

## WSPOMAGANIE PROCEDURY LOKALIZACJI AWARII MIEJSKICH SIECI ROZDZIELCZYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Artur GANCARZ<sup>1</sup>, Wojciech BĄCHOREK<sup>2</sup>

1. Katedra Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie  
tel: (012) 617 37 60 fax: (012) 634 57 21 e-mail: einstein@agh.edu.pl
2. Katedra Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie  
tel: (012) 617 32 47 fax: (012) 634 57 21 e-mail: wojbach@agh.edu.pl

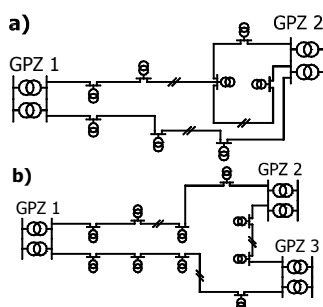
**Streszczenie:** Obecne regulacje prawne określają coraz bardziej rygorystycznie wartości parametrów jakości i niezawodności dostawy energii elektrycznej. Przy wykorzystaniu narzędzi programistycznych stworzona została baza informacji o sieci w stanie pracy normalnej i zakłócenia pozwalające na identyfikację szczegółową zakłóceń. Gromadzone dane są przetwarzane w bazie danych (SQL) i podlegają obróbce statystycznej. Na podstawie danych historycznych tworzone są procedury wspomagające lokalizację miejsca zakłócenia z uwzględnieniem wpływu różnych czynników.

**Słowa kluczowe:** miejskie sieci kablowe średnich napięć, lokalizacja awarii, zasilanie rezerwowe.

### 1. WSTĘP

#### 1.1. Układy pracy sieci elektroenergetycznych SN

Sieci rozdzielcze średniego napięcia (SN), w zależności od gęstości powierzchniowej obciążenia, tworzą struktury zamknięte lub otwarte. Kształtowany, wraz z rozwojem, układ sieci zapewnia pożądany poziom pewności zasilania. Stosowane są różne układy sieciowe [1], m.in.: pętlowe, kłosowe i magistralne (rys. 1).



Rys. 1. Układy pracy sieci rozdzielczej: a) kłosowy, b) magistralny (GPZ – główny punkt zasilający)

Niezależnie od układu pracy sieci SN, odbiorcy zasilani są z jednego źródła. W przypadku uszkodzenia jednego z elementów drogi zasilania, następuje przerwa w dostawie energii elektrycznej. Przywrócenie zasilania możliwe jest po dokonaniu przełączeń (ręcznie lub automatycznie) tak, aby wykluczyć z pracy uszkodzony

element sieci. Alternatywą jest bezpośrednia naprawa przez odpowiednie służby techniczne. Wymienione sytuacje powodują trudne do oszacowania straty zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy. Ciągłość dostawy energii elektrycznej jest złożonym problemem, opisanym przez: rodzaj przerwy (planowa, nieplanowa), czas trwania przerwy (krótka, długa), poziom napięcia sieci. Wyznacza się również różnego typu wskaźniki charakteryzujące ciągłość zasilania, w tym liczbę i czas trwania wyłączeń czy też ilość niedostarczonej energii w odniesieniu do czasu (np. roku) oraz ilości zasilanych odbiorców.

#### 1.2. Niezawodność pracy sieci rozdzielczej SN

Wszelkiego typu analizy niezawodności pracy sieci uwzględniają kwestie czasu trwania przerw i przyczyn ich powstawania. Niezależnie od przyczyny, odpowiedzialnym za likwidację przerw w zasilaniu odbiorcy jest operator systemu dystrybucyjnego. Jego zadaniem jest jak najszybsze przywrócenie zasilania.

Zakłócenia w pracy sieci powodowane są przez różne przyczyny związane z zawodnością elementów sieci, ich warunkami pracy oraz czynnikami zewnętrznymi. Wśród nich można wyróżnić:

- przeciążenia elementów,
- procesy starzeniowe,
- warunki meteorologiczne,
- błędy konstrukcyjne, wady elementów,
- przypadkową lub celową działalność człowieka.

Odpowiednie przepisy [2] narzucają ograniczenia dotyczące czasu trwania zakłócenia, w tym brak zasilania odbiorców. Na czas trwania przerwy w zasilaniu ma wpływ wiele czynników. Wśród nich decydujące znaczenie mają:

- przyczyna wyłączenia (zakłócenie przemijające),
- układ i rozległość sieci,
- rodzaj i typ uszkodzonego elementu,
- stopień zautomatyzowania sieci,
- procedura lokalizacji awarii (szybkość w ustaleniu uszkodzenia),
- wiedza i doświadczenie służb technicznych o sieci,
- zgłoszenia odbiorców (identyfikacja uszkodzenia).

Dotychczas stosowane procedury lokalizacji awarii w rozległych sieciach opiera się głównie na znajomości

aktualnych konfiguracji i topologii sieci oraz na doświadczeniu służb technicznych. Wprowadzanie coraz bardziej rozbudowanych systemów informatycznych, do pracy służb nadzoru i kierowania pracą sieci elektroenergetycznych, stwarza możliwość wypracowania nowych procedur wspomagania działań służb technicznych. Powinny one zapewniać dostęp do ciągle aktualizowanej bazy o elementach sieci, statystyce i przyczynach ich awaryjności. Obok inwestycyjnych sposobów zapewnienia wymaganego poziomu ciągłości dostaw celowe staje się usprawnienie procedur lokalizacji uszkodzeń w sieci rozdzielczej. Należy to traktować jako dalszy etap poprawy jakości dostaw energii obejmujący działania organizacyjne.

## 2. PROCEDURY LOKALIZACJI AWARII

### 2.1. Eksploatacja sieci rozdzielczej

Rozdzielczą sieć średniego napięcia, zasilającą transformatory SN/nn, musi cechować duża niezawodność. Z tego względu stosowane są struktury zamknięte sieci o układach zależnych od: urbanistyki, długości ciągów liniowych czy rodzaju zasilanych odbiorców [1]. Czas przerwy w zasilaniu uzależniony jest od możliwości i sprawności w realizacji przełączeń eliminujących uszkodzenie lub przeprowadzenia naprawy.

Usuwanie awarii zajmują się powołane do tego odpowiednie służby techniczne. Koordynacją ekip remontowych zajmuje się pracownik rejonowej dyspozycji ruchu, który odpowiada za poprawną pracę sieci. Awarie usuwane bezpośrednio przez służby techniczne wiążą się z długimi okresami przerw beznapięciowych.

Przyczyną awarii może być wiele czynników, które często nie są znane dyspozytorowi. Procedury lokalizacji awarii (uszkodzeń nieprzemijających) są uzależnione od możliwości technicznych, m.in.: zdalnych przełączeń, sygnalizacji oraz typu zakłócenia. Pomocne są bezpośrednie zgłoszenia od odbiorców i/lub wykonawców robót prowadzonych w pobliżu linii elektroenergetycznych. Brak tych informacji wydłuża czas przerwy w zasilaniu, zwłaszcza w przypadku długich i rozległych sieci.

Prowadzenie przez spółki dystrybucyjne planowych prac remontowych i konserwacyjnych ma na celu poprawę pewności pracy sieci eliminującą potencjalne zakłócenia natury wewnętrznej (wady elementów, starzenie się) [3].

Skuteczne działanie automatyki (np. samoczynne załączanie rezerwy) pozwala na szybkie przywrócenie zasilania w przypadku zakłóceń przemijających albo umożliwia zasilanie rezerwowe przy uszkodzeniach trwałych.

### 2.2. Istniejące sposoby lokalizacji awarii

Czas awaryjnej przerwy w zasilaniu obejmuje fazę lokalizacji uszkodzenia przez dokonanie (często licznych) prób łączeniowych, a niekiedy również fazę naprawy uszkodzonego elementu. W pierwszym przypadku odczuwalny przez odbiorcę czas przerwy beznapięciowej związany jest ze sprawnością w lokalizacji awarii i możliwością zasilania alternatywną drogą. W drugim przypadku powiązany jest z przyczyną i rozległością uszkodzeń.

Procedura lokalizacji awarii polega na przeprowadzeniu serii operacji łączeniowych. Często praktyką jest podział wyłączonej przez zabezpieczenia linii na mniejsze odcinki, a następnie dokonaniu prób załączenia

napięcia. Przez dalszy podział zawęża się obszar poszukiwań miejsca awarii. Powtórne zadziałanie zabezpieczeń wskazuje na wystąpienie zakłóceń w załączonym właśnie odcinku. Procedura jest kontynuowana do momentu lokalizacji uszkodzonego odcinka linii. Wadą tej procedury jest wielokrotne załączanie wyłączników przy znacznych prądach (przeciążeniowych lub zwarciovych) oraz stwarza dodatkowe zagrożenie uszkodzenia innych elementów sieci. Powyższe działania są również uciążliwe dla odbiorcy. Zdecydowanym ułatwieniem dla służb technicznych są zamontowane wskaźniki przepływu prądów zwarciovych w stacjach SN/nn (jest ich niewielka liczba).

W celu poprawy ciągłości dostaw energii koniecznym staje się usprawnienie procedur lokalizacji uszkodzeń.

## 3. WSPOMAGANIE PROCEDURY LOKALIZACJI

### 3.1. Baza informacji o awaryjności sieci

Przedmiotem analizy jest fragment miejskiej sieci kablowej SN, dla której zgromadzono dostępne informacje o awariach z kilkuletniej historii. Dotyczą one poszczególnych odcinków sieci i określają m.in.:

- rodzaj uszkodzenia (mechaniczne, starzeniowe);
- datę wystąpienia uszkodzenia;
- typ kabla (olejowy, sieciowany, niesieciowany);
- ilość uszkodzeń w badanym okresie czasu;
- długość odcinka.

Dane pozwoliły na utworzenie statystyki częstości występowania uszkodzeń, a w dalszej kolejności zaproponowania metody wnioskowania o miejscu występowania kolejnych uszkodzeń.

Informacje o sieci zostały wprowadzone do bazy danych SQL. Opracowano uniwersalny interfejs dostępu i edycji zbioru danych. Każde uzupełnienie informacji automatycznie jest uwzględniane w kolejnych zapytaniach do bazy danych i ma wpływ na wyniki procedury wspomagania lokalizacji awarii.

### 3.2. Wspomaganie procedury lokalizacji

Procedura wspomagająca lokalizację wykorzystuje informacje o awaryjności sieci. Zdarzenia zapisane w bazie uwzględnia się w postaci procentowych wskaźników punktowych. Ilość punktów dla danego odcinka linii świadczy o zwiększonym stopniu ryzyka jego uszkodzenia w dalszym okresie eksploatacji. Umożliwia to ograniczenie ilości prób łączeniowych i skraca czas lokalizacji awarii. W analizie brano pod uwagę:

- ilość awarii w analizowanym okresie,
- ilość awarii w okresie ostatnich 12 miesięcy od daty wystąpienia bieżącej awarii,
- przyczynę ostatniego uszkodzenia (mechaniczne),
- typ kabla w danym odcinku,
- długość odcinka.

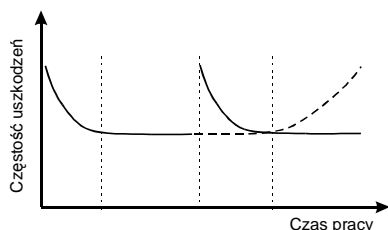
Uwzględnienie powyższych elementów procedury wynika z przeprowadzonej analizy danych awaryjności badanego fragmentu sieci. Zauważono, że:

- w ok. 1/3 przypadków uszkodzenia odcinków powtarzały się (w tym prawie połowa wystąpiła więcej niż dwa razy),
- kolejne uszkodzenie tego samego odcinka linii występuje najczęściej w okresie jednego roku; specyfiką uszkodzeń urządzeń elektroenerge-

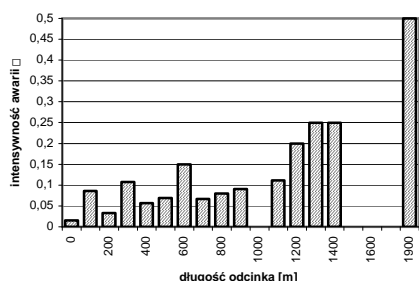
tycznych jest tzw. krzywa wannowa (rys.2); naprawa uszkodzenia rozpoczyna nowy okres wzmózonej intensywności uszkodzeń w dalszej eksploatacji [4],

- pierwsze awarie z serii uszkodzeń są często uszkodzeniami natury mechanicznej (roboty ziemne).

Powyższe zależności uwzględniono wprowadzając system procentowych punktów karnych w odniesieniu do przypadku najbardziej niekorzystnego zdarzenia. Maksymalną liczbę punktów otrzymuje odcinek linii o największej ilości awarii w całym badanym okresie i ostatnim roku eksploatacji. Dodatkowe punkty dopisywane są w przypadku, gdy ostatnie uszkodzenie było natury mechanicznej. Punkty uwzględniające typ przewodu ustalono na podstawie liczby ich uszkodzeń w analizowanym przedziale czasu. Ryzyko uszkodzenia danego odcinka oceniano także na podstawie jego typu i długości. Dla badanej sieci zgromadzono dane na temat ilości uszkodzeń różnych typów kabli oraz uwzględniano intensywność uszkodzeń w funkcji długości odcinków (rys.3). Informacja o długości służyła do ustalenia harmonogramu kontroli wszystkich odcinków o jednakowej liczbie punktów.



Rys. 2. Wykres intensywność awarii w funkcji wieku urządzenia z uwzględnieniem przypadku przeprowadzonego remontu



Rys. 3. Intensywność awarii w zależności od długości odcinka linii

Uzyskana punktacja pozwala na wytypowanie odcinków najbardziej narażonych na uszkodzenia. Suma punktów z opisanej powyżej procedury szereguje odcinki linii od najbardziej do najmniej narażonych na awarię.

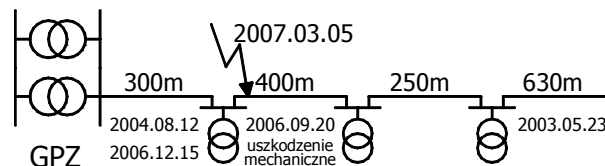
#### 4. PRZYKŁADY

##### 4.1. Procedura obliczeniowa

Do wyznaczania wskaźników procentowych poszczególnych odcinków linii opracowano zależność (1). Tok obliczeń przedstawiono dla pojedynczej linii testowej. Informacje historyczne (wystąpienia awarii) oraz techniczne (długość, ilość itp.) zamieszczono na rysunku 4. Odcinek nr 2, który uległ awarii, otrzymał największą wartość wskaźnika procentowego (tablica 1).

$$K_i = \left( \frac{A_i}{(A_i)_{\max}} + \frac{B_i}{(B_i)_{\max}} + C_i + \frac{D_i}{(D_i)_{\max}} \right) \cdot 100 \quad (1)$$

gdzie:  $K_i$  – suma punktów „karnych” dla  $i$ -tego odcinka,  $A_i$  – ilość awarii w  $i$ -tym odcinku,  $B_i$  – ilość awarii w  $i$ -tym odcinku w ostatnich 12 miesiącach,  $C_i$  – wskaźnik równy 1 w przypadku ostatniej awarii natury mechanicznej,  $D_i$  – awaryjność (procentowa) dla danego typu odcinka,  $(A_i)_{\max}$ ;  $(B_i)_{\max}$ ;  $(D_i)_{\max}$  – wartości maksymalne parametrów.



Rys. 4. Linia przykładowa i jej dane techniczne

Tablica 1. Zestawienie wyników w przykładzie teoretycznym

Odcinek	Awarye		Ost. 12 m-cy		Ostatnie uszk. mech.	Typ		Długość [m]	Punktacja	Ocena
	Ilość	Punkty	Ilość	Punkty		Nazwa	Punkty			
1	2	100	1	100	-	niesieciow.	30	300	230	2
2	1	50	1	100	100	olejowy	100	400	350	1
3	-	-	-	-	-	olejowy	100	250	100	4
4	1	50	-	-	-	olejowy	100	630	150	3

##### 4.2. Przykłady procedury dla rzeczywistej sieci

Dalsze przykłady bazują na rzeczywistych danych. Zgromadzono informacje o występowaniu awarii odcinków kablowych na przełomie ostatnich kilku lat.

Tablica 2. Zestawienie dla 1-go przypadku awarii

Odcinek	Awarye		Ost. 12 m-cy		Ostatnie uszk. mech.	Typ		Długość [m]	Punktacja	Ocena
	Ilość	Punkty	Ilość	Punkty		Nazwa	Punkty			
1	-	-	-	-	-	olejowy	100	2300	100	4
2	1	50	1	50	-	niesieciow.	37	430	137	3
3	-	-	-	-	-	inny	47	950	47	7
4	-	-	-	-	-	inny	47	1000	47	6
5	-	-	-	-	-	inny	47	83	47	19
6	-	-	-	-	-	inny	47	115	47	17
7	-	-	-	-	-	olejowy	100	115	100	5
8	-	-	-	-	-	inny	47	115	47	17
9	-	-	-	-	-	inny	47	160	47	14
10	-	-	-	-	-	inny	47	115	47	17
11	-	-	-	-	-	inny	47	150	47	15
12	-	-	-	-	-	inny	47	130	47	16
13	-	-	-	-	-	inny	47	210	47	13
14	-	-	-	-	-	inny	47	250	47	12
15	-	-	-	-	-	inny	47	130	47	16
16	-	-	-	-	-	inny	47	360	47	11
17	-	-	-	-	-	inny	47	405	47	10
18	-	-	-	-	-	inny	47	595	47	8
19	-	-	-	-	-	inny	47	500	47	9
20	1	50	1	50	-	olejowy	100	650	200	2
21	2	100	2	100	-	olejowy	100	410	300	1
22	-	-	-	-	-	inny	47	106	47	18

Informacje o ich ilości, rodzaju i czasie wystąpienia wykorzystano do wytypowania odcinków najbardziej narażonych na wystąpienie awarii w dalszym okresie eksploatacji. Analizowano 107 linii obejmujących 992 odcinki kablowe. Zgromadzono dane o 267 przypadkach wystąpienia awarii. Dane podzielono na dwie grupy: dane historyczne i dane kontrolne (dla weryfikacji procedury). Omówiona procedura realizowana jest za każdym razem, gdy ujawnia się nowa awaria.

W tablicach 2 i 3 zamieszczono obliczenia dla dwóch przypadków awarii wybranej linii. Drugi przypadek awarii wystąpił w okresie późniejszym, dla którego dysponowano licznym zbiorem informacji. Umożliwiło to bardziej precyzyjną lokalizację uszkodzenia (tablica 4, linia nr 4).

Tablica 3. Zestawienie dla 2-go przypadku awarii linii

Odcinek	Awaria		Ost. 12 m-cy		Ostatnie uszk. mech.	Typ		Długość [m]	Punktacja	Ocena
	Ilość	Punkty	Ilość	Punkty		Nazwa	Punkty			
1	1	33,3	-	-	-	olejowy	100	2300	133,3	4
2	1	33,3	-	-	-	niesieciow.	37	430	70,3	5
3	-	-	-	-	-	inny	47	950	47	7
4	-	-	-	-	-	inny	47	1000	47	6
5	-	-	-	-	-	inny	47	83	47	19
6	-	-	-	-	-	inny	47	115	47	17
7	1	33,3	1	100	100	olejowy	100	115	333	1
8	-	-	-	-	-	inny	47	115	47	17
9	-	-	-	-	-	inny	47	160	47	14
10	-	-	-	-	-	inny	47	115	47	17
11	-	-	-	-	-	inny	47	150	47	15
12	-	-	-	-	-	inny	47	130	47	16
13	-	-	-	-	-	inny	47	210	47	13
14	-	-	-	-	-	inny	47	250	47	12
15	-	-	-	-	-	inny	47	130	47	16
16	-	-	-	-	-	inny	47	360	47	11
17	-	-	-	-	-	inny	47	405	47	10
18	-	-	-	-	-	inny	47	595	47	8
19	-	-	-	-	-	inny	47	500	47	9
20	2	66,7	-	-	-	olejowy	100	650	166,6	3
21	3	100	-	-	-	olejowy	100	410	200	2
22	-	-	-	-	-	inny	47	106	47	18

#### 4.3. Wpływ innych czynników na awaryjność sieci

W analizie ilościowej stwierdzono zwiększoną awaryjność odcinków linii zasilanych bezpośrednio z GPZ-ów. Sytuacja dotyczyła 22 ze 107 linii (w tym ok. 30% uszkodzeń wielokrotnych). Są to w praktyce odcinki najdłużej eksploatowane i najbardziej obciążone.

#### 4.4. Weryfikacja procedury

W całej analizowanej sieci procedurę można zastosować do 10 linii o długości powyżej średniej z całego obszaru. Linie te mają bogatą historię, co pozwala na weryfikację

poprawności wnioskowania. W przypadku linii krótkich (często o wiele nowszych), dla których dysponowano nielicznymi przypadkami występowania awarii omawiana procedura osiąga niską trafność prognozy (tj. przy małym współczynniku nasilenia awarii przypadających na pojedynczy odcinek). W tablicy 5 zestawiono informacje o trafności prognozy miejsc uszkodzeń.

Tablica 4. Zestawienie stosowania procedury dla 10-ciu linii

Nr linii	Ilość gałęzi	Ilość awarii sumaryczna	Wsp. nasilenia awarii	Nr uszk. odcinka	Nr odcinka wg prognozy
1	22	14	0,64	1	1
2	13	14	1,08	5	2
3	12	8	0,67	4	1
4	22	9	0,41	20 / 7	2 / 1
5	15	7	0,47	13	1
6	8	8	1,00	2	2
7	18	7	0,39	9	3
8	14	17	1,21	12	1
9	11	9	0,82	4	2
10	32	12	0,38	15	4

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

- Stosowalność metody uzależniona jest od dostępności informacji o awaryjności i jest celowa dla linii o dużej ilości odcinków (rozległe sieci miejskie). Celowe jest zbieranie większej liczby i różnego rodzaju informacji w istniejących systemach informatycznych.
- Prezentowana metoda wspomagania lokalizacji awarii wykazuje wysoką przewidywalność miejsc występowania awarii.
- W istniejących systemach wspomagających pracę dyspozytorów informacje o części zdarzeń są rejestrowane. Konsolidacja wybranych informacji umożliwi wykorzystywanie ich do usprawnienia pracy służb eksploatacyjnych.

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. Kujszczyk Sz.: Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, Wydawnictwo Oficyna Wydawnicza Pol. Warszawskiej, Warszawa 2004, ISBN 83-7207-506-9
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 04.05.2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz.U. 2007 nr 93, poz. 623
3. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Sierociński T.: Znaczenie niezawodności sieci rozdzielczych w nowych warunkach, XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa APE'03, ISBN 83-909885-2-6
4. Kowalski Z.: Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej, Politechnika Łódzka, Łódź (1992)

## AID OF FAILURE LOCATING PROCEDURES IN URBAN POWER DISTRIBUTION NETWORKS

Polish decree determines the quality and reliability parameters of power supply. Therefore, it is purposeful to create a databases of disturbances in normal and postfailure conditions of power distribution network with use of programming tools. The collecting data are processing and analysed in SQL database. Procedure of locating a failure are designing used collected historical data and informations of power distribution network.