



Imię i nazwisko autora rozprawy: Andrzej Kąkol
Dyscyplina naukowa: Elektrotechnika

AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Tytuł rozprawy w języku polskim: Wielokryterialny algorytm poprawy pewności pracy
sieci średnich napięć

Tytuł rozprawy w języku angielskim: A multi-criterial algorithm to improve medium voltage grid
operations certainty

Promotor	Drugi promotor
<i>podpis</i>	<i>podpis</i>
prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny, prof. zw. PG	
Promotor pomocniczy	Kopromotor
<i>podpis</i>	<i>podpis</i>
dr hab. inż. Jacek Klucznik, prof. nadzw. PG	

1	WSTĘP	1
2	TEZA ORAZ CEL I ZAKRES PRACY	2
3	PREZENTACJA CZĘŚCI TEORETYCZNEJ DYSERTACJI	3
3.1	WARUNKI PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN	3
3.2	OCENA STANU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH	4
3.3	OPTYMALIZACJA.....	5
3.3.1	<i>Optymalizacja rojem cząstek (PSO)</i>	5
3.3.2	<i>Zagadnienie optymalizacji pracy sieci SN</i>	6
4	PREZENTACJA METODYKI BADAWCZEJ	7
4.1	DOBÓR PUNKTÓW PODZIAŁU I ROZMIESZCZENIE ŁĄCZNIKÓW ZDALNIE STEROWANYCH W SIECI SN (CZĘŚĆ PIERWSZA PROCEDURY BADAWCZEJ).....	8
4.1.1	<i>Założenia</i>	8
4.1.2	<i>Przebieg procedury badawczej</i>	8
4.1.3	<i>Zasady wyszukiwania zbioru rozwiązań akceptowalnych</i>	10
4.1.4	<i>Funkcja celu i zbiór ograniczeń dla problemu optymalnego doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej</i>	11
4.1.5	<i>Elementy składowe funkcji celu</i>	12
4.1.6	<i>Ograniczenia wektora rozwiązań</i>	13
4.1.7	<i>Identyfikacja zbioru rozwiązań niezdominowanych i wybór rozwiązania dla procesu A.1</i>	13
4.1.8	<i>Zasada rozmieszczania łączników zdalnie sterowanych</i>	14
4.2	WYKORZYSTANIE ŁĄCZNIKÓW ZDALNIE STEROWANYCH (CZĘŚĆ DRUGA PROCEDURY BADAWCZEJ).....	15
4.2.1	<i>Założenia i przebieg procedury badawczej</i>	15
4.2.2	<i>Przebieg procedury badawczej</i>	16
4.2.3	<i>Funkcja celu i ograniczenia</i>	17
4.2.4	<i>Ograniczenia wektora rozwiązań</i>	18
4.3	PARAMETRY PODLEGAJĄCE OCENIE	19
4.4	PODSUMOWANIE	19
5	PRZYGOTOWANIE MODELU SYMULACYJNEGO	20
5.1	PRZYGOTOWANIE MODELI OBLICZENIOWYCH	20
5.2	CHARAKTERYSTYKA MODELI OBLICZENIOWYCH — MODEL PEŁNY	20
5.3	PROFILE ZAPOTRZEBOWANIA I GENERACJI	21
6	DOBÓR KRYTERIÓW DLA PROBLEMU OPTYMALNEGO DOBORU MIEJSC PODZIAŁU SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ	23
6.1	PARAMETRY SYMULACJI	23
6.2	WYNIKI SYMULACJI W MODELU PEŁNYM	23
6.2.1	<i>Korelacja funkcji kryterialnych</i>	23
6.2.2	<i>Korelacja wskaźników niezawodności</i>	24
6.3	PODSUMOWANIE	25
7	BADANIA SYMULACYJNE NA MODELU PEŁNYM	26
7.1	WYSZUKIWANIE OPTYMALNYCH MIEJSC PODZIAŁU SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ	26
7.1.1	<i>Identyfikacja zbioru rozwiązań niezdominowanych</i>	26
7.1.2	<i>Rozwiązanie problemu doboru punktów podziału sieci elektroenergetycznej</i>	28
7.2	ROZMIESZCZENIE ŁĄCZNIKÓW STEROWANYCH RADIOWO	29
7.3	OPTYMALIZACJA W CYKLU DOBOWYM	33
7.3.1	<i>Ocena efektywności rekonfiguracji sieci</i>	33
7.3.2	<i>Zbiorcze zestawienia wyników symulacji</i>	33
7.4	SYMULACJA WARUNKÓW DOBOWYCH PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM GENERACJI ROZPROSZONEJ	35
7.5	PODSUMOWANIE	36
8	WNIOSKI	38
9	BIBLIOGRAFIA	41

1 WSTĘP

W ostatnich latach, na skutek rozwoju generacji rozproszonej oraz wprowadzenia regulacji jakościowej [1], jest obserwowany stopniowy wzrost zainteresowania pracą sieci średnich i niskich napięć. W głębi sieci SN są instalowane urządzenia pomiarowe, postępuje proces automatyzacji sieci. W pracy sprawdzono czy wzrost obserwowalności sieci w połączeniu z wykorzystaniem łączników zdalnie sterowanych może przyczynić się do poprawy efektywności pracy sieci dystrybucyjnych SN. Przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć i obciążeń, jak również awaryjne wyłączenia, są sygnalizowane dyspozytorowi. Ten ma możliwość zmiany konfiguracji sieci, przy wykorzystaniu telesterowania i łączników zdalnie sterowalnych. Powyższe było motywacją do realizacji dysertacji pt.: *Wielokryterialny algorytm poprawy parametrów pracy sieci średnich napięć*.

Zawartość dysertacji

Rozprawa została podzielona na 12 rozdziałów, z których pierwsze dwa zostały poświęcone informacjom wstępnym i prezentacji tezy pracy. W rozdziałach 3 – 5 rozprawy opisano:

- charakterystykę warunków planowania i eksploatacji sieci SN,
- parametry wykorzystywane do oceny warunków pracy oraz niezawodności sieci SN,
- wykorzystywaną w dysertacji metodę optymalizacji – algorytm PSO.

W rozdziale 6 rozprawy dokonano prezentacji metodyki badawczej, a dla problemów optymalizacji zdefiniowano funkcje celu oraz warunki brzegowe. W rozdziale 7 przedstawiono krótki opis programu narzędziowego, który został wykorzystany do przeprowadzenia obliczeń (PowerFactory firmy DlgSILENT). Rozdział 8 zawiera opis modeli sieci elektroenergetycznej wykorzystanych w pracy (model testowy i model pełny). W rozdziale 9 przedstawiono wyniki analizy wyboru kryteriów optymalizacji dla problemu doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej. Rozdziały 10 i 11 to prezentacja wyników symulacji wykonanych na modelu testowym oraz pełnym.

W rozdziale 12 dokonano weryfikacji tezy pracy. Wskazano zagadnienia, o które warto rozszerzyć metodykę badawczą, jak również zagadnienia, które mogą zostać uwzględnione w procedurze w inny sposób niż przyjęto w dysertacji.

Rozprawę kończy spis literatury wykorzystywanej w dysertacji oraz załączniki z informacjami uzupełniającymi o modelach obliczeniowych i tabelarycznym zestawieniem wyników symulacji w wybranych wariantach.

Zawartość autoreferatu

W autoreferacie przedstawiono tezę pracy oraz opis metodyki badawczej. Prezentacja wyników symulacji została ograniczona do wybranych wyników otrzymanych z symulacji na modelu pełnym. Na zakończenie sformułowane zostały wnioski, w których odniesiono się do tezy pracy.

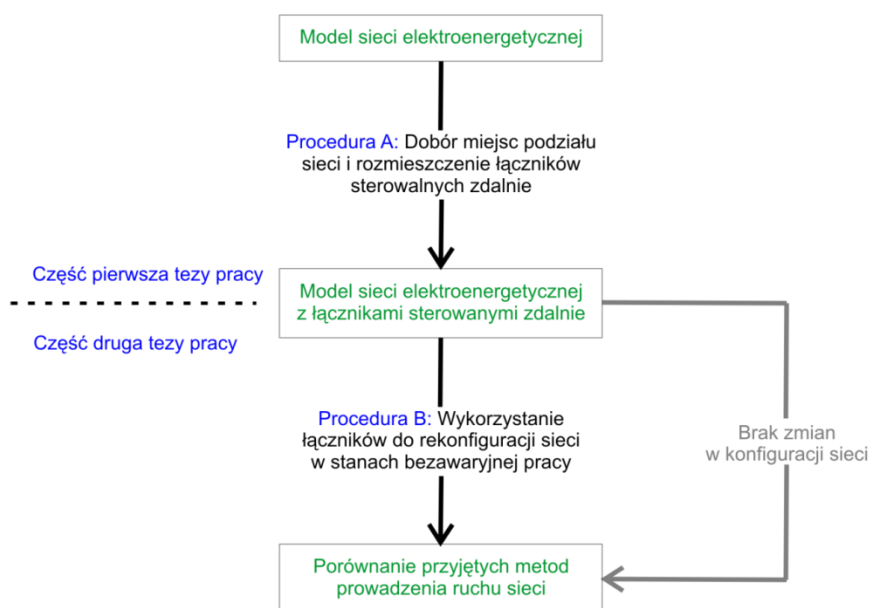
2 TEZA ORAZ CEL I ZAKRES PRACY

Instalacja źródeł energii rozproszonej w sieci średnich napięć może prowadzić do zmiany kierunku przepływu energii elektrycznej. Ze względu na typ instalowanych źródeł energii, których poziom generacji jest uzależniony od warunków atmosferycznych, poziom generacji tych źródeł nie podlega harmonogramowaniu. Praca nieharmonogramowanych źródeł energii rozproszonej w sieci średnich i niskich napięć, w połączeniu z dobową zmiennością obciążenia, powoduje zmiany w warunkach pracy tej sieci, jak również jest przyczyną występowania nowych zagrożeń dla pracy tej sieci. W związku z powyższym, można sformułować następującą tezę pracy:

1. Wykorzystanie dostępnych i instalacja nowych środków technicznych w infrastrukturze sieci średnich napięć zwiększa efektywność i niezawodność pracy sieci. Lokalizacja inwestycji sieciowych ma wpływ na parametry pracy sieci.
2. W przypadku sieci średnich napięć, które w niedalekiej przyszłości będą charakteryzować się dużym nasyceniem źródeł generacji rozproszonej, niezbędne jest zastosowanie systemów optymalizacji. Zastosowanie nowoczesnych metod optymalizacji z wykorzystaniem modeli matematycznych umożliwi opracowanie algorytmów zapewniających poprawę podstawowych wskaźników dotyczących pewności zasilania odbiorców poprzez zmianę konfiguracji sieci. W związku z niekontrolowanym i nieprognozowanym harmonogramem pracy źródeł generacji rozproszonej, wskazane jest zastosowanie systemów optymalizacji działających w czasie rzeczywistym, uwzględniających bieżącą strukturę sieci, poziom zapotrzebowania i rozkład generacji.

Cel pracy

Celem pracy było wykazanie możliwości zwiększenia efektywności pracy sieci dystrybucyjnych SN, przy wykorzystaniu dostępnych i coraz powszechniej instalowanych środków technicznych, takich jak: łączniki zdalnie sterowalne, urządzenia pomiarowe, transmisja (bez)przewodowa. W tym celu została opracowana dwuczęściowa procedura, której zastosowanie poprawia efektywność pracy sieci SN. Rezultatem części pierwszej procedury są miejsca instalacji łączników zdalnie sterowanych, które w części drugiej procedury są wykorzystywane do zmiany układu pracy sieci i dostosowania jej do aktualnych warunków pracy. Idea ta została przedstawiona na rysunku 2.1.



Rysunek 2.1 Wizualizacja celu pracy

3 PREZENTACJA CZĘŚCI TEORETYCZNEJ DYSERTACJI

W części teoretycznej dysertacji dokonano prezentacji warunków eksploatacji sieci elektroenergetycznych średnich napięć, warunków prowadzenia prac planistycznych w różnym horyzoncie czasowym. W kolejnych rozdziałach dysertacji dokonano prezentacji wskaźników wykorzystywanych do oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej, metodyki przygotowywania modelu do analiz niezawodnościowych oraz zagadnień związanych z optymalizacją (informacje ogólne) wraz z prezentacją algorytmu optymalizacji rojem cząstek (PSO).

Poniżej przedstawiono syntetyczne streszczenie zawartości rozdziałów 3 – 5 w zakresie istotnym dla realizacji niniejszej pracy.

3.1 Warunki pracy sieci dystrybucyjnych SN

Parametry energii elektrycznej dostarczonej do odbiorcy końcowego nie mogą przekraczać wartości granicznych podanych w dokumentach normatywnych, np. [2], [3]. Powyższe musi być zachowane również przy ograniczonym dostępie do danych czasu rzeczywistego czy dostępności elementów wykonawczych [4], [5], [6]. Domyślnym układem pracy sieci jest układ otwarty. Natomiast, ze względów niezawodnościowych, pożądaną strukturą sieci jest struktura zamknięta. Poniżej podano definicje struktury i układu pracy sieci elektroenergetycznej w rozumieniu wykorzystywanym w dysertacji.

Struktura sieci elektroenergetycznej jest określona przez układ fizycznych połączeń pomiędzy węzłami elektrycznymi przy zamkniętych pozycjach wszystkich łączników. Sieci elektroenergetyczne mogą mieć strukturę otwartą lub zamkniętą [7]. Dla każdego punktu w sieci o strukturze otwartej można wskazać tylko jeden zbiór elementów (gałęzi) pomiędzy tym punktem a punktem zasilającym – rozdzielnią SN w stacji 110 kV/SN. Przekształcenie sieci o strukturze otwartej w sieć o strukturze zamkniętej może być zrealizowane jedynie przez realizację inwestycji w postaci budowy nowego połączenia pomiędzy węzłami już istniejącymi.

Układ pracy sieci elektroenergetycznej jest określony strukturą sieci elektroenergetycznej oraz stanem łączników. Ponownie do opisu aktualnego układu połączeń są stosowane pojęcia układu otwartego i zamkniętego. Przy czym klasyfikacja odbywa się z uwzględnieniem stanu łączników.

Osobnym zagadnieniem jest pojęcie *planowania*, które może być zastosowane do szeregu działań realizowanych w różnych horyzontach czasowych. W planowaniu rozwoju sieci jak i w planowaniu pracy należy uwzględnić, m.in. rozwój generacji rozproszonej, zasobniki energii elektrycznej, czy wzrost obserwowalności i sterowalności sieci [8], [9], [10]. Prowadzone prace badawcze mają na celu opracowanie nowych bądź modyfikację istniejących metod planowania, przy wykorzystaniu nowych elementów w sieci SN. Rezultaty prac badawczych są weryfikowane w warunkach laboratoryjnych [11] lub instalacjach pilotażowych [12], [13], [14]. Dzięki automatyzacji sieci jest możliwe zrealizowanie szeregu prac mających na celu, m.in. poprawę wskaźników ciągłości zasilania [15] przez zmniejszenie liczby odbiorców pozbawionych zasilania [16], jak i skrócenie czasu przerw w zasilaniu [17]. Osobną grupę zagadnień stanowią zagadnienia, do których rozwiązania stosuje się obliczenia rozptyłowe. Są to m.in.: minimalizacja strat energii elektrycznej [18], minimalizacja zmian napięcia na rozdzielniach SN [19].

W dysertacji pojęcie planowania dotyczyło następujących działań:

- zabudowy sieci łącznikami zdalnie sterowanymi – problem doboru liczby oraz lokalizacji dla instalacji łączników zdalnie sterowanych: planowanie rozwoju i rozbudowy sieci,
- opracowanie sekwencji łączeniowej zmiany układu sieci w cyklu dobowych przy wykorzystaniu danych historycznych: planowanie ruchu sieci,
- analiza bieżących pomiarów i dostosowanie układu sieci do aktualnego zapotrzebowania: wspomaganie działań dyspozytora.

3.2 Ocena stanu sieci dystrybucyjnych

Użyte w tytule pracy pojęcie *pewności pracy sieci elektroenergetycznej* wymaga sprecyzowania. W dysertacji *pewność* to zdolność do utrzymania pożądanych parametrów pracy sieci elektroenergetycznej, przy zmieniających się warunkach eksploatacji. Zmiany warunków pracy sieci mogą być powodowane zarówno przez zmianę zapotrzebowania, zmianę generacji jak i zmianę układu pracy sieci. Niezależnie od przyczyny, parametry energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych powinny spełniać wymagania jakościowe, a przerwy w zasilaniu powinny być jak najkrótsze. Autorzy [20] sformułowali opisową definicję jakości energii elektrycznej, mianowicie:

Jakość energii = ciągłość zasilania + jakość napięcia

Dostarczana do odbiorcy końcowego energia elektryczna musi mieć odpowiednie parametry, aby zapewnić bezpieczeństwo pracy urządzeń. Pożądanym stanem pracy sieci elektroenergetycznej jest stan, w którym ([2], [21], [22], [23]):

- 1) wartości obciążeń elementów nie przekraczają wartości obciążalności dopuszczalnej długotrwale,
- 2) wartości napięć nie wykraczają poza ustalone granice (czyli $U_n \pm 10\%$ napięcia znamionowego).

Powyższe parametry mają zastosowanie do oceny warunków pracy sieci będącej pod napięciem i ich zastosowanie jest ograniczone w przypadku zaniku zasilania. W normie [24] zdefiniowano szereg wskaźników ciągłości zasilania do oszacowania niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej. W tym przypadku – najpopularniejszymi są następujące wskaźniki [25], [26]:

- a) SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich stanowiący liczbę wszystkich przerw w obserwowanym okresie, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców, wzór (3.1).
- b) SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu przerwy długiej, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w obserwowanym okresie, podzieloną przez łączną sumę obsługiwanych odbiorców, wzór (3.2).

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_{L,i}}{N_T} \left[\frac{1}{a} \right] \quad (3.1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i \cdot N_{L,i}}{N_T} \left[\frac{min}{a} \right] \quad (3.2)$$

gdzie: i – i -ta przerwa długa w zasilaniu,

N_T – liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej na analizowanym obszarze,

$N_{L,i}$ – liczba odbiorców dotkniętych i -tą przerwą długą w zasilaniu w rozpatrywanym okresie czasu,

$r_i [min]$ – czas trwania i -tej przerwy w zasilaniu, wyrażony w minutach.

Informacje o liczbie awarii i liczbie odbiorców pozbawionych dostępu do energii elektrycznej czy czasu trwania przerwy w zasilaniu są wykorzystywane do wyznaczenia powyższych wskaźników ciągłości zasilania [27]. Analizy niezawodności pracy sieci są przeprowadzane przy zastosowaniu metody FMEA: identyfikowane są skutki potencjalnych zdarzeń (uszkodzeń, awarii) a następnie oceniane jest prawdopodobieństwo wystąpienia takiego zdarzenia. Do oceny awaryjności całego systemu (tu – modelowanego fragmentu sieci) wykorzystywany jest mechanizm procesów Markowa w przestrzeni ciągłej [28], [29].

3.3 Optymalizacja

Optymalizacja to [30]:

- i. realizacja określonego zadania w sposób najlepszy z możliwych (optymalizacja),
- ii. dla założonej miary jakości realizacji tego zadania (funkcja celu),
- iii. z uwzględnieniem warunków ograniczających sposób realizacji zadania (zbiór rozwiązań dopuszczalnych).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Optymalizuj} \{Q(X, Z)\} \\ X \in S \subseteq \mathbb{R}^N \\ \mathbf{F}(X) \end{array} \right. \quad (3.3)$$

gdzie:

- $Q(X, Z)$ — funkcja celu — miara jakości realizacji zadania
- $S \subseteq \mathbb{R}^N$ — zbiór rozwiązań dopuszczalnych S dla wektora decyzyjnego X w N -wymiarowej przestrzeni liczb rzeczywistych \mathbb{R} ,
- $F(X) = [f_1(X), \dots, f_p(X)]^T$ — układ równań i nierówności opisujący zbiór $S \subseteq \mathbb{R}^N$,
- $X = [x_1, x_2, \dots, x_N]^T$ — wektor sterujący,
- $Z = [z_1, z_2, \dots, z_p]^T$ — wektor zakłóceń.

Zagadnienia związane z optymalizacją są szeroko omawiane w literaturze [31]. Rozwiązanie nieliniowych, zdefiniowanych w wielowymiarowej lub mieszanej przestrzeni rozwiązań, problemów optymalizacyjnych przy wykorzystaniu metod analitycznych, może nie być możliwe. Tak samo, jak sprawdzenie w akceptowalnym horyzoncie czasowym wszystkich potencjalnych wariantów. Skrócenie czasu obliczeń można uzyskać przez zastosowanie nowszych (szybszych) urządzeń liczących, jak również poprzez zastosowanie wydajniejszych metod obliczeniowych, np. metod (meta)heurystycznych [32]. Metody te nie gwarantują znalezienia rozwiązania optymalnego globalnie. Należy przy tym podkreślić, że w przypadku problemów inżynierskich wystarczające jest znalezienie rozwiązania *dostatecznie dobrego*, jako że przebadanie wszystkich możliwych rozwiązań nie jest możliwe lub czas i koszty potrzebne do przebadania konfiguracji możliwych do wystąpienia nie jest akceptowalny [16].

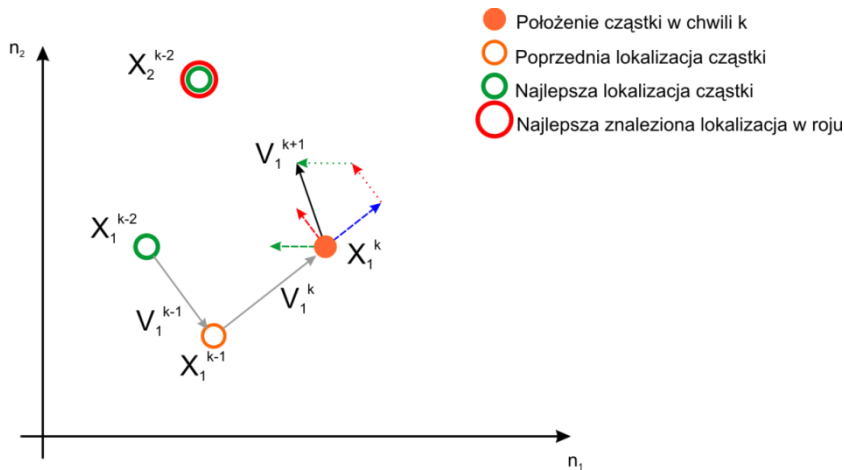
3.3.1 Optymalizacja rojem cząstek (PSO)

Algorytm optymalizacji rojem cząstek PSO¹ [33] może być wykorzystany do rozwiązywania problemów optymalizacyjnych zdefiniowanych zarówno w przestrzeni ciągłej, jak i binarnej (dyskretnej) [34]. W algorytmie PSO wartości losowe są wykorzystywane przy inicjalizacji procedury obliczeniowej oraz do eksploracji przestrzeni rozwiązań. Oprócz czynnika losowego, przeszukiwanie przestrzeni rozwiązań odbywa się z uwzględnieniem wzajemnych relacji obserwowanych pomiędzy istotami stadnymi [35]:

- 1) aspiracji do zajęcia najkorzystniejszej pozycji w grupie (wektor czerwony),
- 2) powrotu do pozycji dla siebie najkorzystniejszej (wektor zielony),
- 3) bezwładności istoty (wektor niebieski).

W literaturze opisywane są modyfikacje algorytmu PSO dotyczące (przykładowo) sposobu wyznaczania wektora prędkości, uzależnienia wartości parametrów od liczby przewidzianych iteracji i bieżącego kroku. Również stosowane są zapożyczenia z innych metod np. krzyżowanie z algorytmów genetycznych [36].

¹ PSO – Particle Swarm Optimization.



Rysunek 3.1 Interpretacja graficzna wektora prędkości w algorytmie PSO w 2-wymiarowej przestrzeni rozwiązań

3.3.2 Zagadnienie optymalizacji pracy sieci SN

Plany rozwoju sieci SN, jak i plany prowadzenia ruchu są optymalizowane. W obydwu przypadkach dąży się do uzyskania najkorzystniejszych wskaźników pracy sieci, przy zachowaniu kosztów na poziomie akceptowalnym (planowanie, rozbudowa) lub przy założeniu danej infrastruktury (planowanie ruchu sieci). Z powodu rozmiaru przestrzeni rozwiązań uzyskanie optymalnego rozwiązania, w zdefiniowanym (ograniczonym) przedziale czasowym, może nie być możliwe. Prowadzone są również prace ukierunkowane na opracowanie lub usprawnienie systemów wspomagających pracę dyspozytora. Od tych systemów jest wymagana duża szybkość działania i zdolność do znalezienia zadawalającego rozwiązania, które nie musi być rozwiązaniem optymalnym [37].

Problem rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej SN

Przy rozwiązywaniu problemów optymalnej lokalizacji łączników zdalnie sterowanych w sieci elektroenergetycznej uwzględnić należy:

- zależność wskaźników ciągłości zasilania od liczby łączników zdalnie sterowanych,
- zmiennosc rozwiązania (miejsc instalacji łączników) w zależności od liczby łączników zdalnie sterowanych,
- zróżnicowaną efektywność instalacji łączników zdalnie sterowanych na wartość SAIDI i SAIFI,
- rodzaje elementu łączeniowego w danej lokalizacji,
- lokalizację podziałów trwałych.

Miejsca instalacji łączników zdalnie sterowanych zostały uzależnione od otrzymanych efektów. Podstawowe informacje o powyższych zagadnieniach podano poniżej. Należało:

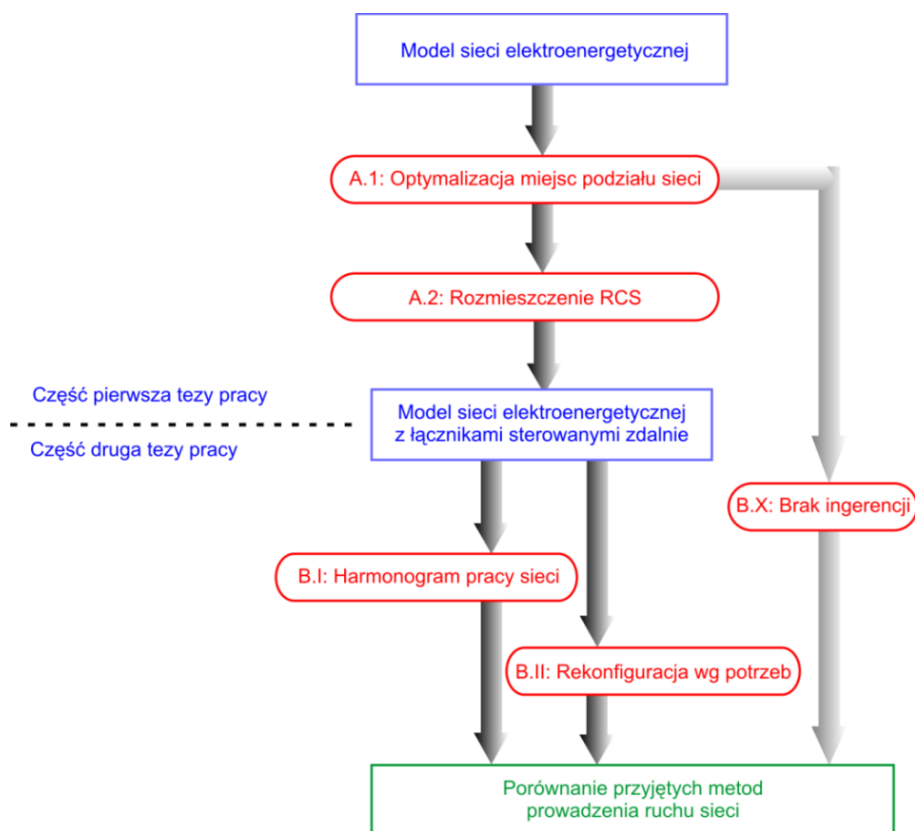
- określić liczbę łączników zdalnie sterowanych przewidzianych do instalacji w sieci SN,
- wskazać miejsca instalacji łączników zdalnie sterowanych (przy wyznaczaniu powyższego należało uwzględnić nierównomierny efekt inwestycji na wartości wskaźników ciągłości zasilania),
- określić wybór elementu łączeniowego (odłącznik, rozłącznik, wyłącznik, reklozer).

4 PREZENTACJA METODYKI BADAWCZEJ

Procedura badawcza została podzielona na dwie części, z których każda została wykorzystana do weryfikacji jednej części tezy pracy. Elementem wspólnym dla obu części procedury był model sieci elektroenergetycznej z łącznikami zdalnie sterowanymi. Model ten był produktem części pierwszej procedury badawczej i został wykorzystany w części drugiej – do rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym. Zastosowano następujący podział procedury badawczej:

- A. Rozmieszczenie łączników zdalnie sterowalnych w sieci SN (procedura A):
 1. Wyznaczenie miejsc podziału sieci elektroenergetycznej.
 2. Wyznaczenie miejsc instalacji łączników zdalnie sterowanych.
- B. Koncepcja wykorzystania łączników zdalnie sterowanych do zmiany układu pracy sieci (procedura B):
 - I. Zmiana układu pracy sieci zgodnie z harmonogramem wyznaczonym dla prognozy zapotrzebowania i generacji.
 - II. Zmiana układu pracy sieci z uwzględnieniem bieżących pomiarów 15-minutowych oraz prognozy zapotrzebowania i generacji.
 - X. Brak zmian w układzie pracy sieci elektroenergetycznej.

Numeracja arabska w części pierwszej procedury badawczej została wykorzystana do oznaczenia zadań wykonywanych sekwencyjnie. Numeracja rzymska została zastosowana w części drugiej procedury badawczej do oznaczenia różnych koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych. Weryfikacji poddano dwie koncepcje wykorzystania łączników zdalnie sterowanych. Dodatkowo, do celów porównawczych, zostały przeprowadzone symulacje dla układu pracy sieci elektroenergetycznej wyznaczonego procedurą A.1. Ogólna idea oraz przebieg procedury badawczej zostały zilustrowane na rysunku 4.1.



Rysunek 4.1 Szczegółowy program pracy

4.1 Dobór punktów podziału i rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych w sieci SN (część pierwsza procedury badawczej)

Liczba i rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych ma istotne znaczenie dla wyników symulacji przeprowadzonych w procedurze B. Wobec tego została podjęta decyzja o przeprowadzeniu procedury B dla różnego stopnia nasycenia sieci SN łącznikami zdalnie sterowanymi. Dokonano dekompozycji procedury A na dwa następujące po sobie procesy:

- A.1: Wyznaczenie miejsc podziału sieci.
- A.2: Wyznaczenie miejsc instalacji łączników zdalnie sterowanych.

4.1.1 Założenia

Poniżej zostały sformułowane najważniejsze założenia do realizacji procedury A. W punktach od 1–7 sformułowano założenia istotne dla procesu A.1, natomiast w punktach 4–9 – założenia istotne dla procesu A.2:

1. Obliczenia przeprowadzono dla charakterystycznych profili zapotrzebowania z rozdzielczością 1-godzinną.
2. Do zbioru rozwiązań dopuszczalnych zostały zakwalifikowane rozwiązania, dla których były spełnione istotne kryteria pracy (dostępność napięcia na transformatorach SN/nn, praca w układzie promieniowym, zachowane kryterium zasilania dwustronnego).
3. Do oceny optymalności w rozumieniu Pareto zostały zakwalifikowane rozwiązania akceptowalne, czyli takie, dla których spełnione były kryteria istotne (podpunkt 2 powyżej) oraz zachowane były kryteria napięciowe i obciążeniowe (kryteria zostały podane we wzorze (4.8)).
4. Ocena niezawodności dostaw energii do odbiorców końcowych jest dokonywana metodą analityczną z uwzględnieniem stanów n-1.
5. W miejscach podziału sieci zainstalowano łączniki sterowane zdalnie.
6. Wartości intensywności uszkodzeń poszczególnych elementów liniowych zostały poddane parametryzacji przy uwzględnieniu awaryjności elementu (linia napowietrzna, kablowa).
7. Pominięto awaryjność łączników zdalnie sterowanych oraz błędy transmisji danych.
8. Czas operacji łącznikiem zdalnie sterowanym wynosi 15 minut.
9. Czas wykonania operacji łącznikiem sterowanym ręcznie wynosi 120 minut.

4.1.2 Przebieg procedury badawczej

Poniżej zamieszczono syntetyczny opis przebiegu procedury, którą zilustrowano na rys. 4.2.

Przebieg procedury A.1.

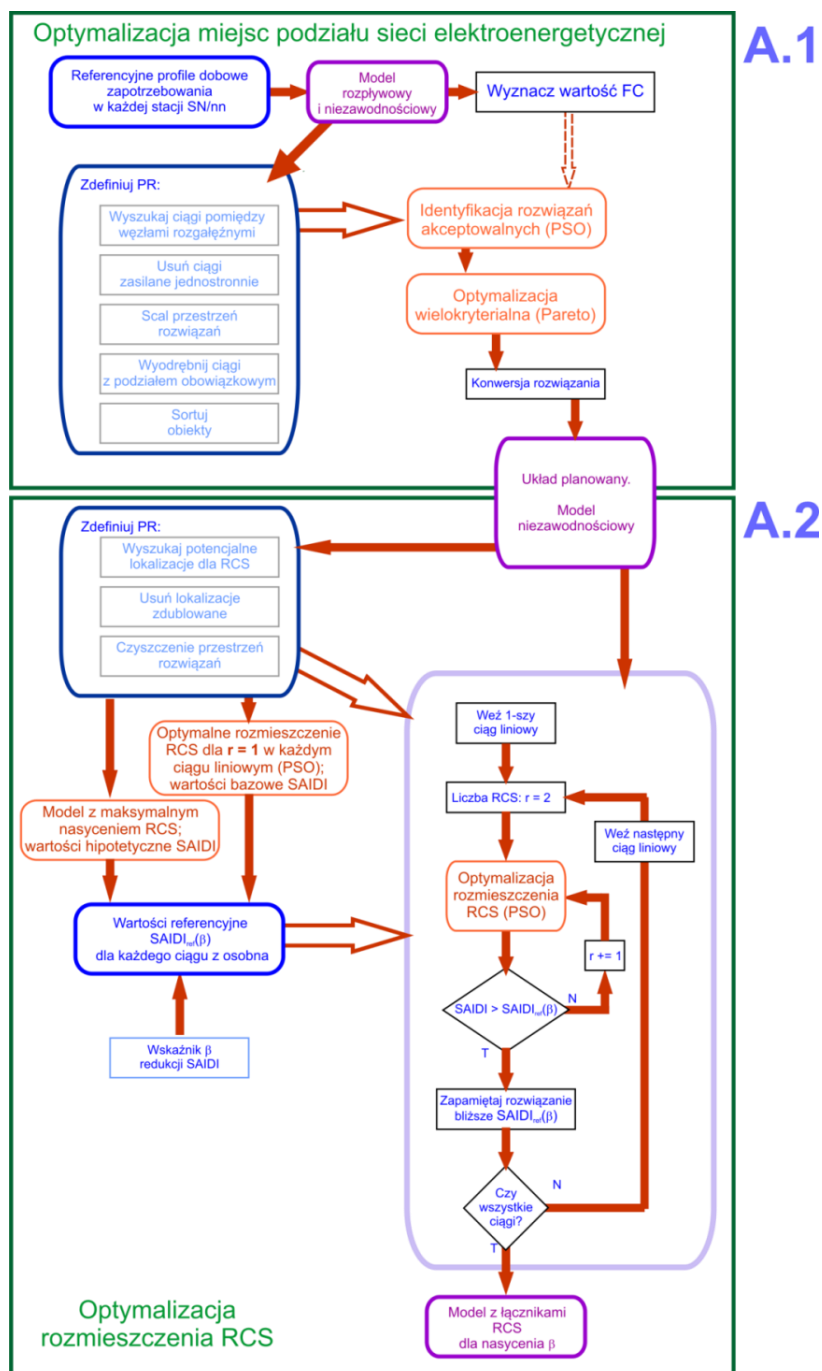
1. Przygotowanie modelu sieci (struktura) do obliczeń rozptylowych i niezawodnościowych.
2. Aktualizacja modelu (struktury powiązań) o dobowy profil charakterystyczny zapotrzebowania.
3. Identyfikacja przestrzeni poszukiwań.
4. Inicjalizacja procedury PSO.
5. Identyfikacja zbioru rozwiązań akceptowalnych.
6. Ocena rozwiązań akceptowalnych dla przyjętych kryteriów.
7. Identyfikacja zbioru rozwiązań niezdominowanych Pareto.
8. Selekcja rozwiązań niezdominowanych i wybór rozwiązania optymalnego.

Przebieg procedury A.2.

9. Zastosowanie łączników zdalnie sterowanych w miejscach podziału sieci.
Działania wskazane w punktach od 10 do 15 były powtarzane dla każdego analizowanego ciągu liniowego.
10. Przygotowanie modelu referencyjnego z maksymalnym nasyceniem sieci łącznikami zdalnie sterowanymi. Wyznaczono wartości minimalne wskaźników SAIDI w każdym ciągu liniowym.
11. W otrzymanym po realizacji punktu 9 procedury modelu sieciowym przeprowadzono optymalizację rozmieszczenia po jednym łączniku zdalnie sterowanym w każdym z ciągów liniowych. Następnie, dla każdego ciągu liniowego, wyznaczono wartość wskaźnika SAIDI.
12. Zdefiniowano wskaźnik β z przedziału zamkniętego $[0; 100]$, który reprezentuje intensywność zabudowy sieci łącznikami zdalnie sterowanymi. Wartość β posłużyła do wyznaczenia wartości

oczekiwanej wskaźnika SAIDI z przedziału ograniczonego wartością minimalną (wyznaczoną w punkcie 10 procedury) i wartością maksymalną (wyznaczoną w punkcie 11 procedury). Wskazane w punktach od 13 do 15 działania zostały powtórzone dla każdej analizowanej wartości współczynnika β .

13. Dla przyjętej wartości współczynnika β wyznaczono oczekiwaną wartość wskaźnika SAIDI w analizowanym ciągu liniowym.
14. Przeprowadzono procedurę optymalnego rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych z funkcją celu — minimalizacją wartości wskaźnika SAIDI. Procedurę przeprowadzano kolejno dla 2 i więcej łączników zdalnie sterowanych. Zakończenie poszukiwań następowało, jeżeli otrzymana wartość SAIDI dla ciągu liniowego była wartością mniejszą od wartości oczekiwanej — wyznaczonej w punkcie 13 procedury.
15. Spośród znalezionych rozwiązań — optymalnych lokalizacji dla instalacji różnej liczby łączników zdalnie sterowanych — wybrano rozwiązanie, w którym różnica pomiędzy wartością referencyjną (wyznaczoną w punkcie 13) a wartością SAIDI jest minimalna.



Rysunek 4.2 Algorytm części pierwszej procedury badawczej

4.1.3 Zasady wyszukiwania zbioru rozwiązań akceptowalnych

W A.1 przeszukano przestrzeń rozwiązań w celu znalezienia zbioru rozwiązań akceptowalnych. Do przeszukiwania wykorzystano algorytm PSO, który był uruchamiany kilkakrotnie z jednokryterialną funkcją celu, określoną wzorem (4.1). Poszukiwano optymalnego układu pracy sieci elektroenergetycznej dla dobowego, charakterystycznego profilu zapotrzebowania, przy zastosowaniu następujących kryteriów $Q_j(X_P)$ – wzór (4.2):

- $\Delta E_{loss}(X_P)$ – wartość dobowych strat energii elektrycznej,
- $SAIFI(X_P)$ – wartość wskaźnika,
- $L_{max}(X_P)$ – maksymalne obciążenie,
- $u_{min}(X_P)$ – wartość napięcia minimalnego.

Inicjalizacja procedury PSO odbywa się poprzez stochastyczny dobór miejsc podziału sieci. W przypadku rozległych sieci SN prawdopodobieństwo znalezienia w ten sposób rozwiązania, dla którego będą spełnione kryteria (4.3), jest małe. By usprawnić proces przeszukiwania została podjęta decyzja o przekształceniu funkcji ograniczających na funkcje kar. Każde naruszenie kryterium było rejestrowane i odpowiednio oceniane. Do identyfikacji zbioru rozwiązań dopuszczalnych zastosowano trzy kryteria, zwane w dalszej części kryteriami istotnymi. Kryteria te zostały zapisane we wzorze (4.3). Kolejno są to:

- a) kryterium dostępności napięcia ($F_{U>0}$) – zliczano liczbę stacji pozbawionych zasilania,
- b) kryterium pracy promieniowej (F_{raidal}) – zliczano liczbę ciągów, dla których kryterium pracy promieniowej nie było zachowane,
- c) kryterium dwustronnego zasilania (F_{2Sides}) – zliczano liczbę przypadków, w których kryterium nie było dochowane.

$$\min_{X_P \in S} Q(X_P, Q_j) = \min_{X_P \in S} \left[Q_j(X_P) + \sum_{p=1}^P F_p(X_P) \right] \quad (4.1)$$

$$Q_j(X_P) = [\Delta E_{loss}(X_P); SAIFI(X_P); L_{max}(X_P); -u_{min}(X_P)] \quad (4.2)$$

$$F_p(X_P) = [F_{U>0}(X_P); F_{raidal}(X_P); F_{2Sides}(X_P)] \quad (4.3)$$

gdzie: $Q_j(\dots)$ – j -te kryterium optymalizacyjne

$F_p(\dots)$ – funkcje ograniczające wektor rozwiązań dopuszczalnych i uwzględniane w problemie jako funkcje kary,

Definicje funkcji celu oraz ograniczeń zostały podane w punkcie 4.1.4.

Założenia przyjęte do przeszukiwania przestrzeni rozwiązań:

1. Każde naruszenie istotnego kryterium podlega karze.
2. Suma wartości funkcji kar jest równa zero, jeżeli wszystkie istotne kryteria są zachowane. W przeciwnym wypadku, suma wartości funkcji kar jest dużo większa od wartości analizowanej funkcji celu.
3. Wartości kar są proporcjonalne do liczby wykroczeń $n_{index}(X_P)$ oraz do współczynnika wagowego δ_{index} przypisanego do danego kryterium. Zależności te zapisano wektorowo we wzorze (4.4).

$$\begin{bmatrix} F_{raidal}(X_P) \\ F_{U>0}(X_P) \\ F_{2Sides}(X_P) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_{radial} \\ \delta_{U>0} \\ \delta_{2Sides} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} n_{raidal}(X_P) \\ n_{U>0}(X_P) \\ n_{2Sides}(X_P) \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

4. Istotne kryteria zostały uszeregowane następująco, zaczynając od kryterium najważniejszego:
 - a. praca promieniowa $F_{raidal}(X_P)$,
 - b. dostępność napięcia w stacji $F_{U>0}(X_P)$,
 - c. zasilanie dwustronne odbiorców wrażliwych $F_{2Sides}(X_P)$.

5. Współczynniki wagowe zostały dobrane empirycznie w taki sposób, aby zależność (4.5) była spełniona dla możliwych do wariantów miejsc podziału sieci elektroenergetycznej. W rezultacie wielkość modelu — liczba stacji transformatorowych, stacji wrażliwych i ciągów liniowych — miały wpływ na wartości współczynników wagowych.

$$\forall_{i \in \{1, J\}} \left((F_{2Sides}(X_P)) \leq (F_{raidal}(X_P)) \leq (F_{U>0}(X_P)) \right) \quad (4.5)$$

6. Dla analizowanych modeli sieci elektroenergetycznej SN przyjęto następujące wartości współczynników wagowych:

$$\delta = \begin{bmatrix} \delta_{radial} \\ \delta_{U>0} \\ \delta_{2Sides} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10000 \\ 500 \\ 250 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

4.1.4 Funkcja celu i zbiór ograniczeń dla problemu optymalnego doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej

Dokonano dekompozycji problemu optymalizacyjnego A na dwa zadania — A.1 i A.2. W każdym zadaniu został przeprowadzony proces optymalizacji dla zdefiniowanych kryteriów optymalizacyjnych. W procesie A.1 przeprowadzono optymalizację wielokryterialną spośród rozwiązań należących do zbioru rozwiązań niezdominowanych. Front Pareto został zidentyfikowany ze zbioru rozwiązań dopuszczalnych dla funkcji celu wskazanych we wzorze (4.7) oraz przy ograniczeniach (4.8). W poszukiwaniach frontu Pareto wykluczone zostały rozwiązania, w których zanotowano przekroczenia dopuszczalnego zakresu napięć lub obciążalności dopuszczalnej długotrwale. Wyszukiwanie zbioru rozwiązań niezdominowanych zostało przeprowadzone w MS Excel.

Funkcja celu dla problemu optymalizacyjnego analizowanego w A.2 została podana wzorem (4.9). Rozwiązanie problemu A.1 jest częścią rozwiązania A.2 ponieważ w miejscach podziału sieci zostały zainstalowane łączniki zdalnie sterowane, stąd zależność $X_P \subset X_R$ w formule (4.9). W problemie optymalizacyjnym A.2 zbiór funkcji ograniczających jest zbiorem pustym, co zapisano w (4.10).

$$\mathbf{Q}_{A.1}(X_P) = [\Delta E_{loss}(X_P); SAIFI(X_P); L_{max}(X_P); \overline{L_{f_max}(X_P)}; \sigma_{Lf_max}(X_P); u_{max}(X_P); -u_{min}(X_P); \sigma_u(X_P)] \quad (4.7)$$

$$\mathbf{F}_{A.1}(X_P) = [F_{U>0}(X_P); F_{raidal}(X_P); F_{2Sides}(X_P); n_{obc}(X_P); n_U(X_P)]^T = \mathbf{0} \quad (4.8)$$

$$\mathbf{Q}_{A.2}(X_P, X_R) = [SAIDI(X_P, X_R)]; X_P \subset X_R \quad (4.9)$$

$$\mathbf{F}_{A.2}(X_P, X_R) = \emptyset \quad (4.10)$$

- gdzie: X_P, X_R — wektory rozwiązań, odpowiednio dla A.1 i A.2,
 $\Delta E_{loss}(\dots)$ — straty energii elektrycznej,
 $SAIFI(\dots), SAIDI(\dots)$ — wskaźniki ciągłości zasilania,
 $L_{max}(\dots)$ — maksymalna wartość obciążenia względnego,
 $\overline{L_{f_max}(\dots)}$ — wartość średnia maksymalnych obciążeń ciągów liniowych,
 $\sigma_{Lf_max}(\dots)$ — wartość odchylenia standardowego maksymalnych obciążeń w ciągach,
 $u_{min}(\dots), u_{max}(\dots)$ — wartość napięcia minimalnego i maksymalnego,
 $\sigma_u(\dots)$ — odchylenie standardowe wartości napięć w stacjach SN/nn,
 $n_u(\dots), n_{obc}(\dots)$ — liczba przekroczeń zakresu napięć i dopuszczalnej obciążalności.

4.1.5 Elementy składowe funkcji celu

Straty energii elektrycznej

Wyznaczono straty dobowe energii elektrycznej na optymalizowanym fragmencie sieci SN. Obliczenia wykonano przy założeniu dyskretyzacji czasu z jednogodzinną rozdzielczością. Wartość strat wyznaczono zgodnie ze wzorem (4.11).

$$\Delta E_{loss}(X_P) = \sum_{t=0}^T \sum_{j=1}^{J_{linii}} \Delta P_{linii,j,t}(X_P) \quad (4.11)$$

gdzie: $\Delta P_{linii,j,t}(X_P)$ — straty mocy czynnej j -tego odcinka linii w przedziale czasowym t ,
 J_{linii} — liczba odcinków liniowych w modelu.

Obciążenia elementów sieciowych

Im mniejsza jest wartość $L_{max}(X_P)$ tym mniejsze jest prawdopodobieństwo wystąpienia stanu, w którym wartość maksymalnego obciążenia przekroczy wartość obciążalności dopuszczalnej długotrwale. Stąd też obecność składnika $L_{max}(X_P)$ w funkcji celu (4.7).

$$L_{max}(X_P) = \max_{\substack{t=1,\dots,T \\ j=1,\dots,J_{bra}}} \left[\frac{I_{obc,j,t}(X_P)}{I_{j,dop}} \right] \quad (4.12)$$

Kryterium to służy do oceny warunków pracy w ciągu liniowym o największym obciążeniu. Należało dokonać oceny warunków obciążeniowych w pozostałych ciągach liniowych. W rezultacie dla każdego ciągu liniowego wyznaczono wartości obciążeń maksymalnych dla symulowanej doby pracy zgodnie ze wzorem (4.13). Do funkcji celu dodano następujące parametry statystyczne:

- średnia wartość maksymalnych obciążeń względnych w każdym z ciągów (4.14),
- odchylenie standardowe maksymalnych obciążeń względnych (4.15).

$$\forall_{k \in \{1,\dots,J_{feed}\}} L_{fmax,k} = \max_{t \in \{0,\dots,T\}} L_{fmax,k,t}(X_P) \quad (4.13)$$

$$\overline{L_{f_max}(X_P)} = \frac{1}{J_{feed}} \cdot \sum_{k=1}^{J_{feed}} L_{fmax,k}(X_P); \quad (4.14)$$

$$\sigma_{f_max}(X_P) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{J_{feed}} (\overline{L_{f_max}(X_P)} - L_{fmax,k}(X_P))^2}{J_{feed}}} \quad (4.15)$$

gdzie: $J_{feed}, J_{k,bra}$ — liczba ciągów liniowych SN oraz liczba gałęzi w każdym z ciągów.

Wartości napięć

Do oceny warunków napięciowych pracy sieci są wykorzystywane wartości skrajne napięć. Parametry te są wykorzystywane do identyfikacji przekroczeń dopuszczalnego zakresu napięć, stąd też obecność napięcia maksymalnego i minimalnego w funkcji celu. Oba parametry są wyznaczane zgodnie ze wzorami (4.16) i (4.17).

$$u_{min} = \min_{\substack{t \in \{0,\dots,T\} \\ j \in \{1,\dots,J_{bus}\}}} (u_{j,t}(X_P)) \quad (4.16)$$

$$u_{max} = \max_{\substack{t \in \{0,\dots,T\} \\ j \in \{1,\dots,J_{bus}\}}} (u_{j,t}(X_P)) \quad (4.17)$$

Do oceny profilu napięciowego w sieci SN przy zmiennych, dobowych warunkach zapotrzebowania zdefiniowano dodatkowe dwa parametry: wartość średnią oraz wartość odchylenia standardowego dla napięć po stronie górnej transformatorów SN/nn – wzory (4.18) i (4.19).

$$\overline{u}_{bus} = \frac{1}{J_{bus} \cdot (T + 1)} \cdot \sum_{t=0}^T \sum_{j=1}^{J_{bus}} u_{j,t}(X_P); \quad (4.18)$$

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{\sum_{t=0}^T \sum_{j=1}^{J_{bus}} (\overline{u}_{bus} - u_{j,t}(X_P))^2}{J_{bus} \cdot (T + 1)}} \quad (4.19)$$

Wskaźniki ciągłości zasilania

Zmiany układu pracy sieci elektroenergetycznej, będące efektem realizacji procesu A.1, mają wpływ na wartości wskaźników SAIFI i SAIDI. Proces A.2 był realizowany przy założeniu braku automatyki FDIR. W rezultacie podjęte działania restytucyjne nie będą miały wpływu na wartość wskaźnika SAIFI, ponieważ spodziewany czas trwania przerwy w zasilaniu przekracza 3 minuty. Zatem rejestrowany będzie wpływ liczby zainstalowanych łączników zdalnie sterowalnych na wartość SAIDI.

Proces A.2 został przekształcony do problemu optymalizacji jednokryterialnej z funkcją celu w postaci minimalizacji wskaźnika SAIDI (4.9). Wskaźnik SAIFI został uwzględniony w procesie A.1, w którym do wyznaczenia optymalnych punktów podziału przeprowadzono optymalizację wielokryterialną.

4.1.6 Ograniczenia wektora rozwiązań

W procedurze A zastosowano pięć funkcji ograniczających, które zostały podane we wzorze (4.8). Trzy pierwsze kryteria ograniczające, nazwane kryteriami istotnymi, wykorzystano do weryfikacji poprawności układu sieci elektroenergetycznej. Kryteria te zostały opisane w punkcie 4.1.3.

Dwa ostatnie kryteria zostały wykorzystane do oceny przystosowania sieci elektroenergetycznej do panujących obciążeń. Rejestrowano liczbę przekroczeń dopuszczalnego zakresu napięć $n_U(X_P)$ oraz obciążeń dopuszczalnych długotrwale $n_{obc}(X_P)$, które wystąpiły przy symulacji dobowych warunków pracy dla charakterystycznego profilu zapotrzebowania.

4.1.7 Identyfikacja zbioru rozwiązań niezdominowanych i wybór rozwiązania dla procesu A.1

W punkcie 4.1.3 podano metodykę identyfikacji rozwiązań akceptowalnych dla problemu doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej. Rezultatem przeprowadzonej procedury był zbiór rozwiązań dopuszczalnych, z którego wyeliminowano układy sieciowe z przekroczeniami. Pozostałe rozwiązania zostały poddane ocenie i klasyfikacji z uwzględnieniem każdego z kryteriów. Następnie dokonano identyfikacji zbioru rozwiązań niezdominowanych. Sortowanie i klasyfikacja rozwiązań została przeprowadzona w programie MS Excel. Poniżej podano przebieg procedury identyfikacji zbioru rozwiązań niezdominowanych.

1. Każde rozwiązanie dopuszczalne zostało ocenione osobno, dla każdego składnika funkcji celu (4.7). Ocena została przeprowadzona następująco:
 - a. Spośród wszystkich akceptowalnych rozwiązań dla danego składnika funkcji celu identyfikowano wartość najmniejszą i wartość największą.
 - b. Dokonano skalowania wartości funkcji celu do przedziału zamkniętego $[0; 1]$. Wartość 1 została przypisana rozwiązaniu optymalnemu dla danego kryterium, natomiast wartość 0 — rozwiązaniu najslabszemu.
2. Wyznaczono zbiór rozwiązań należących do frontu Pareto dla każdego z kryteriów (4.7).
3. Przyjęto elastyczną zasadę klasyfikacji kryteriów do wyznaczenia zbioru rozwiązań niezdominowanych.

Uwzględniono w ten sposób możliwość rezygnacji z kryteriów, które nie ulegają istotnym zmianom. Oprócz tego, przy przyjętej liczbie kryteriów, istnieje prawdopodobieństwo, że wyznaczenie zbioru rozwiązań niezdominowanych dla wszystkich uwzględnianych warunków może nie być możliwe.
4. Dokonano eksperckiej oceny rozwiązań należących do zbioru Pareto. W ocenie uwzględniono spodziewane efekty realizacji pozostałych części procedur badawczych: A.2 i B:
 - a. obniżenie wartości wskaźnika SAIDI przez instalację łączników zdalnie sterowalnych,

- b. obniżenie dobowych strat energii elektrycznej przez adaptację układu sieci do panujących bądź prognozowanych obciążeń.
5. Jako rozwiązanie optymalne zostało wskazane takie rozwiązanie, które zapewnia największe obniżenie wartości strat energii elektrycznej oraz wskaźnika SAIFI, przy jednoczesnym zapasie dla kryteriów napięciowych i obciążeniowych.

4.1.8 Zasada rozmieszczania łączników zdalnie sterowanych

W analizowanych modelach obliczeniowych łączniki były rozmieszczane dla układu sieci wyznaczonego procedurą A.1. Instalacja łączników i ich wykorzystanie do rekonfiguracji po wystąpieniu awarii nie będzie miało wpływu na wartości wskaźnika SAIFI, ponieważ czas wykonywania operacji łączeniowej jest większy niż 3 minuty. W rezultacie, problem A.2 jest problemem optymalizacji jednokryterialnej z funkcją celu zdefiniowaną wzorem (4.9).

Przebieg procedury wyszukiwania miejsc instalacji łączników zdalnie sterowanych jest następujący:

1. Miejsca podziału sieci wyposażono w łączniki zdalnie sterowalne.
2. Przeprowadzono optymalizację rozmieszczenia po jednym łączniku zdalnie sterowalnym w każdym z ciągów liniowych.
 - W obliczeniach pominięto istniejące (i odwzorowane w modelu) łączniki zdalnie sterowalne.
 - Przeprowadzono analizę niezawodności zasilania i dla każdego ciągu liniowego k wyznaczono wartość bazową wskaźnika $SAIDI_k^1$.
3. Przygotowano model hipotetyczny, w którym łączniki zdalnie sterowalne były zainstalowane w każdej udostępnionej lokalizacji, a instalacja każdego kolejnego łącznika nie miała wpływu na wartość $SAIDI^2$.
 - Dla przyjętej struktury sieci elektroenergetycznej, intensywności uszkodzeń i napraw oraz liczby odbiorców nie jest możliwe dalsze obniżenie wartości wskaźników ciągłości zasilania. W takim przypadku, do obniżenia wartości wskaźnika SAIDI niezbędne jest przeprowadzenie inwestycji sieciowych, np. modernizacja istniejących lub budowa nowych połączeń.
 - Przeprowadzono analizę niezawodności zasilania i dla każdego ciągu liniowego wyznaczono wartość hipotetyczną wskaźnika $SAIDI_k^{hip}$.
4. Wyznaczono wartości referencyjne wskaźników $SAIDI$ w każdym z ciągów liniowych dla przyjętych wartości wskaźnika nasycenia sieci łącznikami $\beta \in [0\%; 100\%]$, zgodnie ze wzorem (4.20).

$$SAIDI_k(\beta) = SAIDI_k^{hip} + \left(1 - \frac{\beta}{100}\right) \cdot (SAIDI_k^1 - SAIDI_k^{hip}) \quad (4.20)$$

gdzie: k — identyfikator ciągu liniowego, $k = \{1, 2, \dots, J_{feed}\}$,

β — wskaźnik nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi; w dalszej części może być wyrażany w procentach,

$SAIDI_k(\beta)$ — wartość referencyjna wskaźnika SAIDI w k -tym ciągu dla przyjętego wskaźnika nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi,

$SAIDI_k^{hip}$ — wartość hipotetyczna wskaźnika SAIDI uzyskana przy 100% nasyceniu ciągu liniowego łącznikami zdalnie sterowanymi.

5. Przeprowadzono optymalizację rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych w sieci SN dla systematycznie zwiększającej się liczby łączników w każdym z ciągów liniowych.
6. Jako rozwiązanie problemu rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych zostało przyjęte to rozwiązanie, w którym różnica pomiędzy otrzymaną wartością SAIDI dla optymalnego rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych a wartością oczekiwaną SAIDI była najmniejsza. Warunek ten został zapisany wzorem (4.21).
 - Wartości $SAIDI_k^{*(n)}$ dla optymalnego rozmieszczenia n łączników zdalnie sterowalnych są wartościami dyskretnymi.

² Przy założeniu idealnego modelu niezawodnościowego łączników zdalnie sterowalnych.

- Poszukiwanym rozwiązaniem jest takie rozwiązanie (optymalne dla danej liczby łączników), dla którego wartość funkcji celu jest najbliższa wartości oczekiwanej. Kryterium to zostało zapisane we wzorze (4.21).

$$\left. \begin{aligned} \Delta SAIDI_k(\beta, n) &= \left| SAIDI_k(\beta) - SAIDI_k^{*(n)} \right| \\ n_k^*(\beta): \Delta SAIDI_k(\beta, n) &\rightarrow \min \end{aligned} \right\} \quad (4.21)$$

gdzie: $SAIDI_k^{*(n)}$ — wartość wskaźnika SAIDI w k -tym ciągu dla optymalnego rozmieszczenia n łączników zdalnie sterowalnych,

$\Delta SAIDI_k(\beta, n)$ — różnica SAIDI pomiędzy wartością oczekiwaną a wartością wyznaczoną dla n łączników zdalnie sterowalnych.

Procedura optymalnego rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych była uruchamiana za każdym razem po zmianie liczby łączników przewidzianych do instalacji i dla każdej liczby łączników powtarzano ją kilkakrotnie. Potencjalne miejsca instalacji łączników zostały ograniczone do lokalizacji, które mają (mogą mieć) wpływ na wartości wskaźników ciągłości zasilania. Poszukiwano optymalnego rozmieszczenia najmniejszej liczby łączników tak, aby otrzymać pożądany poziom redukcji wskaźnika ciągłości zasilania.

4.2 Wykorzystanie łączników zdalnie sterowalnych (część druga procedury badawczej)

Sprawdzono efektywność zastosowania dwóch koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych do poprawy parametrów pracy sieci SN. Otrzymane wyniki porównano z wynikami otrzymanymi przy braku zmian w układzie pracy sieci. Poniżej przedstawiono opis każdej z koncepcji.

Koncepcja pierwsza (B.I) odzwierciedla realizację planowanych zmian w konfiguracji sieci elektroenergetycznej. Harmonogram zmian układu pracy sieci jest przygotowywany dla przyjętej prognozy zapotrzebowania.

Koncepcja druga (B.II) odzwierciedla działanie systemu wspomaganie pracy dyspozytora w trybie czasu rzeczywistego. W tej koncepcji są uwzględniane aktualne warunki pracy sieci elektroenergetycznej oraz prognozy zapotrzebowania i generacji.

Koncepcja pasywna (B.X) to symulacja istniejącej koncepcji prowadzenia ruchu w sieci elektroenergetycznej, czyli braku zmian w układzie pracy sieci. W przypadku braku awarii i prac remontowych układ pracy sieci jest układem normalnym. W dysertacji przyjęto, że był to układ pracy sieci wyznaczony zgodnie z procedurą A.1.

Podczas symulacji dobowej pracy sieci wyznaczono wartości strat energii elektrycznej, maksymalne obciążenia i skrajne wartości napięć w każdym kwadransie doby. W koncepcjach B.I i B.II miejsca podziału sieci w kolejnych kwadransach doby mogły być zmieniane tylko pomiędzy sąsiadującymi ze sobą łącznikami. Stąd efektywność koncepcji sterowania jest uzależniona od nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi.

4.2.1 Założenia i przebieg procedury badawczej

Optymalizacja układu pracy sieci SN została wykonana przy następujących założeniach:

1. Pomiędzy kolejnymi przedziałami czasowymi (tu: kwadransami) zmiany punktów podziału sieci mogą odbywać się pomiędzy sąsiednimi łącznikami.
2. Dla chwili $t_0 = 0:00$ wyznaczono układ pracy sieci dla aktualnego zapotrzebowania.
3. Do wyznaczenia wartości funkcji celu dla dwóch ostatnich kwadransów doby wykorzystano prognozę wyznaczoną dla kwadransów początkowych.

Wykaz działań realizowanych w koncepcjach wykorzystania łączników zdalnie sterowalnych został zamieszczony w tabeli 4.1. Kolorem szarym oznaczono działania, które w danej koncepcji nie były realizowane. Dodatkowo, realizacja procedury badawczej dla koncepcji B.I i B.II została zilustrowana na rysunku 4.3.

4.2.2 Przebieg procedury badawczej

Przebieg procedury badawczej został przedstawiony na rysunku 4.3, natomiast opis działań zrealizowanych w procesie B zamieszczono poniżej. W tabeli 4.1 zamieszczono syntetyczne zestawienie zrealizowanych działań dla każdej z rozpatrywanych koncepcji.

Wyznaczony procedurą A układ pracy sieci był układem optymalnym dla przyjętych kryteriów, w tym dla charakterystycznego profilu zapotrzebowania. W analizowanych koncepcjach wykorzystania łączników zdalnie sterowanych (procedura B) układ pracy sieci ulega zmianom i jest dostosowywany do zmieniającego się rozkładu zapotrzebowania i generacji. W związku z tym, procedura B rozpoczyna się od wyszukania optymalnych miejsc podziału sieci dla obciążenia panującego w chwili $t_0 = 0:00$. Przestrzeń rozwiązań — potencjalnych miejsc podziału sieci — została ograniczona do lokalizacji łączników zdalnie sterowanych. Dodatkowo, w każdym następnym kwadransie doby przestrzeń rozwiązań, czyli potencjalnych miejsc podziału sieci, jest ograniczona tylko do tych łączników, które bezpośrednio sąsiadują z aktualnymi miejscami podziałów.

Tabela 4.1 Przebieg procedury wykorzystania łączników zdalnie sterowanych do zmiany układu pracy sieci

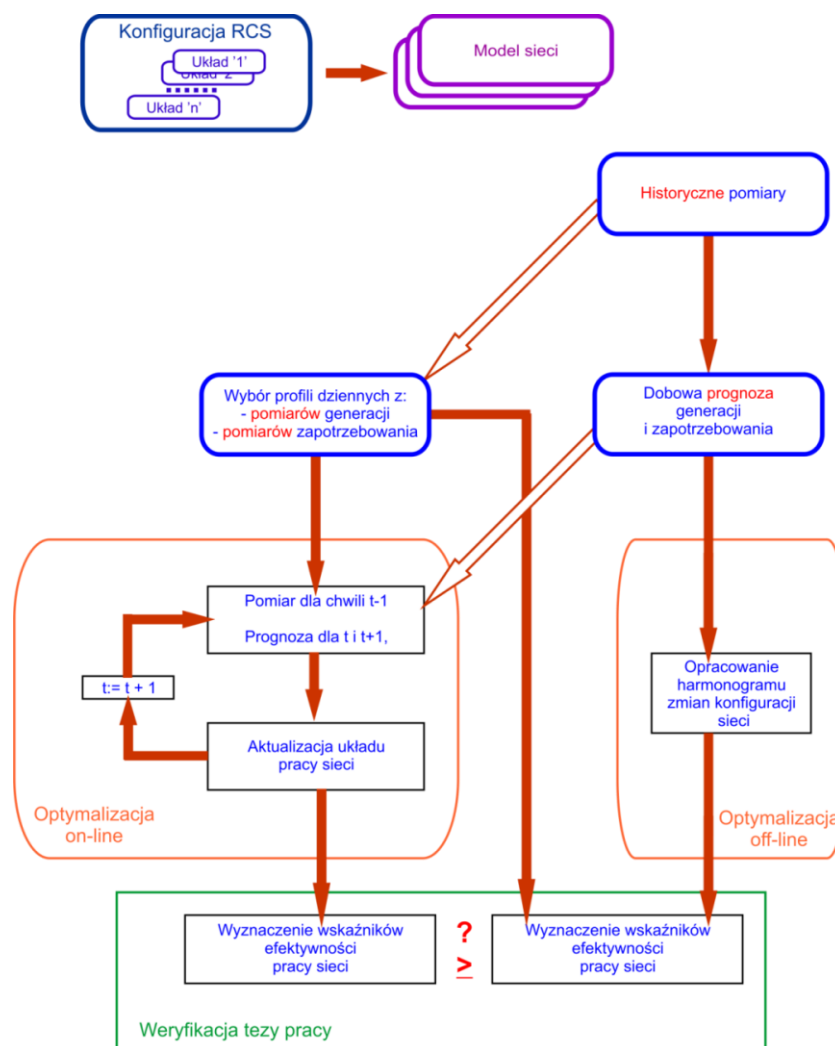
L.p.	B.I	B.II	B.X
1.	Wybór dobowych profili zapotrzebowania		
2.	Wybór dobowych profili generacji		
3.	Opracowanie prognozy zapotrzebowania i generacji		
4.	Wyznaczenie układu początkowego pracy sieci dla warunków prognozowanych	Wyznaczenie układu początkowego pracy sieci dla warunków aktualnych z uwzględnieniem prognozy	
5.	Wyznaczenie harmonogramu zmian w konfiguracji pracy sieci dla warunków prognozowanych		
6.	Symulacja dobowych warunków pracy dla przyjętego profilu zapotrzebowania i generacji z zastosowaniem następującej koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych:		
	<ul style="list-style-type: none"> Zmiana układu pracy zgodnie z harmonogramem 	<ul style="list-style-type: none"> Zmiana układu pracy z uwzględnieniem bieżących pomiarów 	<ul style="list-style-type: none"> Praca ze stałym układem sieci (brak zmian)
7.	Porównanie wartości wskaźników oceny efektywności zmian w konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej.		

Procedura zmiany układu pracy sieci elektroenergetycznej została przeprowadzona dla kilku rozkładów zmienności zapotrzebowania i generacji. W każdym z przypadków zostały przeprowadzone symulacje wariantowe dla różnych prognoz zapotrzebowania i generacji.

Przebieg procedury badawczej został opisany poniżej oraz zilustrowany na rysunku 4.3.

- A. Wybór dobowych profili zapotrzebowania (tabela 4.1, punkt 1). W symulacjach wykorzystano rzeczywiste dobowe profile zapotrzebowania dla 6 dni kalendarzowych.
- B. Wybór dobowych profili generacji (tabela 4.1, punkt 2). W symulacjach wykorzystano rzeczywiste dobowe profile generacji źródeł generacyjnych przyłączonych do sieci SN.
- C. Wybór prognozy zapotrzebowania i generacji (tabela 4.1, punkt 3).
- D. Realizacja koncepcji sterowania B.X dla wybranych dobowych profili zapotrzebowania i generacji.
 - a) Symulacja dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej przy braku zmian w konfiguracji sieci (tabela 4.1, punkt 6).
- E. Realizacja koncepcji B.I sterowania.
 - b) Wyznaczenie układu pracy sieci dla chwili $t_0 = 0:00$ (tabela 4.1, punkt 4).
 - c) Wyznaczenie harmonogramu zmian punktów podziału w okresie doby (tabela 4.1, punkt 5).
 - d) Symulacja dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej i zmiana układu sieci zgodnie z opracowanym harmonogramem (tabela 4.1, punkt 6).

- F. Realizacja koncepcji B.II sterowania.
- e) Wyznaczenie układu pracy sieci dla chwili $t_0 = 0:00$ przy uwzględnieniu bieżących warunków pracy (tabela 4.1, punkt 4).
 - f) Symulacja dobowej zmiany profilu zapotrzebowania i generacji. W czasie trwania symulacji jest uruchamiana procedura optymalizacji warunków pracy sieci elektroenergetycznej (tabela 4.1, punkt 6).
- G. Ocena efektywności działań (tabela 4.1, punkt 7).



Rysunek 4.3 Przebieg procedury badawczej część druga

4.2.3 Funkcja celu i ograniczenia

Dla sformułowanego problemu należało znaleźć rozwiązanie optymalne dla każdego z 96 przedziałów czasowych.

Koncepcja B.I

W koncepcji B.I wykorzystania łączników zdalnie sterowanych poszukiwany był harmonogram operacji łączeniowych na następną dobę dla przyjętej prognozy zapotrzebowania (i generacji). W celu unieważnienia procedury na chwilowe zmiany w rozkładzie zapotrzebowania, wyszukiwanie optymalnych miejsc podziału dla każdego kwadransa doby przeprowadzono z uwzględnieniem prognozy dla dwóch kolejnych kwadransów, dla których wyznaczono wartości strat mocy czynnej: ΔP_{t+1} i ΔP_{t+2} . Wpływ wartości strat w przedziałach czasowych $t + 1$ i $t + 2$ na rozwiązanie problemu został ograniczony przez zastosowanie współczynnika tłumienia ϑ . Funkcja celu problemu optymalizacyjnego w B.I została wyrażona wzorem (4.22).

Do wyznaczenia wartości strat energii elektrycznej w kwadransach $T - 1$ i T wykorzystano prognozę dla pierwszych kwadransów doby, zgodnie ze wzorem (4.23).

Postać funkcji ograniczającej dla problemu optymalizacyjnego została zdefiniowana w punkcie 4.2.4.

$$\forall_{t \in \{1, \dots, T\}} Q_t(X_{w_t}) = \Delta P_t(X_{w_t}) + \vartheta \cdot \Delta P_{t+1}(X_{w_t}) + \frac{\vartheta}{2} \cdot \Delta P_{t+2}(X_{w_t}) \quad (4.22)$$

$$\{t + a > T\} \wedge a = \{1, 2\} \Rightarrow \begin{cases} (t + a) \leftarrow 1 & \text{gdy } t + a = T + 1 \\ (t + a) \leftarrow 2 & \text{gdy } t + a = T + 2 \end{cases} \quad (4.23)$$

gdzie: a — identyfikator kolejnego (+1 lub +2) kwadransu doby,
 ΔP_t — wartość strat mocy czynnej dla i -tego kwadransu doby,
 X_{w_t} — element składowy wektora rozwiązań X_W , w którym jest przechowywana informacja o miejscach podziału sieci: $X_W = [X_{w_1}, X_{w_2}, \dots, X_{w_i}, \dots, X_{w_{96}}]$,
 ϑ — współczynnik tłumienia; $\vartheta \in (0, 1)$, przyjęto $\vartheta = 0,5$.

Koncepcja B.II

W procesie wyszukiwania miejsc podziału sieci w danym kwadransie doby uwzględniono dane pomiarowe zarejestrowane w kwadransie poprzedzającym oraz prognozę zapotrzebowania dla kwadransu bieżącego i następnego. Wzór (4.22) został zaktualizowany do postaci (4.24). Symbolem gwiazdki w indeksie górnym ($*$) oznaczono wartość strat mocy czynnej wyznaczoną dla analizowanego układu pracy sieci (wektor X_{w_t}) przy ostatnio zarejestrowanym zapotrzebowaniu. Stąd też ta wielkość jest oznaczona indeksem dolnym ($t - 1$). Dla skrajnych kwadransów doby zastosowano wzór (4.25) do określenia wartości mierzonych lub prognozowanych w kwadransach $t - 1$ lub $t + 1$. Pozostałe oznaczenia są takie same jak we wzorach (4.22) i (4.23).

$$\forall_{i \in \{1, \dots, T\}} Q_t(X_{w_t}) = \Delta P_{t-1}^*(X_{w_i}) + \vartheta \cdot \Delta P_t(X_{w_t}) + \frac{\vartheta}{2} \cdot \Delta P_{t+1}(X_{w_t}) \quad (4.24)$$

$$\begin{cases} \{t + a > T\} \wedge \{a = 1\} \Rightarrow (t + a) \leftarrow 1 \\ \{t + a < 1\} \wedge \{a = -1\} \Rightarrow (t + a) \leftarrow T \end{cases} \quad (4.25)$$

gdzie: ΔP_i^* — wartość strat mocy czynnej dla i -tego kwadransu doby dla zarejestrowanych wartości obciążeń i generacji.

Koncepcja B.X

Koncepcja B.X wykorzystania łączników zdalnie sterowanych odpowiada stosowanej obecnie filozofii prowadzenia ruchu sieci elektroenergetycznej.

4.2.4 Ograniczenia wektora rozwiązań

W obydwu koncepcjach wykorzystania łączników zdalnie sterowanych (B.I i B.II) muszą być spełnione kryteria istotne. Kryteria te były stosowane wcześniej, we wzorze (4.8), jako funkcje kary w procesie A.1: $F_{U>0}(X_{w_i})$, $F_{raidal}(X_{w_i})$, $F_{2Sides}(X_{w_i})$. Jako dodatkowe ograniczenia problemów optymalizacyjnych B.I i B.II przyjęto kryteria napięciowe i obciążeniowe: $L_{max}(X_P)$, $u_{max}(X_{w_i})$, $u_{min}(X_{w_i})$, które zdefiniowano wzorami (4.12), (4.16) i (4.17). W pracy nie przewidziano implementacji procedury zmiany układu sieci po wystąpieniu przekroczenia dopuszczalnego zakresu napięć lub obciążeń. Zostało przyjęte założenie, że rekonfiguracja sieci w cyklu dobowym będzie prowadziła do poprawy parametrów pracy sieci, w tym do poprawy profilu napięciowego i zmniejszeniu obciążeń.

4.3 Parametry podlegające ocenie

W ocenie efektywności koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych wykorzystano następujące parametry:

- a) dobową wartość strat energii elektrycznej — wzór (4.11),
- b) wartość maksymalnego obciążenia względnego — wzór (4.12),
- c) wartość minimalnego napięcia w punktach pomiarowych — wzór (4.16),
- d) wartość maksymalnego napięcia — dotyczy układów z generacją — wzór (4.17).

4.4 Podsumowanie

Procedura badawcza została podzielona na dwie części A i B, z których każda została wykorzystana do weryfikacji jednej części tezy pracy.

Podjęto decyzję o szczegółowym rozpatrzeniu zagadnienia rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych w sieci SN, ponieważ jest to skomplikowany problem. Przy wyborze lokalizacji do instalacji łączników należy uwzględnić różne czynniki mające wpływ na rezultat optymalizacji. Zmienność rejestrowanych wartości oraz korelacja obserwowanych parametrów (m.in. strat energii elektrycznej, wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej) jest przyczyną trudności w doborze rozwiązania optymalnego. Dokonano dekompozycji problemu na dwa zadania — dobór miejsc podziału sieci elektroenergetycznej (A.1) oraz rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych dla przyjętego układu sieci (A.2). W rezultacie, weryfikując tezę pracy, opracowano metodykę rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych w sieci SN przy założeniu równomiernego ograniczenia wartości wskaźnika SAIDI w ciągach liniowych.

Procedura B to weryfikacja dwóch rozpatrywanych koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych do rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym, w celu zmniejszenia wartości strat i ograniczenia liczby stanów zagrożenia. Weryfikacja procedury została dokonana przez porównanie wartości wybranych parametrów pracy sieci elektroenergetycznej z wartościami otrzymanymi przy braku zmian w układzie pracy sieci. Obydwie koncepcje są niezależne i mogą być stosowane zamiennie. W pierwszej (B.I), przygotowujemy jest harmonogram dobowych zmian układu pracy sieci dla prognozy zapotrzebowania i generacji. W koncepcji drugiej (B.II), zmiany układu pracy sieci elektroenergetycznej odbywają się również z wykorzystaniem pomiarów bieżących (15-minutowych). Obydwie koncepcje zostały skonfrontowane z obecną filozofią, w której zmiany układu sieci przy braku zakłóceń występują sporadycznie, np. przy zmianach pór roku.

W koncepcji B.II wykorzystywano *aktualne* pomiary z liczników bilansujących. Sprawdzano, czy możliwa jest poprawa parametrów pracy sieci poprzez zmianę punktów podziału sieci. Do zastosowania tej koncepcji niezbędne jest wdrożenie systemu działającego w trybie czasu rzeczywistego, a więc systemu, do którego odwołano się w tezie pracy.

5 PRZYGOTOWANIE MODELU SYMULACYJNEGO

Na potrzeby pracy zostały przygotowane dwa modele sieci elektroenergetycznej:

- model testowy³,
- model pełny.

Model pełny odwzorowuje rzeczywisty fragment sieci elektroenergetycznej rejonu elektroenergetycznego jednego z OSD. W modelu odwzorowano ok. 250 transformatorów SN/nn. Symulacje w modelu testowym zostały wykorzystane do weryfikacji poprawności działania procedur, natomiast symulacje w modelu pełnym zostały wykorzystane do weryfikacji tezy pracy.

5.1 Przygotowanie modeli obliczeniowych

W modelu obliczeniowym uwzględniono:

- strukturę sieci elektroenergetycznej w postaci węzłów i gałęzi, których parametry elektryczne uwzględniają przekrój żyły roboczej, układ połączeń oraz długości odcinków,
- transformatory SN/nn z odbiorem zastępczym przyłączonym po stronie napięcia niskiego,
- indywidualne 15-minutowe profile zapotrzebowania i generacji,
- liczbę odbiorców końcowych,
- intensywności uszkodzeń i intensywności napraw,
- procedury rekonfiguracji sieci po wystąpieniu uszkodzenia,
- odbiorców wrażliwych na przerwy w dostawach energii elektrycznej.

W pracy analizowano m.in. wpływ stopnia nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi na efektywność rekonfiguracji. Stąd też dla wyznaczonego (jednego) układu sieci elektroenergetycznej przygotowano modele obliczeniowe różniące się liczbą łączników zdalnie sterowalnych. Metodyka doboru liczby łączników zdalnie sterowalnych została opisana w punkcie 4.1.8.

5.2 Charakterystyka modeli obliczeniowych — model pełny

Parametry modelu pełnego zostały podane w tabeli 5.1. Struktura sieci elektroenergetycznej wraz z zaznaczonymi podziałami, już po realizacji procedury A.1, została pokazana na rysunku 5.1. Tamże, zielonymi rombami oznaczono stacje, zasilające odbiorców wrażliwych, czyli takich, dla których obowiązywało kryterium dwustronnego zasilania.

Tabela 5.1 Parametry modelu pełnego

L.p.	Parametr	Wartość
1	Linie SN: <ul style="list-style-type: none"> • suma długości linii • liczba odcinków • średnia długość odcinka liniowego • długość odcinka najdłuższego 	438.1 km 1107 szt. 0.4 km 7.71 km
2	Odbiorcy energii elektrycznej <ul style="list-style-type: none"> • liczba odbiorców • średnia liczba odbiorców • maksymalna liczba odbiorców • liczba transformatorów SN/nn 	7 349 27 282 272
3	Struktura sieci elektroenergetycznej <ul style="list-style-type: none"> • liczba stacji zasilających (sekcje GPZ) • liczba wyprowadzeń liniowych z rozdzielni • liczba stacji transformatorowych wrażliwych na przerwy w dostawach energii elektrycznej 	1 8 3
4	Liczba podziałów w sieci	18

³ W autoreferacie pominięto prezentację modelu testowego oraz wyników dla niego otrzymanych.

Generacja rozproszona

Część symulacji w modelu pełnym została przeprowadzona przy uwzględnieniu generacji rozproszonej. Wprowadzono do modelu 8 źródeł generacyjnych — trzy farmy wiatrowe oraz pięć instalacji fotowoltaicznych. Farma wiatrowa o największej mocy zainstalowanej — 5 MW, została przyłączona bezpośrednio do rozdzielni SN w stacji transformatorowej. Pozostałe instalacje, o mocach od 150 kW do 700 kW zostały przyłączone w głębi sieci SN. Wykaz źródeł generacyjnych wraz z nazwą rozdzielni, rodzajem energii pierwotnej oraz mocą zainstalowaną podano w tabeli 5.2.

Tabela 5.2 Wykaz źródeł generacyjnych w modelu pełnym sieci

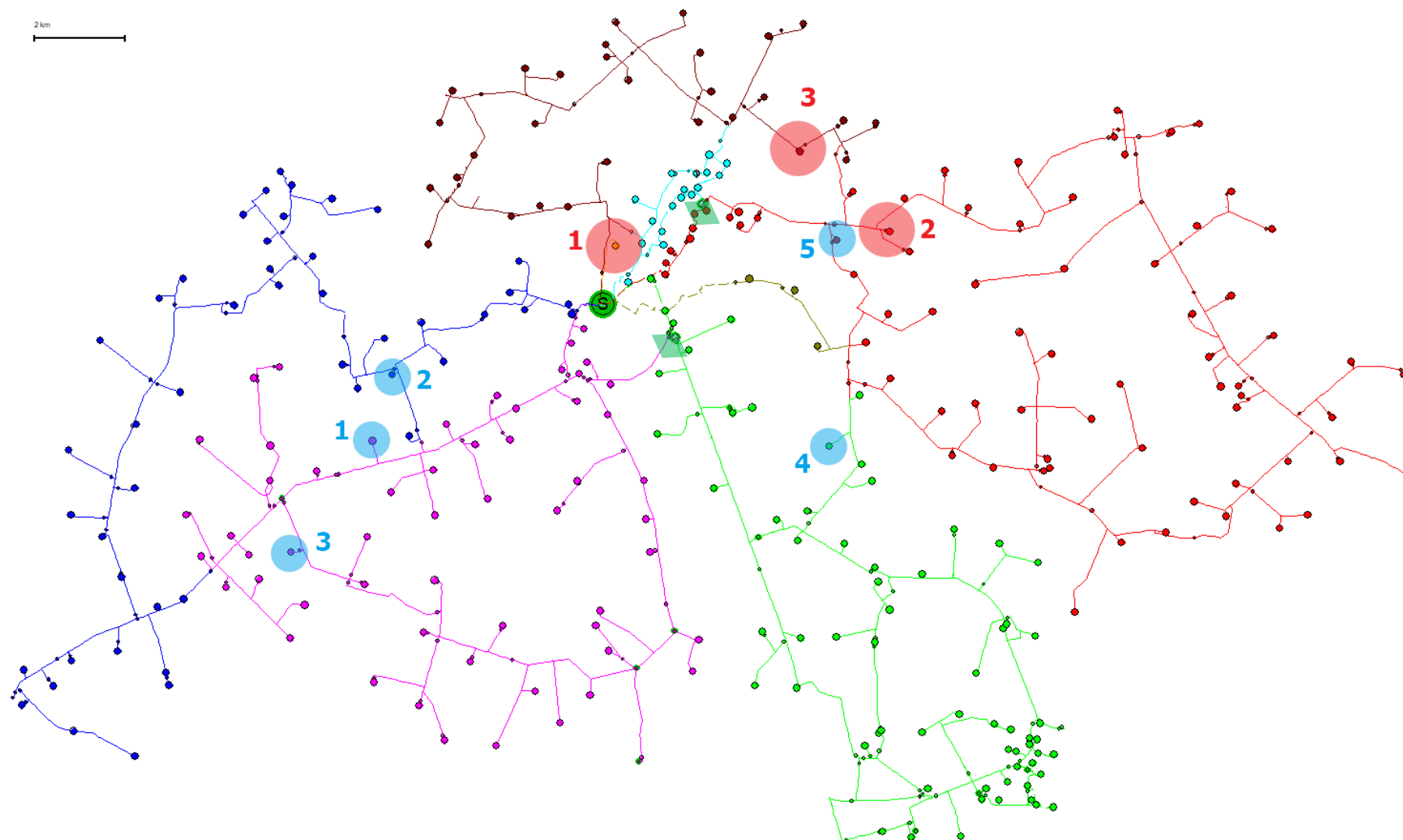
Nazwa	Rozdzielnia	Węzeł	Typ	P_n [MW]
FW01	Ta941	b_Ta941_1	Farma wiatrowa	5.00
FW02	Ta546	b_Ta546_1	Farma wiatrowa	0.70
FW03	Ta656	b_Ta656_1	Farma wiatrowa	0.50
PV01	Ta372	b_Ta372_1	Instalacja fotowoltaiczna	0.35
PV02	Ta451	b_Ta451_1	Instalacja fotowoltaiczna	0.25
PV03	Tb385	b_Tb385_1	Instalacja fotowoltaiczna	0.15
PV04	Ta805	b_Ta805_1	Instalacja fotowoltaiczna	0.35
PV05	Ta563	b_Ta563_1	Instalacja fotowoltaiczna	0.50

Na rysunku 5.1 pokazano lokalizację źródeł wytwórczych w modelu sieci SN. Kółkami w kolorze czerwonym oznaczono miejsca przyłączenia generacji wiatrowej, natomiast kółkami w kolorze błękitnym oznaczono miejsca przyłączenia generacji fotowoltaicznej.

5.3 Profile zapotrzebowania i generacji

Symulacje zostały przeprowadzone dla następujących dobowych profili zapotrzebowania i generacji:

- dobowy profil charakterystyczny (wyznaczony dla każdego punktu SN/nn osobno) – wartość zapotrzebowania w każdym z kwadransów doby została wyznaczona jako mediana z rocznych pomiarów,
- prognozy zapotrzebowania, wyznaczone jako profile dla kwartyli Q1, Q2 i Q3 zapotrzebowania w każdym kwadransie doby z rocznych pomiarów,
- profile zapotrzebowania dla 6 wybranych dni kalendarzowych;
- prognozy generacji, wyznaczonej jako profile odpowiadające kwartylom Q1, Q2 i Q3 generacji w każdym kwadransie doby,
- profile generacji dla 6 wybranych dni.



Rysunek 5.1 Schemat sieci elektroenergetycznej dla modelu pełnego z wyróżnionymi różnymi kolorami ciągami liniowymi (rezultat działania procedury A.1)
Zielone romby – stacje o zwiększonych wymaganiach dotyczących pewności zasilania .
Czerwone i niebieskie koła – lokalizacje farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych

6 DOBÓR KRYTERIÓW DLA PROBLEMU OPTYMALNEGO DOBORU MIEJSC PODZIAŁU SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Podjęta została próba wyboru uniwersalnych kryteriów optymalizacji pracy sieci elektroenergetycznej. Wybór kryteriów nie był zadaniem prostym, gdyż w procesie optymalizacji należało uwzględnić wyniki analiz rozptylowych i niezawodnościowych. W związku z tym została przeprowadzona analiza, której celem był wybór kryteriów dla optymalnego doboru miejsc podziału sieci. Kryteria optymalizacji wybrano spośród trzech kategorii parametrów opisujących dobowe warunki pracy sieci. Te kategorie to:

1. Wielkości elektryczne — obciążenia i napięcia. Są to wartości, które mogą być mierzone fizycznie, a w modelu sieci wyznaczone przez wykonanie obliczeń rozptylowych.
2. Wielkości statystyczne rozkładów wielkości należących do kategorii pierwszej oraz wartość strat energii elektrycznej. Wielkości te są wyznaczone przy wykorzystaniu wyników obliczeń rozptylowych dla kilku-, kilkunastu stanów zapotrzebowania sieci elektroenergetycznej w kolejnych przedziałach czasowych (godzinach lub kwadransach doby).
3. Wskaźniki ciągłości zasilania odbiorców końcowych. Do wyznaczenia tych wskaźników należy przeprowadzić analizę niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej.

6.1 Parametry symulacji

Na potrzeby weryfikacji tezy pracy przeprowadzono symulację dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej. Wykonano obliczenia rozptylowe osobno dla każdego przedziału czasowego, który dla procedury A wynosił jedną godzinę. Dodatkowo, dla każdego sprawdzanego układu pracy, przeprowadzono analizę niezawodności pracy sieci. Kryteria optymalizacyjne zostały wybrane spośród następujących grup parametrów: (1) wskaźniki ciągłości zasilania oraz (2) wartości obciążeń i napięć.

W autoreferacie zaprezentowano wyniki symulacji dla modelu pełnego.

6.2 Wyniki symulacji w modelu pełnym

W każdej symulacji przestrzeń rozwiązań była przeszukiwana przez 50 cząstek — potencjalnych rozwiązań problemu optymalizacyjnego z funkcją celu: (a) dobowe straty energii elektrycznej lub (b) wskaźnik SAIFI. Podczas przeszukiwania przestrzeni rozwiązań znaleziono 12 111 unikalnych rozwiązań akceptowalnych, co stanowi ok. 2% przeszukanych układów pracy sieci elektroenergetycznej. Rozwiązania akceptowalne spełniały warunki sformułowane w punkcie A.2.c), we wzorze (4.8).

6.2.1 Korelacja funkcji kryterialnych

Analiza wartości współczynników korelacji wyznaczonych dla modelu pełnego wykazała:

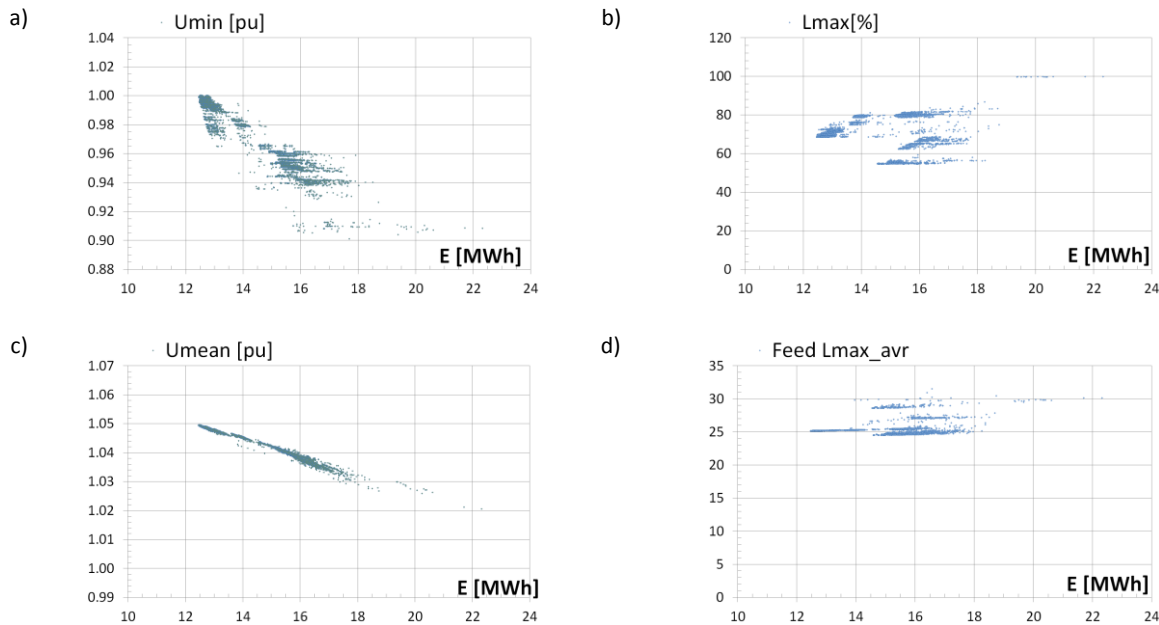
- brak korelacji pomiędzy wartością obciążenia maksymalnego a wartościami strat energii elektrycznej oraz wartościami wskaźnika SAIFI,
- niską korelację napięcia minimalnego z:
 - wartością strat energii elektrycznej,
 - wartościami SAIFI, wartość ujemna wskaźnika korelacji wskazuje na zależność odwrotną, czyli wraz ze wzrostem wartości SAIFI maleje napięcie minimalne,
- dużą zależność pomiędzy wartościami SAIFI a wartością strat energii elektrycznej; współczynnik korelacji $-0,95$ oznacza, że w analizowanym przypadku układy sieci, w których wartość wskaźnika SAIFI jest mała są jednocześnie układami, w których wartości strat energii elektrycznej są duże.

Na rysunku 6.1 przedstawiono zależności wybranych parametrów — napięcia minimalnego oraz obciążenia maksymalnego od wartości strat energii elektrycznej. Pokazano zależności dla:

- wartości skrajnych — minimalnego napięcia i maksymalnego obciążenia (a i b),
- wartości średnich napięć (c) oraz
- wartości średnich wyznaczonych z maksymalnych obciążeń w ciągach liniowych (d).

Tabela 6.1 Współczynniki korelacji dla kryteriów optymalizacji

Parametr	Straty energii	SAIFI	Napięcie minimalne	Obciążenie maksymalne
Straty energii	1.000			
SAIFI	-0.953	1.000		
Napięcie minimalne	0.099	-0.037	1.000	
Obciążenie maksymalne	0.131	-0.057	0.972	1.000



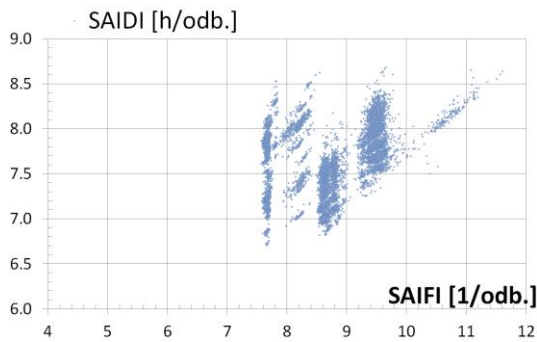
Rysunek 6.1 Rozkład wartości elementów składowych funkcji celu w funkcji strat energii elektrycznej

Skutki nałożenia ograniczeń dotyczących napięcia minimalnego i obciążenia maksymalnego są widoczne na rysunkach 6.1a i 6.1b. Widoczne są serie układów sieciowych, w których wartości obciążeń maksymalnych lub napięć minimalnych mają zbliżone wartości, natomiast wartości strat energii elektrycznej zmieniają się w dość szerokim zakresie. Wraz ze wzrostem wartości średniej napięcia (rysunek 6.1c) obserwowane jest obniżenie wartości strat energii elektrycznej. Jednocześnie wartości odchyłeń standardowych napięć maleją. W modelu pełnym najmniejsze wartości odchyłeń standardowych napięć są obserwowane w układach sieci charakteryzujących się również niskimi stratami energii elektrycznej.

Zanotowano kilka przypadków, w których maksymalne obciążenie jest bliskie wartości dopuszczalnej długotrwale (100 %). Przypadki te są obserwowane w układach sieci charakteryzujących się dużymi stratami energii elektrycznej. W pozostałych przypadkach, maksymalne wartości obciążeń zawierają się w przedziale pomiędzy 50 – 85 % obciążalności dopuszczalnej długotrwale (rysunek 6.1b). Wartość średnia maksymalnych obciążeń w ciągach liniowych ulega zmianie w przedziale pomiędzy 25 – 35% (rysunek 6.1d).

6.2.2 Korelacja wskaźników niezawodności

Wyniki analizy korelacji wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI i CAIDI) oraz rozkład wartości SAIDI w funkcji SAIFI zostały pokazane na rysunku 6.2. Na analizowanym obszarze, dla stosunkowo wielu układów pracy sieci o zbliżonej wartości wskaźnika SAIFI (ok. 7,7 [1/odb.]) wartości SAIDI mogą zmieniać się w przedziale od 6,8 do 8,5 [h/odb.]. Mała korelacja jest obserwowana pomiędzy wartościami SAIDI i SAIFI, natomiast najsłabsza korelacja występuje pomiędzy wskaźnikami SAIDI i CAIDI. Duża korelacja jest obserwowana pomiędzy wartościami CAIDI i SAIFI. W tym przypadku wskaźnik ma wartość ujemną.



	SAIFI	SAIDI	CAIDI
SAIFI	1.000		
SAIDI	0.367	1.000	
CAIDI	-0.813	0.239	1.000

Rysunek 6.2 Rozkład wartości elementów składowych funkcji celu na płaszczyźnie dwuwymiarowej w odniesieniu do wskaźnika SAIFI oraz wartości współczynników korelacji pomiędzy wskaźnikami ciągłości zasilania

W modelu pełnym zależność pomiędzy wskaźnikami SAIFI a wartością strat energii elektrycznej nie jest już tak oczywista, jak to miało miejsce w modelu testowym. Inne czynniki mają wpływ na wartości strat energii elektrycznej a inne — na wartości wskaźników ciągłości zasilania. W rezultacie można stwierdzić, że zależność pomiędzy wartościami wskaźnika SAIFI a wartościami strat energii elektrycznej dla różnych układów pracy sieci jest zależnością specyficzną dla modelowanego obszaru — sieci elektroenergetycznej.

6.3 Podsumowanie

Korelacja parametrów wykorzystywanych do oceny wyników obliczeń rozptylowych oraz niezawodnościowych jest właściwością charakterystyczną dla analizowanego fragmentu sieci. Inne czynniki mają wpływ na wartości wskaźników ciągłości zasilania a inne na wartości strat czy rozkład napięć.

Wartości skrajne, tj. minimalne i maksymalne napięcia, czy maksymalne obciążenie, mogą być wykorzystane do identyfikacji przekroczeń dopuszczalnych parametrów pracy sieci. W przypadku braku przekroczeń wartości te mogą posłużyć, jako miara zapasu bezpieczeństwa, którym jest różnica wartości skrajnej i wartości dopuszczalnej. Parametry te mogą posłużyć do sygnalizacji zagrożeń w pojedynczych ciągach, natomiast są niewystarczające do oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej złożonej z większej liczby ciągów liniowych (wyprowadzeń z GPZ). Stąd decyzja o zdefiniowaniu dodatkowych wskaźników do oceny warunków pracy sieci. Ocenie poddano szereg parametrów statystycznych do potencjalnego wykorzystania w dalszej części dysertacji.

Po analizie zgromadzonych danych dokonano następującego wyboru parametrów do oceny warunków pracy sieci SN:

- 1) wartość dobowych strat energii elektrycznej,
- 2) wskaźnik SAIFI,
- 3) wartości skrajne:
 - (a) obciążenie maksymalne,
 - (b) napięcie maksymalne,
 - (c) napięcie minimalne;
- 4) wartości statystyczne:
 - (a) wartość średnia i
 - (b) odchylenie standardowe obciążeń maksymalnych w ciągach liniowych,
 - (c) wartość średnia i
 - (d) odchylenie standardowe napięć w węzłach stacyjnych sieci SN.

Parametry te zostały wykorzystane w procesie optymalizacji wielokryterialnej doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej — wzór (4.7) w punkcie 4.1.4.

7 BADANIA SYMULACYJNE NA MODELU PEŁNYM

W rozdziale poświęconym zagadnieniom optymalizacji wskazano, że wadą (meta)heurystycznych metod optymalizacji jest brak pewności, czy znalezione rozwiązanie jest optymalne. Sytuacja taka została zidentyfikowana w modelu pełnym, gdzie rezultat działania procedury A.1 nie był rezultatem optymalnym. W praktyce, niezależnie od przyjętego rozwiązania, będą występowały wątpliwości czy przyjęte rozwiązanie jest rozwiązaniem optymalnym globalnie.

Powyższe, zostało uwzględnione w dysertacji w następujący sposób. W procedurze A.2 przyjęto, jako stan początkowy, układ sieci będący rezultatem działania procedury A.1. Dla takiego układu wyznaczono miejsca instalacji łączników zdalnie sterowanych i przeprowadzono symulację dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej (procedury B). Następnie dokonano korekcji układu pracy sieci elektroenergetycznej (korekcja przyjętego rozwiązania dla procedury A.1) i ponownie przeprowadzono symulację dobowych warunków pracy sieci. Pominięto etap rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych (procedura A.2), ponieważ nadal, pomimo korekcji rezultatu działania procedury A.1, nie ma pewności, czy przyjęty układ jest układem optymalnym. W opisywanym przypadku potrzeba korekcji wynikała z niedoskonałości procedury optymalizacyjnej, natomiast w rzeczywistym systemie potrzeba korekcji układu sieci może być spowodowana realizacją inwestycji sieciowych lub zmian w strukturze sieci. Na zakończenie przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej przy uwzględnieniu generacji rozproszonej, z trzema farmami wiatrowymi i pięcioma instalacjami fotowoltaicznymi przyłączonymi do sieci SN.

7.1 Wyszukiwanie optymalnych miejsc podziału sieci elektroenergetycznej

Dokonano oceny każdego rozwiązania ze zbioru rozwiązań akceptowalnych. Identyfikacja rozwiązań akceptowalnych została przeprowadzona zgodnie z procedurą opisaną w punkcie 4.1.7. Po ocenie wielkości kryterialnych dla każdego rozwiązania procedury A.1 wybrano zbiór rozwiązań niezdominowanych. Do tego celu wykorzystano opracowane w programie MS Excel narzędzie do wyszukiwania rozwiązań spełniających warunek frontu Pareto.

7.1.1 Identyfikacja zbioru rozwiązań niezdominowanych

Podczas przeszukiwania przestrzeni rozwiązań znaleziono 12 111 akceptowalnych i unikalnych rozwiązań. Następnie, spośród elementów zbioru rozwiązań akceptowalnych, zidentyfikowano 262 rozwiązania niezdominowane w sensie Pareto. W tabeli 7.1 zamieszczono statystyczne zestawienie parametrów wykorzystanych do oceny warunków dobowej pracy sieci elektroenergetycznej.

Poszukiwano rozwiązań, dla których parametry od 1 do 3 oraz 8 i 9 (tabela 7.1) przyjmują najmniejsze wartości, natomiast parametry 6 i 7 przyjmują wartości największe. Zmiany wartości parametru 4, czyli wartości napięć maksymalnych, nie były oceniane. Oczekiwana wartość parametru 5 nie jest znana. Z jednej strony im większa wartość napięcia, tym mniejsza wartość strat energii elektrycznej, natomiast z drugiej strony ulega zmniejszeniu różnica pomiędzy wartością maksymalną a wartością dopuszczalną długotrwale (czyli $1,1 U_n$). W efekcie prawdopodobieństwo wystąpienia przekroczenia wartości dopuszczalnej napięcia górnego (po zmianie układu pracy, rozkładu obciążeń lub na skutek pracy generacji rozproszonej), ulega zwiększeniu. Zatem, wartość napięcia maksymalnego nie powinna być zbyt bliska wartości dopuszczalnej maksymalnie.

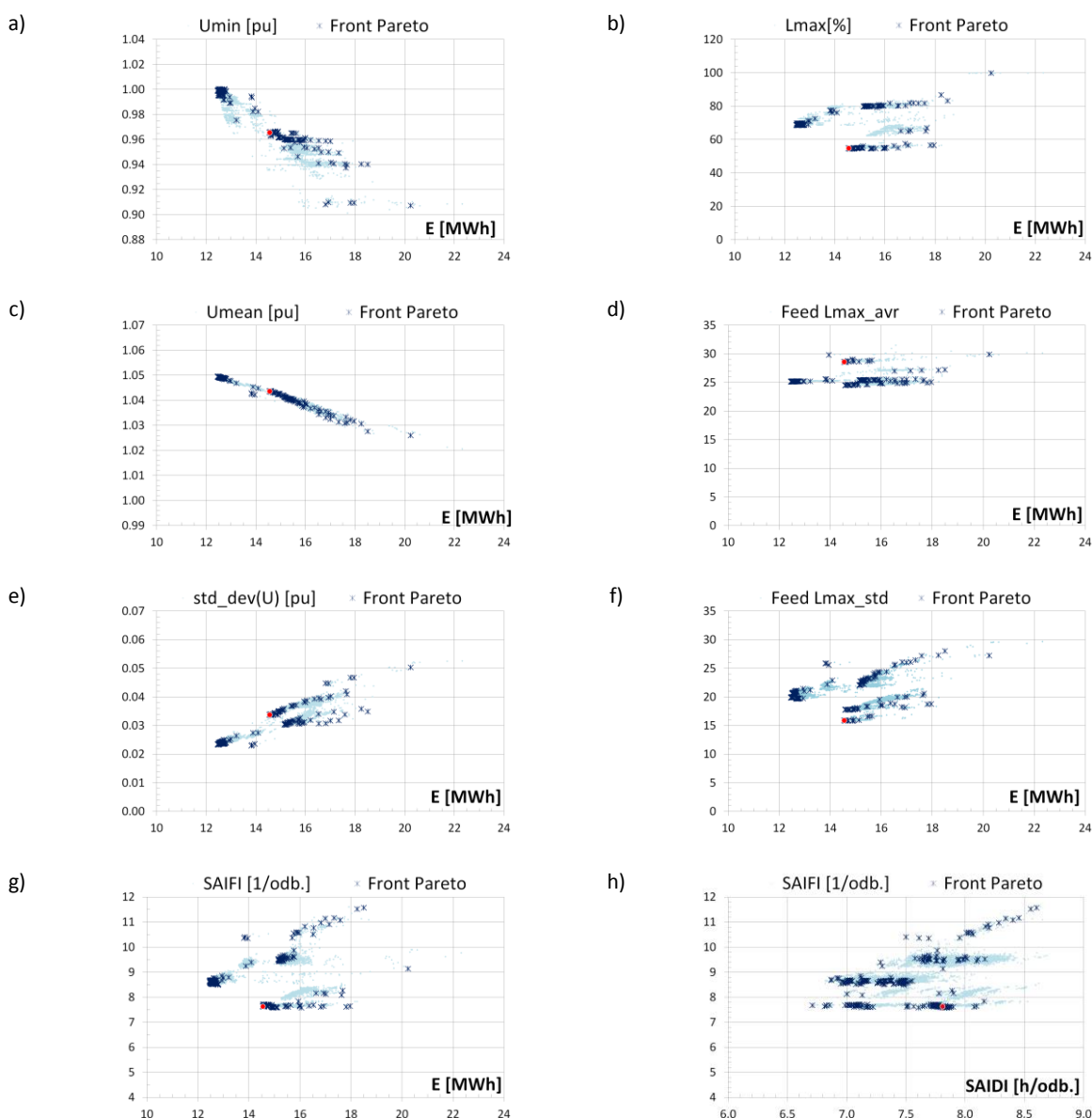
Na rysunku 7.1 pokazano rozkład wybranych parametrów — kryteriów optymalizacji w funkcji wartości dobowych strat energii elektrycznej (rys. a-g). Pokazano zależności dla:

- wartości skrajnych — minimalnego napięcia i maksymalnego obciążenia (a i b),
- wartości średnich i odchylenia standardowego rejestrowanych napięć (c i e),
- wartości średnich i odchylenia standardowego maksymalnych obciążeń w ciągach liniowych (d i f),
- wartości SAIFI (rys. g).

Na rysunku 7.1h pokazano rozkład wartości wskaźników SAIFI w funkcji SAIDI.

Tabela 7.1 Wartości skrajne oraz kwartyły wybranych parametrów dla rozwiązań niezdominowanych

Parametr	Wartość minimalna	Kwartył			Wartość maksymalna
		Q1	Q2	Q3	
1 Straty energii elektrycznej [MWh]	12.468	12.568	14.599	15.183	20.244
2 SAIFI [-]	7.569	7.680	8.589	8.690	11.568
3 SAIDI [h]	6.712	7.135	7.478	7.760	8.603
4 CAIDI [h]	0.722	0.816	0.857	0.930	1.061
5 Napięcie maksymalne [p.u.]	1.092	1.093	1.093	1.093	1.093
6 Napięcie wartość minimalne [p.u.]	0.907	0.960	0.966	0.999	1.000
7 Napięcie — wartość średnia [p.u.]	1.026	1.041	1.044	1.049	1.050
8 Napięcie — odchylenie std. [p.u.]	0.023	0.024	0.031	0.034	0.050
9 Obciążenie maksymalne [%]	54.494	54.974	68.607	69.597	99.822
10 Obciążenie —śred. z wart. maksymalnych w ciągach [%]	24.503	25.150	25.172	25.399	29.883
11 Obciążenie — odchylenie std. z wartości w pkt. 10 [%]	15.786	17.808	19.894	21.014	28.036



Rysunek 7.1 Rozkład wartości elementów składowych funkcji celu w funkcji strat energii elektrycznej

Na każdym z rysunków rozkład parametrów należących do zbioru rozwiązań dopuszczalnych został oznaczony błękitnymi kropkami, natomiast niebieskimi gwiazdkami oznaczono rozwiązania należące do frontu Pareto. Dodatkowo czerwoną kropką wyróżniono rozwiązanie, które zostało wskazane, jako rezultat działania procedury A.1. Informacje dotyczące metodyki wyboru rozwiązania zostały zamieszczone w punkcie 7.1.2. Tamże podano parametry dla wybranej grupy rozwiązań należących do frontu Pareto, które były rozpatrywane, jako potencjalne rozwiązania dla analizowanego problemu optymalizacyjnego.

7.1.2 Rozwiązanie problemu doboru punktów podziału sieci elektroenergetycznej

Spośród elementów, które należały do zbioru rozwiązań niezdominowanych, wybrano jedno rozwiązanie problemu A.1, które na rysunku 7.1 zostało oznaczone czerwoną kropką. Poniżej opisano przebieg procedury identyfikacji rozwiązania.

Spośród 262 rozwiązań niezdominowanych 43 rozwiązania należały do frontu Pareto jednocześnie dla czterech lub więcej kryteriów. Pośród tychże 43 rozwiązań 5 spełniało warunki frontu Pareto dla sześciu kryteriów, a 10 rozwiązań spełniało warunki frontu Pareto dla siedmiu kryteriów.

W tabeli 7.2 zamieszczono zestawienie wartości parametrów dla rozwiązań niezdominowanych, które spełniają warunek frontu Pareto dla przynajmniej pięciu kryteriów. W pierwszej kolumnie zamieszczono identyfikatory rozwiązań oraz wyróżniono identyfikatory rozwiązań spełniających warunek frontu Pareto dla siedmiu kryteriów. Zamieszczone w tabeli wartości zostały znormalizowane do przedziału zamkniętego $[0; 1]$. Jako wartości Q_u^{max} i Q_u^{min} przyjęto wartości skrajne parametrów dla rozwiązań dopuszczalnych, odpowiednio maksymalne i minimalne. Kolorem czerwonym zostały wyróżnione parametry o wartościach znormalizowanych nie mniejszych niż 0,99. Szarym symbolem myślnika zostały oznaczone te parametry, które nie spełniały warunku frontu Pareto dla danego układu sieci elektroenergetycznej.

Tabela 7.2 Wykaz parametrów względnych rozwiązań niezdominowanych

ID	Straty energii elektrycznej	SAIFI	Obciążenie maksymalne	Obciążenie maksymalne w ciągach — wartość średnia	Obciążenie maksymalne w ciągach — odchylenie standardowe	Napięcie — wartość minimalna	Napięcie — odchylenie standardowe	Wartość średnia
9071	0.99	0.76	–	–	0.94	0.99	0.98	0.933
9960	0.99	–	0.69	1.00	0.92	0.98	0.97	0.926
9220	0.97	0.77	–	0.89	0.93	0.98	0.96	0.917
8596	0.86	–	–	0.80	0.99	0.93	0.99	0.916
11763	1.00	–	0.69	0.99	0.93	–	0.97	0.913
11892	0.97	0.77	–	0.89	0.94	–	0.96	0.905
10311	1.00	0.74	0.69	0.93	0.94	0.99	0.98	0.897
11849	0.99	0.73	0.69	1.00	0.92	0.98	0.96	0.897
11940	1.00	0.74	0.68	0.92	0.95	0.99	0.99	0.896
9028	1.00	0.73	0.69	0.91	0.95	1.00	0.98	0.894
10495	0.97	0.73	0.68	0.88	0.95	0.98	–	0.868
3259	–	0.99	0.99	0.75	0.56	0.64	–	0.788
8587	0.86	0.31	0.50	0.85	1.00	0.94	1.00	0.780
3200	0.79	0.99	1.00	0.77	0.61	0.65	0.63	0.775
2844	0.78	0.97	1.00	0.76	0.61	0.65	0.64	0.772
1030	–	1.00	0.99	0.70	0.57	0.61	0.60	0.744
652	0.75	1.00	0.99	0.69	0.57	0.61	0.59	0.743
3476	0.56	–	0.44	0.58	0.73	0.58	0.74	0.602
3453	0.51	0.11	0.40	0.51	0.70	0.49	0.70	0.487
3428	0.41	0.02	0.29	0.42	0.56	0.39	0.57	0.381

Jako rezultat działania procedury A.1 wybrano rozwiązanie oznaczone identyfikatorem 3200 w tabeli 7.2. Rozwiązanie 3200 jest rozwiązaniem należącym do frontu Pareto dla wszystkich kryteriów wskazanych w tabeli 7.2. Mimo, iż wartość średnia parametrów względnych dla rozwiązania 3200 jest o 16,7% mniejsza od wartości wyznaczonej dla rozwiązania 9071, to rozwiązanie 9071 zostało odrzucone. Przyczyną odrzucenia było niespełnienie reguły frontu Pareto dla kryteriów obciążeniowych oraz niezadowalająca wartość SAIFI, która jest o 23% gorsza od rozwiązania przyjętego.

Jako rozwiązanie alternatywne dla rozwiązania 3200 było rozpatrywane rozwiązanie o identyfikatorze 3259. Jakość rozwiązania dla kryterium SAIFI jest porównywalna z rozwiązaniem 3200, jednakże rozwiązanie 3259 nie należy do frontu Pareto dla kryterium strat energii elektrycznej. Porównując pozostałe parametry rozwiązania stwierdzono, że rozwiązanie 3259 nie przewyższa rozwiązania 3200. Pozostałe, notowane wyżej od 3200, rozwiązania zostały odrzucone z powodu niskich wartości SAIFI. Otóż dla przyjętych dla procedur A i B założeń, jedynie zmiana układu sieci ma wpływ na wartość SAIFI. Liczba i lokalizacja łączników zdalnie sterowanych, przy czasie rekonfiguracji dłuższym od 3 minut, będzie miała wpływ na wartości SAIDI.

Tabela 7.3 Wartości parametrów dla rozwiązania problemu doboru optymalnych miejsc podziału sieci elektroenergetycznej

Lp.	Parametr	Wartość	Lp.	Parametr	Wartość
1	Straty energii elektrycznej	14.55 [MWh]	6	SAIFI	7.62 [h/a]
2	U — wart. maksymalna	1.09 [p.u.]	7	SAIDI	7.81 [1/a]
3	U — wart. minimalna	0.97 [p.u.]	8	L — wart. maksymalna	54.71 [%]
4	U — wart. średnia	1.04 [p.u.]	9	L — wart. średnia	28.58 [%]
5	U — odchylenie. stand.	0.0338 [p.u.]	10	L — odchylenie. stand.	15.87 [%]

7.2 Rozmieszczenie łączników sterowanych radiowo

Zostały przeprowadzone symulacje, których celem było optymalne rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych w poszczególnych ciągach SN. Procesy optymalizacji przeprowadzono dla różnej liczby łączników zdalnie sterowanych przewidzianych do instalacji w każdym z ciągów liniowych. Dla każdej liczby łączników oraz dla każdego ciągu liniowego symulacje były przeprowadzane kilkakrotnie (od 6 do 10 razy).

Wyniki symulacji, w postaci wpływu liczby łączników w ciągu liniowym na wartości SAIDI, zostały zamieszczone w tabeli 7.4. W wierszu pogrubionym zamieszczono wartości wskaźników SAIDI wyznaczone dla całego modelu obliczeniowego, natomiast w pozostałych wierszach — wartości SAIDI wyznaczone dla każdego ciągu osobno. W ciągach z małą liczbą stacji transformatorowych, liczba dostępnych miejsc instalacji łączników zdalnie sterowanych była mniejsza od liczby łączników przewidzianych do instalacji. Przypadki takie zostały oznaczone czcionką w kolorze szarym, a przypisane wartości SAIDI zostały uzyskane dla maksymalnej dostępnej liczby lokalizacji łączników zdalnie sterowanych. Wartości te zostały wykorzystane do wyznaczenia wartości SAIDI dla całego układu. Do liczby łączników wskazanych w nagłówku tabeli należy doliczyć łączniki zainstalowane w miejscach podziału sieci (18 sztuk). Wartości z tabeli 7.4 zostały pokazane rys. 7.2.

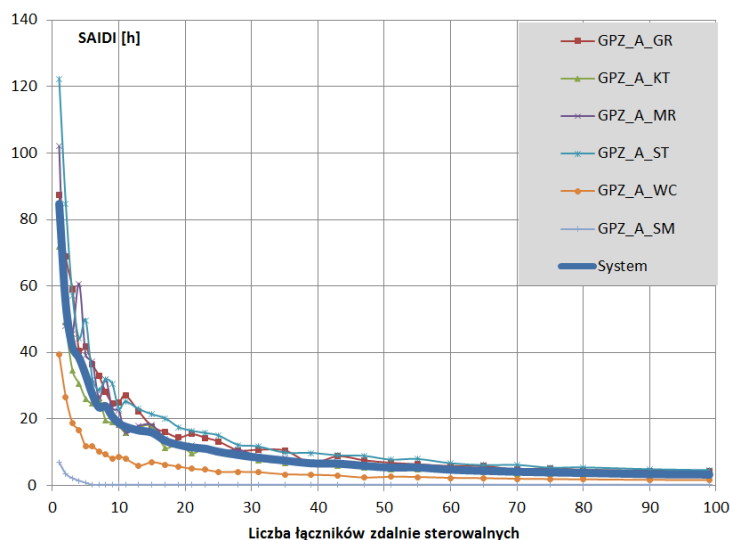
Stosując wzór (4.20) wyznaczono optymalną liczbę łączników do zainstalowania dla przyjętych poziomów ograniczenia wartości wskaźnika SAIDI. W tabeli 7.5 podano zestawienie wymaganej liczby łączników zdalnie sterowanych do uzyskania pożądanego stopnia nasycenia sieci łącznikami, przy założeniu, że każdy z ciągów jest rozpatrywany indywidualnie. W pozycji *Suma* uwzględniono łączniki instalowane w miejscach podziału sieci.

W analizowanym przypadku, do uzyskania 50% redukcji wartości wskaźnika SAIDI, liczba łączników do zainstalowania była taka sama dla obydwu rozpatrywanych metod rozmieszczania łączników zdalnie sterowanych. W pozostałych przypadkach, i przy większym nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi, korzystniejsze rezultaty otrzymano przy zastosowaniu metody indywidualnego

rozdziatu łączników sterowanych zdalnie pomiędzy ciągi liniowe. Zatem, otrzymane wyniki potwierdziły większą skuteczność indywidualnego rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych w poszczególnych ciągach liniowych, niż przyjęcie jednej wartości dla wszystkich ciągów.

Tabela 7.4 Wpływ liczby łączników zdalnie sterowalnych na wartość wskaźnika SAIDI [h] w modelu uproszczonym

Liczba łączników	1	2	4	5	7	8	10	11	13	15	19
SAIDI systemu	84.73	54.47	38.44	33.33	23.54	23.90	18.79	17.71	16.58	15.93	12.26
GPZ_A_GR	87.57	68.90	40.60	41.89	33.04	28.18	24.88	27.13	22.30	17.77	14.46
GPZ_A_KT	71.87	49.03	30.73	26.21	26.36	19.69	18.19	16.02	17.54	17.79	12.79
GPZ_A_MR	102.11	47.95	60.76	39.29	26.35	31.98	22.53	16.03	17.98	18.20	12.47
GPZ_A_ST	122.20	84.91	44.32	49.74	28.75	31.97	23.25	25.31	23.02	21.46	17.59
GPZ_A_WC	39.37	26.72	16.63	11.93	10.29	9.35	8.71	8.11	6.06	7.04	5.74
GPZ_A_SM	7.03	3.56	1.49	0.82	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Liczba łączników	21	25	28	35	39	43	51	60	70	80	99
SAIDI systemu	11.50	10.18	9.21	7.53	6.70	6.62	5.41	4.77	4.14	3.80	3.30
GPZ_A_GR	15.50	13.29	10.62	10.56	6.83	8.81	6.87	5.90	4.88	4.76	4.30
GPZ_A_KT	9.74	9.94	9.73	6.90	7.10	6.06	4.93	4.52	3.51	3.32	2.73
GPZ_A_MR	12.19	10.15	10.74	8.32	6.97	7.11	5.41	4.95	4.25	3.95	3.49
GPZ_A_ST	16.51	15.09	12.24	9.92	9.85	9.11	7.80	6.73	6.20	5.47	4.65
GPZ_A_WC	5.04	4.15	4.12	3.42	3.26	3.03	2.66	2.33	2.05	1.87	1.64
GPZ_A_SM	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25

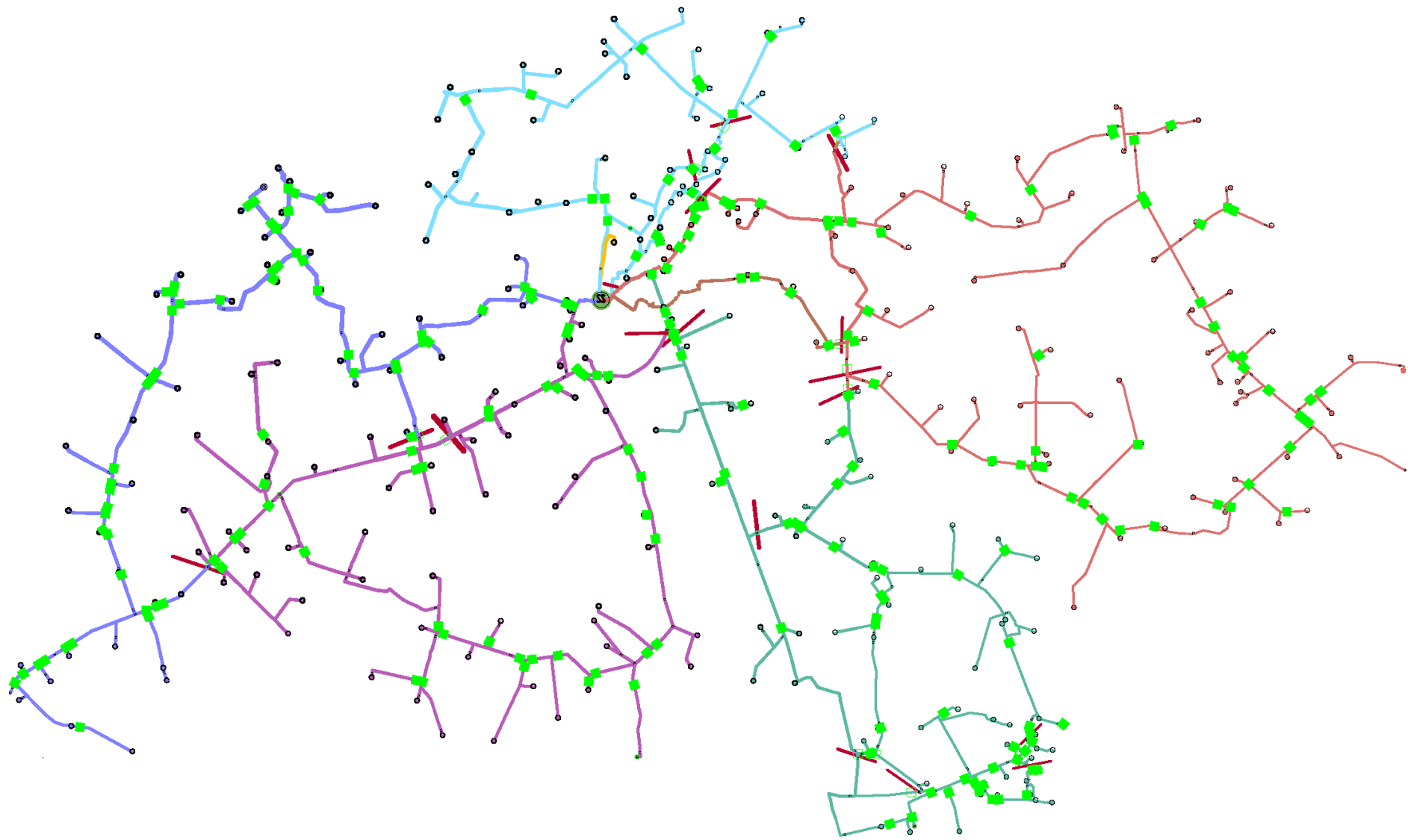


Rysunek 7.2 Wpływ liczby instalowanych łączników na wartość wskaźnika SAIDI danego ciągu liniowego oraz na wartość SAIDI układu

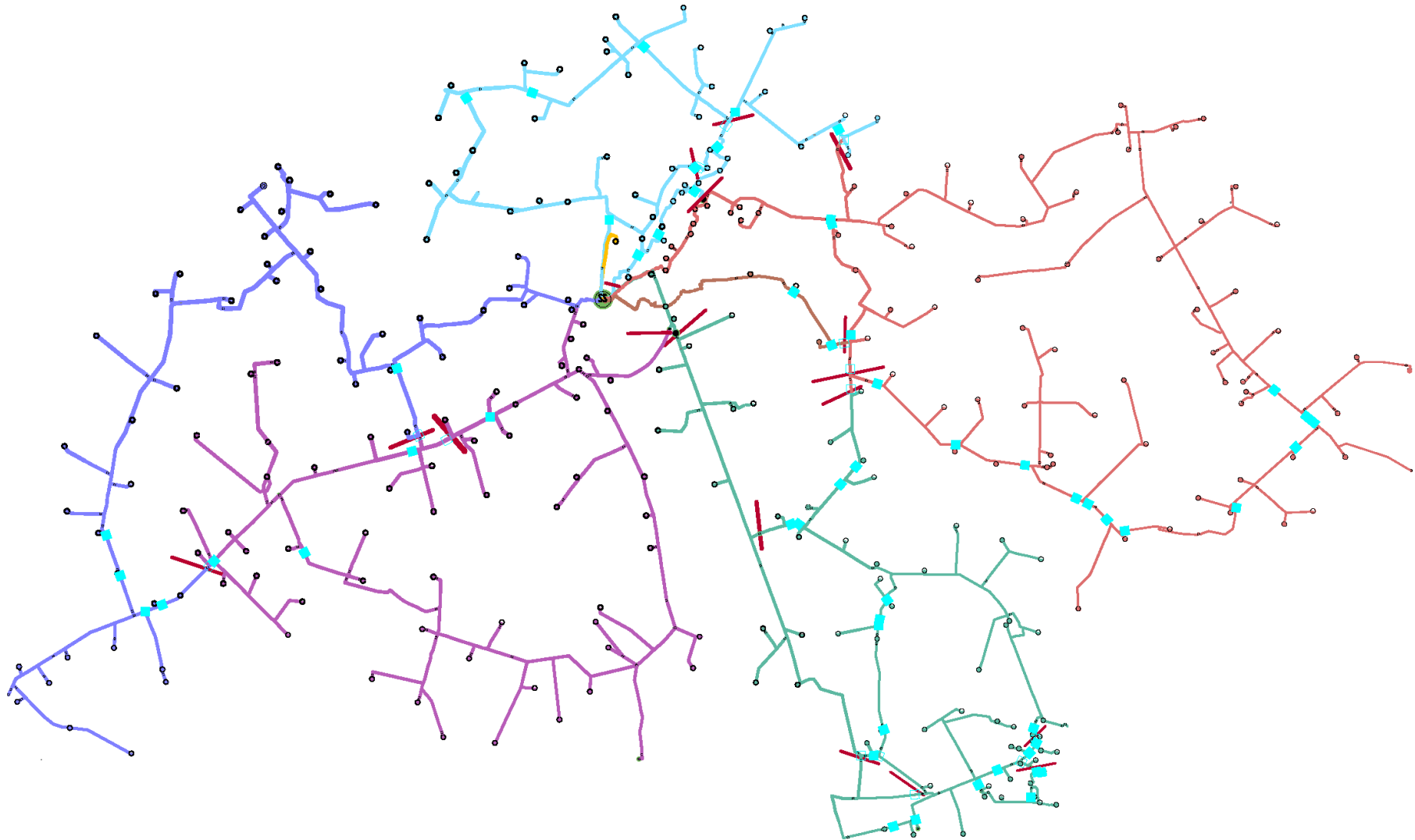
Tabela 7.5 Liczba łączników zdalnie sterowalnych koniecznych do zainstalowania w celu redukcji SAIDI o wartość wskazaną współczynnikiem β

Metoda / Ciąg liniowy		50%	75%	80%	85%	90%	92.5%	95%	97%	99%	MAX
Rozmieszczenie indywidualne	GPZ_A_GR	5	9	13	17	31	43	47	65	99	148
	GPZ_A_KT	3	8	15	11	23	28	31	43	55	176
	GPZ_A_MR	2	7	10	13	19	25	43	55	80	224
	GPZ_A_ST	3	6	7	15	25	28	43	60	99	220
	GPZ_A_WC	3	5	6	7	11	15	17	19	21	148
	GPZ_A_SM	2	2	3	3	3	3	3	4	4	9
Suma (z podziałowymi):		36	55	72	84	130	160	202	264	376	925

Na rysunku 7.3 pokazano rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych dla wskaźnika nasycenia β wynoszącego 97%. Łączniki zdalnie sterowane zostały wyróżnione symbolem zielonego kwadratu. Dodatkowo, poszczególne ciągi liniowe zostały wyróżnione osobnymi kolorami. Na rysunku 7.4 pokazano lokalizację dla łączników wykorzystywanych do rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym (realizacja procedur B).



Rysunek 7.3 Rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych w modelu pełnym przy nasyceniu $\beta=97\%$



Rysunek 7.4 Lokalizacja łączników zdalnie sterowanych przełączanych podczas symulacji dobowych warunków pracy sieci dla koncepcji B.I i B.II wykorzystania łączników zdalnie sterowanych dla $\beta = 97\%$

7.3 Optymalizacja w cyklu dobowym

Przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej w modelu pełnym. Prezentacja wyników została ograniczona do wybranych przypadków, zarówno przy braku jak i obecności generacji rozproszonej.

7.3.1 Ocena efektywności rekonfiguracji sieci

W tabeli 7.6 zestawiono wartości strat energii elektrycznej dla najlepszych rozwiązań otrzymanych dla analizowanych poziomów nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi, a otrzymane wyniki porównano z wartościami otrzymanymi przy zastosowaniu koncepcji B.X.

Tabela 7.6 Zestawienie wartości strat energii elektrycznej [MWh] dla analizowanych poziomów nasycenia sieci łącznikami sterowanymi zdalnie

Poziom nasycenia	Koncepcja	D4	D5	D6	D7	D8	D9
	B.X	17.57	18.44	14.84	20.23	11.94	15.01
97%	B.I	12.89	13.37	10.97	14.70	8.99	10.93
	B.II	12.27	13.28	10.56	14.29	8.83	10.54
Efektywność:		30.2%	28.0%	28.8%	29.3%	26.0%	29.8%
95%	B.I	15.23	16.05	13.03	17.51	10.54	12.86
	B.II	15.20	16.05	13.03	17.50	10.53	12.81
Efektywność:		13.5%	13.0%	12.2%	13.5%	11.8%	14.7%
90%	Bl. i B.II	15.43	16.25	13.23	17.83	10.61	13.06
Efektywność:		12.2%	11.9%	10.8%	11.9%	11.2%	13.0%
85%	Bl. i B.II	15.86	16.81	13.58	18.42	11.00	13.47
Efektywność:		9.7%	8.8%	8.5%	8.9%	7.8%	10.3%

Największą redukcję strat energii elektrycznej otrzymano przy największym nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi. Przy 97% nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi wartość strat energii elektrycznej w liniach SN została ograniczona, średnio o 28,5%. Przy 95% nasyceniu sieci dobową wartość strat energii elektrycznej została ograniczona średnio o 13,1%. Zatem, efektywność rekonfiguracji sieci zmalała dwukrotnie. Dalsze ograniczenie liczby łączników zdalnie sterowanych do poziomów 90% i 85% prowadziło do ograniczenia wartości strat energii elektrycznej średniej o, odpowiednio, 11,8% i 9,0%. W ostatnich dwóch przypadkach, czyli przy 90% i 85% nasyceniu, nie zanotowano różnicy w efektywności zastosowania koncepcji B.I i B.II. Przy większej liczbie łączników zdalnie sterowanych, przy 95% i 97% nasyceniu, korzystniejsze rezultaty otrzymano przy zastosowaniu koncepcji B.II, jednak różnice nie były duże.

7.3.2 Zbiorcze zestawienia wyników symulacji

Sprawdzono, jaka jest skuteczność zastosowania wyznaczonych sekwencji łączeniowych przy innych warunkach zapotrzebowania lub prognozy. Porównano wartości dobowych strat energii elektrycznej a wyniki zostały poddane ocenie statystycznej.

Wyniki otrzymane dla 97% nasycenia sieci łącznikami zostały zamieszczone w tabeli 7.7. W wierszach tabeli podano wartości strat energii elektrycznej w dniach parzystych przy zastosowaniu cykli łączeniowych wyznaczonych dla różnych konfiguracji prognozy i dni. Czcionką niebieską wyróżniono konfiguracje (prognozy i zapotrzebowania), przy których dana sekwencja łączeniowa była wyznaczona. Kolorem zielonym wypełnione zostały komórki identyfikujące sekwencję łączeniową, dla której wartość strat energii elektrycznej była najmniejsza. W rezultacie, w każdym dniu przeprowadzono symulacje dla 21 wyznaczonych sekwencji łączeniowych. Otrzymane wyniki zostały poddane ocenie statystycznej, której rezultat został zamieszczony w tabeli 7.8. Tamże podano

wartość dobowych strat energii elektrycznej dla koncepcji B.X oraz wartości, które zostały otrzymane przy zastosowaniu najłagodniejszych znalezionych rozwiązań. W kolejnych wierszach tabeli podano wartości strat energii dla rozwiązania środkowego (mediana) oraz rozwiązania najlepszego. Dla obydwu rozwiązań (środkowego i najlepszego) wyznaczono procentową wartość redukcji strat energii elektrycznej.

Tabela 7.7 Zestawienie wartości dobowych strat energii elektrycznej [MWh] dla obciążeń w dni parzyste przy 97% nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi

Koncepcja	Dzień	Prognoza	D4	D5	D6	D7	D8	D9
B.I	—	Q1	12.893	13.368	10.971	14.697	8.987	10.929
		Q2	13.159	13.828	11.274	15.244	9.270	11.168
		Q3	14.308	15.049	12.271	16.426	9.926	12.084
B.II	D4	Q1	12.270	12.973	10.631	14.335	8.745	12.706
		Q2	12.619	13.443	10.893	14.788	8.951	10.672
		Q3	12.793	13.556	11.027	14.886	9.066	10.804
	D6	Q1	13.676	14.511	11.818	15.719	9.607	11.479
		Q2	12.463	12.866	10.560	14.165	8.691	10.574
		Q3	14.136	14.767	12.023	16.096	9.761	11.990
	D8	Q1	12.868	13.315	11.005	14.647	9.026	10.880
		Q2	12.515	13.193	10.768	14.488	8.837	10.587
		Q3	12.508	13.235	10.748	14.487	8.827	10.583
B.X	—	—	17.567	18.442	14.837	20.228	11.936	15.010

Tabela 7.8 Zestawienie statystyczne wartości dobowych strat energii elektrycznej [MWh] dla obciążeń D4 – D9 przy 97% nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi

		D4	D5	D6	D7	D8	D9
B.X	[MWh]	17.567	18.442	14.837	20.228	11.936	15.010
Max B.I	[MWh]	14.308	15.049	12.271	16.426	9.926	12.084
Max B.II	[MWh]	14.249	14.877	12.138	16.236	9.849	12.706
Mediana	[MWh]	12.709	13.315	10.903	14.647	8.951	10.804
	[%]	27.7%	27.8%	26.5%	27.6%	25.0%	28.0%
Minimum	[MWh]	12.270	12.866	10.560	14.165	8.691	10.461
	[%]	30.2%	30.2%	28.8%	30.0%	27.2%	30.3%

W tabeli 7.9 podano wyniki otrzymane przy takich samych założeniach dla 95% nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi.

Okazało się, że wyznaczone przy danych warunkach prognozy (B.I) lub prognozy i aktualnych pomiarów (B.II) sekwencje nie muszą być rozwiązaniami najlepszymi. Powodem może być wskazana wcześniej niedoskonałość procedur heurystycznych, których rezultat działania nie musi być optymalny. To, w połączeniu z ograniczeniem swobody zmiany punktu podziału do łączników sąsiednich i przyjętą metodyką ustalania prognozy zapotrzebowania, może prowadzić do pracy w układach odbiegających od układów optymalnych. Istotnym jest fakt, iż w każdym z przypadków znaleziono sekwencję łączeniową, której zastosowanie poprawia efektywność pracy sieci SN i zmniejsza straty energii elektrycznej.

Tabela 7.9 Zestawienie statystyczne wartości dobowych strat energii elektrycznej [MWh] dla obciążeń D4 – D9 przy 95% nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi

		D4	D5	D6	D7	D8	D9
B.X	[MWh]	17.567	18.442	14.837	20.228	11.936	15.010
Max B.I	[MWh]	15.227	16.085	13.061	17.557	10.565	12.840
Max B.II	[MWh]	15.362	16.167	13.133	17.666	10.624	12.987
Mediana	[MWh]	12.709	13.315	10.903	14.647	8.951	10.804
	[%]	13.3%	12.8%	12.0%	13.2%	11.5%	14.5%
Minimum	[MWh]	15.197	16.047	13.028	17.504	10.533	12.811
	[%]	13.5%	13.0%	12.2%	13.5%	11.8%	14.7%

7.4 Symulacja warunków dobowych pracy sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem generacji rozproszonej

Na zakończenie przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy sieci przy uwzględnieniu pracy generacji rozproszonej. Informacje o źródłach rozproszonych wprowadzonych do modelu zostały podane w podrozdziale 5.2. Parametry znamionowe źródeł wytwórczych zostały zamieszczone w tabeli 5.2, natomiast rozmieszczenie źródeł wytwórczych w sieci SN pokazano na rysunku 5.1. Symulacje zostały przeprowadzone przy założeniu 97% nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi dla skorygowanego układu sieci. Model obliczeniowy został przygotowany w taki sposób, iż możliwe było przeprowadzenie badań symulacyjnych dla dowolnej kombinacji profili dobowych oraz prognoz dla trzech typów obiektów (odbior, generacja fotowoltaiczna i generacja wiatrowa).

W związku z dużą liczbą możliwych do wystąpienia kombinacji profili zapotrzebowania i generacji oraz prognoz, zrezygnowano z analizy każdego z wariantów. Zamiast tego sprawdzono, jaka jest efektywność wyznaczonych wcześniej sekwencji łączeniowych oraz, dodatkowo, wyszukano sekwencji łączeniowych dla 33 kombinacji profili. W rezultacie dostępnych było 65 sekwencji łączeniowych, które zostały wyznaczone przy różnych warunkach zapotrzebowania i generacji. Wyznaczone sekwencje łączeniowe zostały sprawdzone w każdej, możliwej do zasymulowania w przygotowanym modelu obliczeniowym, kombinacji dobowych profili zapotrzebowania i generacji.

W tabeli 7.10 podano wartości dobowych strat energii elektrycznej, napięć minimalnych oraz obciążeń maksymalnych, dla wybranych kombinacji profili zapotrzebowania. W przeważającej liczbie przypadków, najlepsze rozwiązanie zostało znalezione dla sekwencji znalezionej przy braku generacji. Okazało się, że dla przeważającej liczby kombinacji profili zapotrzebowania i generacji, najlepsze rezultaty zostały otrzymane przy zastosowaniu dwóch (spośród 65) wyznaczonych sekwencji łączeniowych. Obydwie sekwencje łączeniowe zostały wyznaczone w modelu z odstawioną generacją przy zastosowaniu koncepcji B.II.

Powodem występowania takiego zjawiska może być metodyka wyznaczania miejsc podziału sieci w kolejnych kwadransach doby. Otóż miejsca podziału dla chwili t są wyznaczone z uwzględnieniem prognozy dla chwili t i $(t + 1)$ oraz pomiarów dla chwili $(t - 1)$. Dodatkowo, ocenie poddawane są dobowe parametry pracy sieci, podczas gdy wyszukiwanie jest ograniczone do pomiarów lub prognoz ograniczonych do półgodzinnego przedziału czasowego. W ten sposób, paradoksalnie, możliwe jest wystąpienie sytuacji, w której zastosowanie optymalnych sekwencji łączeniowych dla każdego kwadransa doby da rezultaty gorsze niż zastosowanie sekwencji nieoptymalnej. Jest to spowodowane ograniczeniem przeszukiwanej przestrzeni rozwiązań, czyli miejsc podziału sieci, do łączników sąsiadujących bezpośrednio z łącznikiem podziałowym.

Tabela 7.10 Wartości wybranych parametrów dla wybranych kombinacji profili zapotrzebowania i generacji przy zastosowaniu koncepcji B wykorzystania łączników zdalnie sterowanych

Wartość	Profile			B.X	Sekwencje wyznaczone bez udziału generacji			Sekwencje z generacją	
	Dzień	PV	FW		Wynik najgorszy		Wynik najlepszy	Wynik najgorszy	Wynik najlepszy
					B.I	B.II	B	B	B
ΔE [MW/h]	d4	p4	w4	16.201	12.988	13.042	11.254	13.400	11.375
	d6	p6	w6	13.185	10.768	10.768	9.460	10.924	9.522
	d8	p8	w8	10.174	8.505	8.505	7.467	8.563	7.509
U_{\min} [p.u.]	d4	p4	w4	0.948	0.991	1.002	1.005	0.948	0.975
	d6	p6	w6	0.947	1.002	1.002	1.000	0.947	0.981
	d8	p8	w8	0.986	1.020	1.020	1.019	0.986	0.999
I_{\min} [%]	d4	p4	w4	67.8	67.8	69.1	48.5	48.5	48.5
	d6	p6	w6	63.1	63.1	64.4	46.6	47.3	46.6
	d8	p8	w8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8

7.5 Podsumowanie

Przygotowane procedury, które wcześniej sprawdzono na modelu testowym, zostały zastosowane w modelu pełnym. Przeprowadzono optymalizację miejsc podziału sieci, a następnie dokonano rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych dla kilku wybranych poziomów nasycenia sieci łącznikami. Na zakończenie przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy z możliwością rekonfiguracji sieci, celem dostosowania układu do zmian zapotrzebowania. Symulacje przeprowadzone przy uwzględnieniu generacji rozproszonej zostały przeprowadzone osobno przy wykorzystaniu tego samego modelu sieci.

Ścisłe odwzorowanie układu sieci miało negatywny wpływ na rezultat procedury wyszukiwania miejsc podziału sieci (procedura A.1). Wyznaczone miejsca podziału sieci nie były optymalne, ponieważ jeden z podziałów został wprowadzony w polu linii SN w stacji WN/SN. W niektórych przypadkach takie rozwiązanie może być uzasadnione, przykładowo potrzebą zapewnienia rezerwowego zasilania obiektu, jednak w tym przypadku to nie miało miejsca. Zastosowanie podziału na wyprowadzeniu linii z rozdzielni GPZ skutkuje zmniejszeniem liczby wyprowadzeń liniowych przy jednoczesnym ich wydłużeniu. Dokonano eksperckiej oceny układu i wskazano układ sieciowy, przy którym obserwowane parametry miały wartość nie gorszą.

Okazało się, że oprócz niepewności dotyczących optymalnego doboru miejsc podziału sieci, łączniki zdalnie sterowane w modelu pełnym również nie były rozmieszczone optymalnie (procedura A.2). Każde odejście od ciągu (głównego) to nowe, potencjalne miejsca instalacji łączników zdalnie sterowanych. W efekcie zwiększeniu ulega przestrzeń rozwiązań, a poszukiwania optymalnego rozwiązania stają się trudniejsze. Pomimo tego, procedura A.2 została przeprowadzona — przygotowano cztery modele obliczeniowe różniące się liczbą łączników zdalnie sterowanych. Otrzymane modele wykorzystano do oceny wpływu liczby łączników na poprawę efektywności warunków pracy sieci elektroenergetycznej.

Symulacje dobowych warunków pracy sieci zostały przeprowadzone dla układu sieci wyznaczonego procedurą A.1. Po korekcji miejsc podziału, wciąż nie mając pewności czy przyjęty układ jest układem najlepszym, ponownie przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej (procedury B). Symulacje, w których uwzględniono generację rozproszoną, zostały ograniczone do skorygowanego układu sieci.

Symulacje wykazały istotny wpływ gęstości zabudowy sieci łącznikami na efektywność procedury. Im mniejsza gęstość zabudowy, tym każda zmiana podziału jest równoznaczna ze zmianą sposobu zasilania większej liczby odbiorców (transformatorów SN/nn) i pobieranej przez nich mocy. Jednocześnie sprawdzono, że do rekonfiguracji sieci są wykorzystywane łączniki zlokalizowane w pobliżu ustalonych wcześniej miejsc podziału sieci. Pozostałe łączniki nie biorą udziału

w rekonfiguracji. Przy najniższym analizowanym poziomie nasycenia łączników zdalnie sterowanych (85%) wartość strat energii elektrycznej została ograniczona o średnio 9,0%. Po zwiększeniu nasycenia sieci łącznikami do 90% lub 95% straty energii elektrycznej zostały ograniczone o wartości, odpowiednio, 11,8% i 13,1%. Efekt ten został otrzymany przy blisko dwukrotnym wzroście liczby łączników zdalnie sterowanych w sieci. Najlepsze rezultaty otrzymano przy najgęstszej zabudowie sieci łącznikami zdalnie sterowanymi. Otóż przy 97% nasyceniu sieci, gdy liczba łączników była porównywalna z liczbą transformatorów SN/nn, wartość strat energii elektrycznej została ograniczona średnio o 28,5%. Podane powyżej liczby dotyczą wartości strat liniowych w sieciach SN i transformatorach WN/SN.

Procedura optymalizacyjna była uruchamiana przy różnych warunkach zapotrzebowania czy generacji oraz różnych prognozach. Dla wybranych przypadków wyznaczono dobowe sekwencje łączeniowe zmian układu sieci, które nie muszą być optymalne. Sprawdzono efektywność zastosowania wyznaczonych sekwencji łączeniowych w innych warunkach — przy innych profilach zapotrzebowania (i generacji). Okazało się, że wyznaczone sekwencje łączeniowe mogą być równie efektywne przy innych, rozpatrywanych warunkach zapotrzebowania czy generacji. Zatem, przy powtarzalnych warunkach obciążeniowych, możliwe jest zwiększenie efektywności pracy sieci przy wykorzystaniu harmonogramu operacji łączeniowych opracowanego dla prognozowanego profilu zapotrzebowania (koncepcja B.I). Zaobserwowano, że wraz ze wzrostem nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi większe korzyści przynosi zastosowanie koncepcji B.II. Jednakże, zastosowanie koncepcji B.II jest równoznaczne ze zwiększeniem nakładów potrzebnych na przeprowadzenie obliczeń optymalizacyjnych dla aktualnych danych pomiarowych oraz weryfikacją rezultatów działania procedury w każdym kwadransie doby.

W modelu pełnym przeprowadzono dodatkowe symulacje z uwzględnieniem rozproszonych źródeł wytwórczych — elektrowni wiatrowych i paneli fotowoltaicznych włączonych do sieci SN. Symulacje potwierdziły korzyści z zastosowania koncepcji B.I lub B.II nad koncepcją B.X. Z powodu zmienności generacji rozproszonej oczekiwano, że wykazane zostaną korzyści z zastosowania koncepcji B.II na koncepcją B.I. Tak się jednak nie stało, a efektywność zastosowania obu rozpatrywanych koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych jest zbliżona. W analizowanych przypadkach to dla koncepcji B.I. otrzymano korzystniejsze rezultaty. Nie jest to jednak efekt dokładności prognozy zapotrzebowania i generacji. Prognozy zostały wyznaczone, jako rezultat analizy statystycznej rocznych pomiarów i nie uwzględniają efektu nadejścia frontu atmosferycznego (zmiana prędkości wiatru, zachmurzenia) w ciągu doby. Przyczyną, dla której nie udało się wykazać przewagi koncepcji B.II nad B.I, może być również przyjęta postać funkcji celu kryterium optymalizacyjnego. Otóż, przy wyszukiwaniu optymalnych miejsc podziału w koncepcji B.II, wykorzystywano zarówno dane pomiarowe zarejestrowane kwadrans wcześniej jak i prognozy zapotrzebowania (i generacji) dla kwadransa bieżącego i następnego.

Niezależnie od zastosowanej koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych, zmiana punktów podziału, celem dostosowania układu sieci do zmieniającego się zapotrzebowania, korzystnie wpływa na warunki pracy sieci elektroenergetycznej. Zmniejszeniu ulegają straty energii elektrycznej i obciążenia elementów sieciowych, a wartości spadków napięć są mniejsze. Powyższe stwierdzenia dotyczą ogólnych warunków pracy sieci, a niekoniecznie wartości skrajnych, takich jak napięcia minimalne czy obciążenia maksymalne. Wartości skrajne mogą występować na elementach sieciowych, na które przeprowadzana rekonfiguracja nie ma wpływu.

Obecność nowych środków technicznych w infrastrukturze sieci SN została wykorzystana do zwiększenia efektywności i niezawodności pracy sieci. Wykazano, że przez zastosowanie metod optymalizacji można zwiększyć niezawodność i efektywność pracy sieci. W tym przypadku poprawę osiągnięto przez dobór miejsc podziału sieci i rozmieszczenie łączników zdalnie sterowanych. Przeprowadzając szereg symulacji dobowych warunków pracy w modelu pełnym wykazano, że wykorzystanie łączników zdalnie sterowanych do rekonfiguracji sieci przyczynia się do dalszej poprawy warunków pracy sieci. Zmniejszono wartości strat energii elektrycznej, zmniejszono obciążenia i wyrównano napięcia w głębi sieci. Efektywność rekonfiguracji sieci zależy od gęstości zabudowy sieci łącznikami, przy czym istotna jest gęstość zabudowy w pobliżu miejsc podziału sieci.

8 WNIOSKI

Autor pracy przyjął założenie, że w przyszłości wzrośnie znaczenie systemów automatycznego sterowania pracą sieci w celu ograniczenia dynamicznych zmian w profilu zapotrzebowania. Systemy te ułatwią nadzór i prowadzenie ruchu przy zmianach spowodowanych przyłączeniem i pracą rozproszonych źródeł energii wykorzystujących energię pierwotną w postaci wiatru lub słońca. W dysertacji sprawdzono, jaki może być wpływ zastosowania rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym na warunki i parametry pracy tej sieci. Do tego celu wykorzystano dane strukturalne oraz dostępne w systemach SCADA pomiary (historyczne lub aktualne).

Do wykazania postawionej w dysertacji tezy i pokazania korzystnych efektów rekonfiguracji sieci przygotowano model sieci elektroenergetycznej nasycony odpowiednią ilością rozłączników zdalnie sterowanych. Stąd też znaczną część dysertacji poświęcono problemowi rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych w sieci, a tezę pracy zweryfikowano dla kilku wybranych poziomów nasycenia sieci łącznikami.

Problem optymalnego rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych nie jest problemem łatwym. Do realizacji zadania należało przyjąć szereg założeń, które mają wpływ na ostateczne rozwiązanie. Przeprowadzono analizę zasad i procesu rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych w sieci SN wraz z oceną kryteriów optymalizacji. W rezultacie zadanie rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych zostało zrealizowane dwuetapowo. Najpierw wyszukiwano (optymalnych) miejsc podziału sieci, a następnie poszukiwano lokalizacji dla łączników zdalnie sterowanych. W ten sposób przygotowano model sieci do weryfikacji obu koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych. Realizując powyższe, pokazano, jaki wpływ ma lokalizacja inwestycji sieciowych na parametry pracy sieci. Otrzymane wyniki są wystarczającym dowodem na wpływ lokalizacji inwestycji sieciowych na parametry pracy sieci. Wyznaczone wartości rozstępów nie są wartościami ostatecznymi: nie należy wykluczać istnienia rozwiązań zarówno gorszych jak i lepszych niż rozwiązania znalezione. Lepszych, ponieważ wykorzystanie metody optymalizacji rojem cząstek (PSO) nie gwarantuje wyznaczenia rozwiązania optymalnego.

Na potrzeby realizacji pracy opracowano:

- 1) procedurę doboru miejsc podziału sieci z wykorzystaniem optymalizacji wielokryterialnej i uwzględnieniem struktur rzeczywistych sieci elektroenergetycznych sieci SN, parametrów elektrycznych obiektów, statystyki awaryjności elementów sieciowych, gęstości zaludnienia odbiorców końcowych czy wymogów dotyczących dwustronnego zasilania wybranych (wskazanych) odbiorców końcowych.
- 2) procedurę rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych w ciągach liniowych sieci SN na potrzeby optymalnej redukcji wskaźnika SAIDI dla analizowanego obszaru sieci i przy uwzględnieniu wpływu każdego z ciągów liniowych na globalną (wyznaczoną dla obserwowanego obszaru) wartość wskaźnika SAIDI.
- 3) dwie koncepcje wykorzystania łączników zdalnie sterowanych do rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej. W koncepcji pierwszej do rekonfiguracji sieci są wykorzystywane wartości prognozowane, natomiast w koncepcji drugiej — również pomiary gromadzone z 15-minutową rozdzielczością.

Stosując wskazane w punktach 1) i 2) procedury wykazano, że instalacja i wykorzystanie nowych środków technicznych w infrastrukturze sieci SN zwiększa efektywność i niezawodność pracy sieci. Skuteczność wykorzystania nowych środków, tu rozłączników, jest uzależniona od ich umiejscowienia w sieci. Wyzwaniem jest umiejętny dobór kryteriów optymalizacji i kryteriów selekcji rozwiązania kompromisowego, które zapewni wysoką niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych (minimalizacja SAIFI, bezpieczne poziomy napięć i obciążeń) oraz wysoką efektywność (minimalizacja strat energii elektrycznej). Do pojęcia poprawy niezawodności pracy sieci zaliczono również czasy trwania przerw w zasilaniu, a te ulegną skróceniu, jeśli łączniki zdalnie sterowane zostaną wykorzystane do ograniczenia skutków awarii w głębi sieci SN. To, o ile skróceniu ulegną czasy trwania przerw w zasilaniu, zależy od wielu czynników, a same awarie mają charakter losowy

i mogą wystąpić w dowolnych punktach sieci. Istotne jest tu wskazanie obszarów nie tyle najbardziej podatnych na awarie, co obszarów, które w największym stopniu przyczyniają się do wzrostu wskaźników ciągłości zasilania w sieci OSD.

Wskazane w punkcie 3) koncepcje wykorzystania łączników zdalnie sterowanych zostały przygotowane na potrzeby weryfikacji tezy dotyczącej zastosowania systemów optymalizacji działających w czasie rzeczywistym. Przeprowadzając symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej dla wybranych profili zapotrzebowania i generacji wykazano, że zastosowanie systemów optymalizacji działających w czasie rzeczywistym poprawia warunki pracy sieci elektroenergetycznej. Obniżono wartości obciążeń w sieci, a rozkłady napięć wzdłuż ciągów liniowych uległy wygładzeniu. Powyższe nie musi odnosić się do wartości skrajnych, które mogą wystąpić na elementach sieciowych zlokalizowanych na obszarach, na które rekonfiguracja sieci nie miała wpływu. Jednym z obserwowanych efektów rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym jest zmniejszenie dobowych strat energii elektrycznej. Efektywność zastosowania obydwu koncepcji będzie zależała od lokalizacji rozłączników, co zostało wykazane symulacjami.

Zastosowanie systemów działających w czasie rzeczywistym doprowadziło do poprawy efektywności pracy sieci dystrybucyjnych. Efektem rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej i dostosowania jej do panujących obciążeń jest zmniejszenie wartości obciążeń maksymalnych oraz mniejsze różnice napięć dla symulowanych dni zapotrzebowania. Stwierdzenia te są prawdziwe dla obydwu rozpatrywanych koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowanych. Lepsze rezultaty otrzymano przy zastosowaniu koncepcji wykorzystującej pomiary aktualne. Jest to między innymi spowodowane przyjętymi zasadami prognozowania obciążeń i generacji. Zatem można stwierdzić, że teza pracy — o korzyściach z zastosowania systemów działających w trybie czasu rzeczywistego — została wykazana.

Teza pracy została wykazana. Jednak różnice w efektywności zastosowania obydwu koncepcji nie są duże, a przewaga koncepcji wykorzystującej aktualne pomiary maleje wraz z malejącą liczbą łączników zdalnie sterowanych. Przy dostatecznie małym nasyceniu sieci łącznikami, skuteczność obydwu rozpatrywanych koncepcji wykorzystania łączników wydaje się być zbliżona, a obserwowane różnice w efektywności mogą być spowodowane zastosowaniem rozwiązania nieoptymalnego dla panujących warunków sieciowych. Jest to również efekt nieadekwatności przyjętego rozwiązania. Otóż zastosowane sekwencje łączeniowe zostały otrzymane przy uwzględnieniu prognozowanych profili zmian zapotrzebowania w kolejnych kwadransach, podczas gdy ocenie są poddawane warunki pracy sieci dla konkretnych profili dobowych. Problem ten występuje w obydwu koncepcjach, jednak został dostrzeżony w modelach sieci z małą liczbą łączników. Zatem zwiększając dokładność prognozy lub skracając okres prognozy, należałoby oczekiwać zmniejszenia różnic pomiędzy efektywnościami zastosowania obu koncepcji.

Podsumowanie

Poniżej zamieszczono skrócony wykaz wykonanych działań oraz indywidualnych osiągnięć autora dysertacji. W następnej kolejności wskazano zagadnienia dotyczące aktualizacji i rozbudowy opracowanych procedur symulacyjnych.

Do indywidualnych osiągnięć autora dysertacji należy:

- 1) Identyfikacja zagrożeń związanych z zastosowaniem niektórych kryteriów do optymalizacji układu pracy sieci SN.
- 2) Opracowanie procedury doboru miejsc podziału sieci z wykorzystaniem optymalizacji wielokryterialnej i uwzględnieniem struktur rzeczywistych sieci elektroenergetycznych sieci SN przy uwzględnieniu odbiorców wrażliwych na przerwy w zasilaniu.
- 3) Opracowanie procedury rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych w ciągach liniowych sieci SN na potrzeby optymalnej redukcji wskaźnika SAIDI dla analizowanego obszaru sieci i przy uwzględnieniu wpływu każdego z ciągów liniowych na globalną (wyznaczoną dla obserwowanego obszaru) wartość wskaźnika SAIDI.
- 4) Opracowanie propozycji wykorzystania historycznych danych pomiarowych do prognozowania zapotrzebowania i generacji na kolejny okres.

- 5) Opracowanie procedury rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej z wykorzystaniem prognozy zapotrzebowania i generacji.
- 6) Opracowanie procedury rekonfiguracji sieci z uwzględnieniem aktualnych pomiarów.

W niniejszej dysertacji przeprowadzono następujące analizy i symulacje:

- 7) Analiza i wybór kryteriów dla problemu optymalizacji doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem odbiorców wrażliwych na przerwy w dostawie energii elektrycznej.
- 8) Optymalizacja miejsc podziału sieci elektroenergetycznej dla wielokryterialnej funkcji celu i wybór rozwiązania ze zbioru rozwiązań należących do frontu Pareto.
- 9) Analiza złożoności problemu optymalnego rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych w sieci elektroenergetycznej.
- 10) Opracowanie metodyki doboru liczby łączników zdalnie sterowalnych w sieci dla oczekiwanego ograniczenia wartości wskaźnika długości trwania przerw w zasilaniu.
- 11) Identyfikacja miejsc instalacji łączników zdalnie sterowalnych dla wybranych poziomów nasycenia sieci elektroenergetycznej łącznikami zdalnie sterowanymi.
- 12) Przeprowadzenie procesu optymalizacji jednokryterialnej zmiany punktów podziału i adaptacja układu sieci elektroenergetycznej do zmian zapotrzebowania.
- 13) Weryfikacja efektywności dwóch koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowalnych do zmiany układu sieci w celu adaptacji układu sieci do zmian zapotrzebowania i generacji.

Proponowany algorytm można rozszerzyć o następujące zagadnienia lub symulacje:

- 14) Zabudowa i wykorzystanie reklozerów.
- 15) Ograniczenie liczby operacji łączeniowych w ciągu doby.
- 16) Identyfikacja układów zabronionych, które w stanach n-1 mogą doprowadzić do przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci.
- 17) Zastosowanie innej metody do wyznaczenia prognozowanych profili zapotrzebowania lub generacji.
- 18) Wskazanie profili generacji do potrzeby planowania rozbudowy sieci elektroenergetycznej.
- 19) Automatyczna parametryzacja współczynników wagowych przy przeszukiwaniu przestrzeni rozwiązań dla problemu optymalizacji miejsc podziału sieci elektroenergetycznej.
- 20) Zwiększenie elastyczności dla rekonfiguracji sieci w stanach bezzakłóceń (tj. zmiana podziału nie tylko pomiędzy sąsiednimi łącznikami).
- 21) Uzupełnienie kryteriów optymalizacji o dodatkowe kryteria, przykładowo równowaga wartości prądów ziemnozwarciowych sieci SN zasilanej z dwóch sekcji rozdzielni SN w stacji WN/SN.

Powyższe zagadnienia to propozycje dalszych badań w kierunku poprawy efektywności pracy sieci dystrybucyjnych SN.

9 BIBLIOGRAFIA

1. URE. Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. URE. 2015 r.
2. Ministerstwo Gospodarki. *Rozporządzenie Ministerstwa Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*. Warszawa : Ministerstwo Gospodarki, 2007 r.
3. PKN. *PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*. Warszawa : PKN, 2008 r.
4. Markiewicz H. *Urządzenia elektroenergetyczne*. wydanie czwarte. Warszawa : WNT, 2008 r. ISBN 978-83-204-3480-4.
5. Ronés A.S.V. i Vittal K.P. Modeling of Reclosers and Sectionalizer and their Coordination Using PSCAD. *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies ICCPCT*. 2013 r.
6. Korniluk W. i Woliński K.W. *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*. Wydanie trzecie. Białystok : Politechnika Białostocka, 2012 r. ISBN 978-83-62582-31-0.
7. Kujaszczyk S. *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Warszawa : Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2004 r. ISBN 83-7207-506-9.
8. Klucznik J. i Lubośny Z. *A paradigm for HV, MV, LV distribution grid development planning*. Gdańsk : ActaEnergetica nr 4, 2012 r. ISSN 2300-3022.
9. CIGRE. *Development and operation of active distribution networks (457)*. Paryż : Cigre, WG C6.11, 2011 r.
10. Eurelectic. *Active Distribution System Management*. 2013 r.
11. Ostergaard J., Wu Q. i Garcia-Valle R. Real Time Intelligent Control Laboratory (RT-ICL) of PowerLabDK for Smart Grid Technology Development. *Complexity in Engineering (COMPENG) Proceedings*. 2012 r.
12. Bronk L., Matuszewicz M. i Wilk M. Integracja generacji rozproszonej z lokalnym zapotrzebowaniem w ramach lokalnego obszaru bilansowania. *ActaEnergetica*. 2017 r, 3/32.
13. Eurelectric. *Cell Controller Pilot Project*. Energinet.dk. Fredericia : Energinet, 2011 r.
14. Lund P. The Danish Cell Controller Pilot Project - a prototype of the future intelligent power system. *Renewables Integration Symposium*. 2013 r.
15. Conti S., i inni. Reliability assessment of distribution system considering telecontrolled switches and microgrids. *IEEE Transactions on power systems*. March 2014, vol. 29, no. 2.
16. Bernardon D.P., i inni. *Automatic reconfiguration of distribution networks using smart grid concepts*. 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), : IEEE, 2012 r.
17. Abiri-Jahromi A., i inni. Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems. *IEEE Transactions on power delivery*. 2012, vol. 27, No 1, January 2012.
18. Delfanti M., i inni. MV network reconfiguration for losses reduction. *IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*. 2012 r.
19. Ajay-D-Vimal Raj P., i inni. Optimization of distributed generation capacity for line loss reduction and voltage profile improvement using PSO.
20. Rojewski W. i Synal B. *Środki techniczne automatyki elektroenergetycznej służące poprawie ciągłości zasilania*. Wrocław : Sympozjum: Automatyka elektroenergetyczna czynnikiem doskonalenia jakości zasilania i użytkowania energii elektrycznej, 2004 r.
21. Energa Operator SA. *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*. Gdańsk : Energa Operator, 2014 r.
22. ENEA Operator S.A. *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (wersja 2.3)*. ENEA Operator S.A. 2013 r.
23. PSE S.A. *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju. Warszawa : Operator Systemu Przesyłowego, 2013 r.
24. IEEE. *IEEE Std 1366-2012 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. New York : IEEE, 2012. ISBN 978-0-7381-7275-0.

25. Ministerstwo Gospodarki. *Rozporządzenia zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*. Warszawa : Dziennik Ustaw Nr 162, 21 sierpnia 2008 r.
26. URE. Współpraca Regulatorów Energetyki w zakresie tworzenia konkurencyjnych rynków energii poprzez wymianę doświadczeń w ramach członkostwa w Regionalnym Stowarzyszeniu Regulatorów Energetyki (ERRA). *Biuletyn Urzędu Energetyki*. 2009 r., Tom 66, 4/2009.
27. IEEE. *IEEE Std 1782-2014 Guide for collecting, categorizing, and utilizing information related to electric power distribution interruption events*. 2014 r.
28. Stotzel M., Zdrallek M. i Wellsow W.H. Reliability calculation of MV-distribution networks with regard to ageing in XLPE insulated cables. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*. 2001, Tom vol.148, No 6, November 2001 r.
29. Billinton R. i Allan R.N. *Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques*. New York : Springer Science & Business Media, 1992 r. ISBN 978-1-4899-0687-8.
30. Milkiewicz F. *Podstawy optymalizacji*. Gdańsk : Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 1995 r. ISBN 83-86537-28-0.
31. Xin-She Y. *Engineering optimization - An introduction with Metaheuristic Applications*. New Jersey : Wiley, 2010 r. ISBN 978-0-410-58246-6.
32. Sörensen K., Sevaux M. i Glover F. A History of Metaheuristics. [aut. książki] Marti R., Pardalos P.M. i Resende M.G.C. *Handbook of Heuristics*. Cham, Switzerland : Springer, 2018 r.
33. Eberhart R. i Kennedy J. A new optimizer using Particle Swarm theory. *MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*. 1995 r.
34. Eberhart R. i James K. A discrete binary version of the Particle Swarm Algorithm. *IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation*. 1997 r.
35. Eberhart R., Kennedy J. i Shi Y. *Swarm Intelligence*. 2001 r.
36. Engelbrecht AP. Particle Swarm Optimization with Discrete Crossover. *IEEE Congress on Evolutionary Computation*. 2013 r.
37. Silva de Assis L. i Vizcaíno González J.F. Optimal allocation of remote controlled switches in radial distribution systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012 r.