwarcem w linii 2 [8]

Dla fragmentu sieci SN (rys. 1) zasilanej z GPZ składającej się z 7 linii, 7 łączników oraz zwarcia w linii 2 odpowiednie macierze opisujące układ połączeń - macierz L, położenie łączników – macierz Q oraz wektor G opisujący przepływ prądu zwarciego przyjmują następujące wartości:

$$L = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$Q = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$G = [1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \quad (8)$$

Wynik mnożenia macierzy G i L - wektor  $P = G L$  wskazuje uszkodzoną gałąź (wartość 1 na drugiej pozycji)

$$P = [0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \quad (9)$$

Wynik mnożenia macierzy Q i P - wektor  $D = Q P$  wskazuje łączniki zdalnie sterowane, które należy otworzyć aby wyizolować uszkodzoną gałąź (wartości 1 na odpowiednich pozycjach).

$$D = [0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0] \quad (10)$$

#### Instalowanie sygnalizatorów przepływu prądów zwarciovych

Urządzenia te pozwalają na określenie miejsca, w którym doszło do zwarcia międzyfazowego lub doziemienia. Taka informacja jest niezbędna aby dyżurny Obszarowego Centrum Dyspozytorskiego mógł bardzo szybko wysłać pracowników we właściwe miejsce w celu usunięcia awarii.

Sygnalizator i analizator przepływu prądów zwarciovych APZ-20, współpracujący z modułami FDIR, pracuje jako niezależny układ detekcji prądów zwarciovych w sieciach średniego napięcia. Może być instalowany na słupach, na których nie ma rozłączników, np. na odcinkach linii SN.

W skład kompletnego sygnalizatora APZ-20 wchodzi wówczas;

- sensor pomiarowy SP-1
- sterownik SO-54SR-301 zabudowany w szafce nadzoru,
- z układem zasilania gwarantowanego
- transformator SN/nN
- ograniczniki przepięć SN
- konstrukcja mocująca na dowolny słup SN



Rys.8 Sensor pomiarowy SP-1 [9]

Brak powyższego wyposażenia linii powoduje konieczność dokonania przeglądu kilkukilometrowego lub kilkunastokilometrowego odcinka linii co może potrwać nawet kilka godzin.

Coraz częściej stosowanym działaniem w celu poprawienia niezawodności linii SN jest budowanie nowych połączeń liniowych pomiędzy krytycznymi elementami linii. Wpływa to na zwiększenie elastyczności linii SN i zwiększenie możliwości niestandardowego zasilania części odbiorców.

#### Instalowanie łączników próżniowych prądu przemiennego

Łączniki próżniowe prądu przemiennego zaliczane są do najbardziej dynamicznie rozwijających się konstrukcji SN. Łączniki te cechują się brakiem szkodliwego działania łuku elektrycznego na otoczenie, wysokimi parametrami łączeniowymi, dużą niezawodnością i trwałością, odpornością na wpływy środowiskowe. W komorze próżniowej następuje duża prędkość narastania wytrzymałości po łukowej, wielokrotnie przewyższająca prędkość narastania tej wytrzymałości w innych mediach, w których przerywany jest prąd elektryczny. Występowanie lub brak przerwy izolacyjnej widocznej powinien być decydującym kryterium oceny stanu położenia styków rozłącznika. Wskaźniki stanu położenia styków w układach tzw.

zamkniętych, nie gwarantują prawidłowej, poprawnej informacji o stanie położenia styków [9].

Możliwości niepoprawnego działania wynikające z awarii mechanizmów wewnątrz zbiorników zamkniętych, a także rozszczelnienia mogą być przyczyną błędnych informacji, wskazań, np. na jednym biegunie, co stwarza niebezpieczeństwo dla obsługujących je pracowników. Widoczna przerwa izolacyjna w układach tzw. otwartych eliminuje takie zagrożenie [9].

Rozłączniki typu SRNkp-24/400 (otwarte) z komorą próżniową zostały zainstalowane, w ilości kilkuset sztuk, na terenach grup większości grup energetycznych. Nie otrzymano sygnałów informujących o nieprawidłowej pracy, z powodu szadzi lub oblodzenia co w przypadku dużej ich ilości dla wskaźnika SAIDI ich odporność na warunki środowiskowe może mieć kluczowe znaczenie.



Rys.9 Rozłącznik podczas prób z oblodzeniem [9]

#### Wykonywanie prac na linii 15 kV w technologii prac pod napięciem (PPN)

Od kilkunastu lat następuje systematyczne zwiększanie udziału prac wykonywanych w technologii prac pod napięciem (PPN). Tworzone w oddziałach plany przewidują realizację w szerokim zakresie prac w technologii PPN na sieciach średniego napięcia oraz urządzeniach rozdzielczych. Prace PPN mają znaczny wpływ na poprawę ciągłości zasilania odbiorców w energię elektryczną. Pozwalają na utrzymanie w pełnej sprawności obiektów i urządzeń elektroenergetycznych bez wyłączania napięcia w trakcie przeglądów i prac doraźnych. Usuwanie awarii urządzeń w pełni lub częściowo pod napięciem skraca lub całkowicie eliminuje przerwy w dostarczeniu energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Prace pod napięciem ułatwiają utrzymanie w sprawności urządzeń stacji transformatorowo – rozdzielczych, co wpływa korzystnie na niezawodność sieci elektroenergetycznej. Prace w technologii PPN zmniejszają czas trwania oraz ilość wyłączeń z powodu prowadzenia prac eksploatacyjnych oraz ograniczają wyłączenia spowodowane awariami.

#### Monitoring sieci elektroenergetycznej

Realizowany jest poprzez wykorzystanie programu typu SCADA WindEx. System zapewnia odczyt danych na makiecie synoptycznej oraz ekranie komputera. Przeprowadza analizę zebranych danych, może pracować w systemach operacyjnych Windows, Linux, UNIX. Serwer WindEx pozwala na podłączenie dowolnej liczby terminali poprzez sieć Ethernet po łączach szeregowych lub modemowych. Komunikacja systemu z urządzeniami zewnętrznymi (np. zdalnie sterowanymi łącznikami) następuje poprzez wykorzystanie różnych mediów. Mogą to być łącza stałe, komutowane lub radiowe GPRS, Netman, TETRA. Główne zastosowania systemu WindEx to:

- zarządzanie sieciami elektroenergetycznymi na bardzo dużym terenie (Obszarowe Centra Dyspozytorskie, Zakładowe Dyspozycje Mocy, Krajowa Dyspozycja Mocy),
- zarządzanie obszarem sieci elektroenergetycznej (np. teren Rejonu Energetycznego lub Posterunku Energetycznego),
- zarządzanie obiektem energetycznym (np. stacja systemowa z obsługą),
- zarządzanie siecią przemysłową [10].

W efekcie wdrożenia modułu współpracującego z systemem dyspozytorskim SCADA oraz zintegrowanego z modułem obsługi połączeń alarmowych 991 uzyskano wiarygodne źródło o czasie trwania wszystkich wyłączeń i liczbie awarii.



**Rys.10** Wizualizacja stanu sieci elektroenergetycznej za pomocą systemu WindEx [10]

### Podsumowanie

W dobie dzisiejszych czasów i bardzo szybko rozwijającej się potrzeby przyłączania do systemu energetycznego.

Współczesny odbiorca oczekuje od firm dystrybucyjnych, zapewnienia niezawodności w zasilanie dla jego potrzeb. Co zmusza dystrybutorów energii elektrycznej do inwestowania w modernizację linii 15kV. Niestety w obszarach wiejskich nawet w 70% linii 15 kV istnieją jako linie napowietrzne. Jest to nie lada wyzwanie dla firm Dystrybucyjnych, które zmagają się z częstą awaryjnością takich linii. Identyfikacja uszkodzenia w napowietrznej linii wbrew pozorom nie jest taka oczywista.

- problemy z małymi przekrojami przewodów,
- zły stan uziemień,
- zły stan izolacji linii,
- problemy z prądami zwarciovymi w GPZ,

To wszystko powoduje bardzo wiele niewiadomych, które są niezbędne do wyliczenia i ustalenia prawidłowych nastaw roboczych. Istotnym z problemów jest identyfikacja zwarć w danej linii. Urządzenia które odpowiadają za prawidłową lokalizację uszkodzeń w danym odcinku linii nie są w stanie prawidłowo określić uszkodzenia. Niestety zdarza się że systemy które autonomicznie przywracają uszkodzoną linię do stanu pracy po przez izolowanie uszkodzonego odcinka linii, nie są w stanie zrobić tego w poprawny sposób. Spowodowane jest to również niskim nakładem na modernizację danej linii po przez instalowanie optymalnej ilości reklozerów i rozłączników radiowych, które przyspieszają konfigurację takiej linii w stanie wystąpienia uszkodzenia takiej linii. Lokalizacja za pomocą sygnalizatorów zwarć, które mierzą prądy pojawiające się podczas zwarcia w danym odcinku linii nie jest wystarczająco skuteczna dla potrzeby precyzyjnej lokalizacji. W takim przypadku pomoc Dyspozytora i zespołu Pogotowia Energetycznego pracującego przy usuwaniu danej awarii jest nie zastąpiona i ostateczna, doświadczenie i znajomość linii pozwala na szybkie zlokalizowanie uszkodzenia. Dystrybutorzy systemy zmuszeni są poszukiwać alternatywnych rozwiązań dla polepszenia parametrów danej linii. Stosują i testują

innowacyjne metody które wdrażają przy modernizacjach swoich linii 15KV.

### Bibliografia

1. <http://wm.pl/>
2. J. Dolega W.: *Standardy w zakresie parametrów technicznych energii elektrycznej i jakości obsługi odbiorców oraz konsekwencje ich nieprzestrzegania dla operatorów systemów*, *Energetyka*, nr 7/2012. Str. 21-30.
3. Komałka M., Serafin R., *Techniczne i ekonomiczne aspekty instalowania reklozerów w głębi sieci średniego napięcia*. Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki
4. <https://new.abb.com/medium-voltage/pl/aparatura/rozlaczniki-i-odlaczniki/rozlaczniki-i-odlaczniki-napowietrzne/rozlaczniki-trojfazowe-w-izolacji-sf6/rozlacznik-sectos-nxb>
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późniejszymi zmianami)
6. Grzybowski A.: Nie tylko linie. Wpływ nowych technologii na SAIDI i SAIFI. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. „Energia Elektryczna” – marzec 2015
7. Leniec J.: Ile kosztuje minuta niezawodności?, *PTPIREE*, „Energia Elektryczna” nr 12/2014 str. 54-61.
8. Babś A. Automatyzacja sieci rozdzielczych jako podstawowy element sieci inteligentnych, *Automatyka-Elektryka-Zakłócenia* nr 2/2013, str. 22-27
9. Kiszło S., Kobyliński K., Frącek A., Prace badawczo-rozwojowe dotyczące rozłączników SN w Instytucie Energetyki – Zakładzie Doświadczalnym w Białymstoku, Urządzenia dla energetyki 3/2015, str. 1-3
10. <http://www.elkomtech.com.pl/produkty/g/informacje-ogolne/ko/1/2.html?cHash=a540e5b55d4ede90b1d0177f1d86fb46>

### Possibility of application hybrid solutions for improving SAIDI coefficient in medium voltage lines

The purpose of this work is to analyze the indicator of the duration of interruptions in the supply of electricity SAIDI (System Average Interruption Duration Index) given by power distribution operators (DSOs). The topic is so important for the Polish economy that it can be treated as a social problem that can not only reduce the quality of life, but also the economic development of small towns and villages where power outages are much longer than in cities. However, at the same time investment activities aimed at improving the quality of electricity distribution in Poland represent a very high chance for the development of new innovative technologies. The article presents not only related aspects with medium voltage network automation, but also due to their technical and economic capabilities, modern devices. The key in the article is the effective solution to the problem of reliability in Poland and the presentation of selected directions of investment.

**Key words:** SAIDI electricity, medium voltage netwo

### Autorzy:

dr hab. inż. Dionizy Saniawa – Wydział Transportu i Elektrotechniki Uniwersytetu Technologiczno-Humanistycznego w Radomiu, Zakład Napędu Elektrycznego i Elektroniki Przemysłowej, ul. Malczewskiego 29, 26-600 Radom, tel. +48 48 361-77-63, d.saniawa@uthrad.pl  
mgr inż. Eryk Ostapiuk – Wydział Transportu i Elektrotechniki Uniwersytetu Technologiczno-Humanistycznego w Radomiu, ul. Malczewskiego 29, 26-600 Radom, tel. +48 48 361-70-63, e.ostapiuk@uthrad.pl  
mgr inż. Kamil Hebda - Wydział Transportu i Elektrotechniki Uniwersytetu Technologiczno-Humanistycznego w Radomiu, ul. Malczewskiego 29, 26-600 Radom, tel. +48 48 361-70-63, k.hebda@uthrad.pl  
mgr inż. Agata Bandrowska-Kaim - Wydział Transportu i Elektrotechniki Uniwersytetu Technologiczno-Humanistycznego w Radomiu, ul. Malczewskiego 29, 26-600 Radom, tel. +48 48 361-70-63, a.bandrowska-kaim@uthrad.pl