



Politechnika Wroclawska

Wydział Elektryczny

Katedra Energoelektryki

Zespół Automatyki i Sterowania w Energetyce

ROZPRAWA DOKTORSKA

mgr inż. Łukasz Staszewski

Adaptacyjne zabezpieczenie przeciążeniowe linii przesyłowych

Promotor:

prof. dr hab. inż. Waldemar Rebizant

Wrocław, 2015

SPIS TREŚCI

| | |
|---|----|
| 1. Wstęp..... | 6 |
| 1.1. Automatyka zabezpieczeniowa | 7 |
| 2. Cel i zakres pracy | 10 |
| 3. Analiza wybranych awarii wielkoobszarowych..... | 12 |
| 3.1. Chorwacja..... | 13 |
| 3.2. USA/Kanada..... | 13 |
| 3.3. Szwecja/Dania | 14 |
| 3.4. Włochy | 15 |
| 3.5. Europa..... | 15 |
| 3.6. Polska | 16 |
| 3.7. Indie..... | 18 |
| 3.8. Analiza możliwości wykorzystania Dynamicznej Obciążalności Linii w zapobieganiu awariom wielkoobszarowym | 19 |
| 4. Dynamiczna Obciążalność Linii | 24 |
| 4.1. Normatywne warunki krajowe | 25 |
| 4.2. Algorytm DOL a modele cieplne linii..... | 27 |
| 4.2.1. Model cieplny według IEEE | 29 |
| 4.2.2. Model cieplny według CIGRE | 32 |
| 4.2.3. Porównanie modeli IEEE i CIGRE | 34 |
| 4.2.4. Możliwości przeciążeniowe przewodów AFL-6..... | 38 |
| 5. Zabezpieczenia linii przesyłowych | 45 |
| 5.1. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne..... | 46 |
| 5.2. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne | 49 |
| 5.3. Zabezpieczenie odległościowe (podimpedancyjne)..... | 50 |
| 6. Dodatkowe algorytmy zabezpieczeń elektroenergetycznych | 55 |
| 6.1. Monitorowanie stanu pracy linii elektroenergetycznych | 56 |
| 6.2. Dodatkowe algorytmy zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego i bezzwłocznego. 59 | |
| 6.2.1. Wartość progowa dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego | 64 |
| 6.2.2. Wartość progowa dla zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego | 68 |
| 6.3. Dodatkowe algorytmy zabezpieczenia odległościowego | 73 |
| 6.3.1. Wartość progowa dla zabezpieczenia odległościowego | 74 |
| 7. Testowanie opracowanych algorytmów..... | 77 |
| 7.1. Monitorowanie temperatury przewodów linii napowietrznych | 77 |

| | |
|---|-----|
| 7.2. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z algorytmem wspomagającym..... | 79 |
| 7.2.1. Wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia na czas nieokreślony | 83 |
| 7.2.2. Wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia na czas określony | 85 |
| 7.2.3. Przyspieszenie zadziałania zabezpieczenia | 88 |
| 7.3. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne z algorytmem wspomagającym | 91 |
| 7.3.1. Wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia..... | 92 |
| 7.3.2. Poprawa współpracy zabezpieczeń nadprądowych..... | 95 |
| 7.4. Zabezpieczenie odległościowe z algorytmem wspomagającym | 100 |
| 7.4.1. Wstrzymanie zadziałania zabezpieczenia w trakcie przeciążeń..... | 102 |
| 7.4.2. Wstrzymanie zadziałania zabezpieczenia w trakcie kołysań mocy | 107 |
| 8. Podsumowanie i wnioski | 116 |
| 9. Literatura | 119 |

Oznaczenia i symbole użyte w pracy:

| | | |
|-----------------|---|-------------|
| A | – powierzchnia przewodu na metr długości | m^2/m |
| A' | – powierzchnia przewodu wystawiona na promieniowanie słoneczne | m^2/m |
| A_{al} | – powierzchnia przekroju części aluminiowej przewodu | mm^2 |
| A_{st} | – powierzchnia przekroju części stalowej przewodu | mm^2 |
| C_p | – ciepło właściwe | J/K |
| D | – zewnętrzna średnica przewodu | mm |
| Gr | – liczba Grashof'a | - |
| \underline{I} | – fazor prądu | A |
| I_{OBCmax} | – maksymalny prąd obciążenia linii przesyłowej | A |
| I_{Fmin} | – minimalny prąd zwarcia | A |
| I_{Fmax} | – maksymalny prąd zwarcia | A |
| I_{max} | – maksymalna wartość prądu (dla nastawy trzeciej strefy zab. odl.) | A |
| $I_{MAXCIGRE}$ | – dopuszczalny prąd obliczony na podstawie modelu CIGRE | A |
| I_{MAXDOL} | – $I_{MAXDOL} = \max(I_{MAXCIGRE}, I_{MAXIEEE})$ | A |
| $I_{MAXIEEE}$ | – dopuszczalny prąd obliczony na podstawie modelu IEEE | A |
| I_r | – prąd rozruchowy zabezpieczenia | A |
| I_{RMS} | – wartość skuteczna prądu | A |
| K_{angle} | – kąt kierunku wiatru względem kierunku linii (wg. IEEE) | - |
| Nu | – liczba Nusselt'a | - |
| Q_c | – całkowita ilość ciepła traconego przez konwekcję | W/m |
| Q_i | – całkowita ilość ciepła dostarczonego na skutek wyładowań koronowych | W/m |
| Q_j | – całkowita ilość ciepła dostarczonego na skutek ciepła Joule'a | W/m |
| Q_m | – całkowita ilość ciepła dostarczonego na skutek magnesowania | W/m |
| Q_r | – całkowita ilość ciepła traconego na skutek radiacji | W/m |
| Q_s | – całkowita ilość promieniowania słonecznego padającego na przewód | W/m^2 |
| Q_{se} | – całkowita ilość promieniowania słonecznego padającego na przewód z uwzględnieniem korekcji wysokości nad poziomem morza | W/m^2 |
| Q_w | – całkowita ilość ciepła traconego na skutek parowania | W/m |
| Pr | – liczba Prandtl'a | - |
| R^{III} | – zasięg rezystancyjny trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego | Ω |
| R_{ac} | – rezystancja przewodu dla prądu ac | Ω/m |
| R_{dc} | – rezystancja przewodu dla prądu dc | Ω/m |
| Re | – liczba Reynolds'a | - |
| R_{OBC} | – rezystancja obciążenia (dla nastawy trzeciej strefy zab. odl.) | Ω |
| $R_{(Thigh)}$ | – wartość rezystancji przewodu dla wysokiej temperatury odniesienia | Ω/m |
| $R_{(Tlow)}$ | – wartości rezystancji przewodu dla niskiej temperatury odniesienia | Ω/m |
| S_a | – nasłonecznienie | W/m^2 |
| S_n | – znamionowa moc pozorna | VA |
| T_a | – temperatura powietrza w otoczeniu przewodu | $^{\circ}C$ |
| T_{av} | – średnia radialna temperatura przewodu | K |
| T_c | – temperatura przewodu | $^{\circ}C$ |
| T_{Cmax} | – dopuszczalna temperatura pracy przewodu | $^{\circ}C$ |
| T_{film} | – wartość średnia temperatury przewodu i temperatury otoczenia | $^{\circ}C$ |
| T_{high} | – maksymalna temperatura odniesienia dla rezystancji ac | $^{\circ}C$ |
| T_{low} | – minimalna temperatura odniesienia dla rezystancji ac | $^{\circ}C$ |
| \underline{U} | – fazor napięcia | V |
| U_{min} | – minimalna wartość napięcia (dla nastawy trzeciej strefy zab. odl.) | V |
| V_w | – prędkość wiatru | m/s |
| X^{III} | – zasięg reaktancyjny trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego | Ω |
| X_{XY} | – reaktancja linii XY | Ω |
| \underline{Z} | – fazor impedancji | Ω |

| | | |
|------------------------|---|-------------------|
| Z^I, Z^{II}, Z^{III} | – zasięg impedancji poszczególnych stref zabezpieczenia odległościowego | Ω |
| Z_{OBC} | – impedancja obciążenia linii | Ω |
| Z_{widz}^m | – impedancja trzeciej strefy z uwzględnieniem efektu podparcia | Ω |
| Z_{XY} | – impedancje linii między stacjami XY | Ω |
| d | – średnica rdzenia przewodu | mm |
| g | – przyspieszenie grawitacyjne (9,807) | m/s^2 |
| h_c | – współczynnik transferu ciepła poprzez konwekcję | W/m^2K |
| k_b | – współczynnik bezpieczeństwa | - |
| k_c | – współczynnik czułości | - |
| k_f | – przewodność cieplna powietrza dla temperatury T_{film} | $W/K \cdot m$ |
| k_j | – współczynnik naskórkowości | - |
| k_s | – współczynnik schematowy | - |
| limit | – wartość progowa tempa przyrostu temperatury | $^{\circ}C/ms$ |
| limit _{bezp} | – wartość tempa przyrostu temp. dla przeciążeń | $^{\circ}C/ms$ |
| limit _{zw} | – wartość tempa przyrostu temp. dla zwarć | $^{\circ}C/ms$ |
| m' | – masa jednego metra przewodu | kg/m |
| q_c | – $q_c = \max(q_{cn}, q_{c1}, q_{c2})$ | W/m |
| q_{cn} | – intensywność chłodzenia w wyniku konwekcji naturalnej ($V_w = 0$ m/s) | W/m |
| q_{c1} | – intensywność chłodzenia w wyniku konwekcji wymuszonej ($V_w < 1$ m/s) | W/m |
| q_{c2} | – intensywność chłodzenia w wyniku konwekcji wymuszonej ($V_w \geq 1$ m/s) | W/m |
| q_i | – intensywność nagrzewania w wyniku przepływu prądu elektrycznego | W/m |
| q_r | – intensywność chłodzenia przez radiację | W/m |
| q_s | – intensywność nagrzewania przez promieniowanie słoneczne | W/m |
| t_1, t_2, \dots, t_i | – czasy zadziałania zabezpieczeń w celu zachowania selektywności | s |
| t_d | – czas dodatkowy uwzględniający opóźnienia przekaźników | s |
| t_{ow} | – czas otwarcia wyłącznika | s |
| ν_f | – kinematyczna lepkość powietrza | m^2/s |
| α, α_s | – absorpcyjność słoneczna wg. IEEE, wg. CIGRE | - |
| δ | – kierunek wiatru w stosunku do kierunku linii (wg. CIGRE) | ($^{\circ}$) |
| ε | – współczynnik emisyjności | - |
| λ_f | – efektywna przewodność cieplna powietrza | W/mK |
| Δt | – czas stopniowania | s |
| ϑ_i | – przekładnia przekładników prądowych | - |
| μ | – dynamiczna lepkość powietrza | kg/m·s |
| ρ_f | – gęstość powietrza otaczającego przewód | kg/m ³ |
| ρ_r | – relatywna gęstość powietrza otaczającego przewód | - |
| σ_B | – stała Stefana-Boltzmana | W/m^2K^4 |
| θ | – efektywny kąt padania promieni słonecznych | ($^{\circ}$) |

1. Wstęp

W dzisiejszych czasach, stale rozrastające się gałęzie przemysłu oraz rozbudowujące się firmy znacząco zwiększają zapotrzebowanie na energię elektryczną, która musi zostać zapewniona przez operatora. Niestety, ze względu na ograniczenia przesyłowe pojawia się problem z jej dostarczeniem, w szczególności dotyczy to obszarów znacznie odległych od źródeł energii. Obecnie istniejące linie elektroenergetyczne często pracują już na skraju projektowych limitów, a podłączenie kolejnych odbiorów lub zwiększenie ich mocy wydaje się niemożliwe. Koszty budowy nowych stacji i linii elektroenergetycznych, sięgające wielu milionów złotych, stanowią poważny problem dla inwestorów i skłaniają do poszukiwania innych, tańszych rozwiązań.

Możliwym do zastosowania rozwiązaniem w sytuacji, w której operator chciałby uniknąć kosztów budowy nowych pól i linii, a przy tym uzyskać zwiększone możliwości przesyłowe, wydaje się być zastosowanie algorytmów związanych z Dynamiczną Obciążalnością Linii. Takie podejście pozwala na użytkowanie już istniejących napowietrznych linii przesyłowych w sposób przekraczający dotychczasowe, wynikające z obecnej sztuki projektowej, limity, bez ponoszenia znacznych kosztów [34, 71, 86].

Zwiększenie możliwości przesyłowych z wykorzystaniem Dynamicznej Obciążalności Linii stanowi złożone zagadnienie. Poza monitorowaniem temperatury przewodów napowietrznych, należy uwzględnić również wpływ zwiększenia możliwości przesyłowych na pracę urządzeń automatyki zabezpieczeniowej. Wymagane jest odpowiednie dostosowanie algorytmów decyzyjnych do nowych warunków, jednocześnie spełniając ogólnie ustalone zasady automatyki zabezpieczeniowej.

Głównym celem automatyki zabezpieczeniowej jest minimalizowanie skutków awarii i zwarć w systemach elektroenergetycznych, których niestety nigdy nie można całkowicie uniknąć. Pojęcie systemu elektroenergetycznego odnosi się do całej instalacji niezbędnej do wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej [3, 10, 65, 75, 78, 83, 92]. W skład systemu elektroenergetycznego wchodzi: generatory, transformatory, linie napowietrzne i kablowe, a także różnego rodzaju aparatura łączeniowa, przekładniki pomiarowe i wiele innych.

Awarie i zwarcia w systemach elektroenergetycznych mogą zostać wywołane przez wiele różnych, w tym często losowych, czynników. Automatyka zabezpieczeniowa jest więc bardzo

ważnym elementem wtórnym instalacji elektrycznych i ma decydujące znaczenie dla niezawodnej pracy systemów elektroenergetycznych.

Do najważniejszych skutków zwarć można zaliczyć: bezpośrednie lub pośrednie zagrożenie życia, uszkodzenie urządzeń i instalacji ze względu na dynamiczne skutki przepływu prądów zwarciovych, uszkodzenie urządzeń i instalacji ze względu na skutki termiczne przepływu prądu, utrata stabilności systemu oraz utrata zasilania przez odbiorców (także podczas przerwy wymaganej na naprawę usterek).

1.1. Automatyka zabezpieczeniowa

Zastosowanie urządzeń automatyki zabezpieczeniowej do minimalizowania skutków zwarć poprzez odłączenie uszkodzonych elementów od zasilania wraz z możliwością zastąpienia ich torami rezerwowymi lub zasilaniem awaryjnym jest obecnie standardową praktyką, a ponieważ uszkodzenia, jakie może spowodować zwarcie, zależą głównie od czasu jego trwania, konieczne jest, aby urządzenia ochronne działały tak szybko, jak to możliwe. Muszą jednak działać również absolutnie selektywnie, w celu odizolowania tylko objętych awarią elementów od pozostałych części systemu. Dodatkowym wymaganiem stawianym przed zabezpieczeniami elektroenergetycznymi jest ich niezawodność, czyli brak tendencji zarówno do niepotrzebnego działania w trakcie normalnych warunków pracy, jak i braku zadziałania w przypadku wystąpienia zwarcia. Ponieważ wymagania te są częściowo sprzeczne, to znalezienie odpowiedniego kompromisu jest jednym z głównych zadań stojących przed projektantem automatyki zabezpieczeniowej.

Należy pamiętać, iż wprowadzenie do zabezpieczeń elektroenergetycznych algorytmów opartych na zastosowaniu Dynamicznej Obciążalności Linii musi wiązać się z zachowaniem odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa, a co za tym idzie, zawsze spełnione muszą być następujące podstawowe wymagania [10, 65, 78, 83]:

Selektywność – jako zdolność do odizolowania tylko urządzenia lub części instalacji, w której występuje zwarcie, od reszty systemu elektroenergetycznego. Selektywność działania zabezpieczeń można osiągnąć stosując poniższe metody:

– stopniowanie czasu zadziałania poszczególnych zabezpieczeń w taki sposób, aby zabezpieczenie znajdujące się najbliżej zwarcia zadziałało jak najszybciej (odcinając jak najmniejszy fragment systemu od zasilania), natomiast zabezpieczenia znajdujące się

dalej od miejsca wystąpienia zwarcia, a bliżej źródła zasilania, powinny zadziałać z odpowiednim opóźnieniem, jako rezerwa na wypadek awarii szybszych, znajdujących się bliżej zwarcia, zabezpieczeń. Taki efekt można uzyskać stosując zwłoczne i bezzwłoczne charakterystyki czasowo-prądowe zabezpieczeń. Metoda ta znajduje zastosowanie w zabezpieczeniach nadprądowym oraz odległościowym;

– porównywanie amplitud i/lub faz prądów po obu stronach chronionej jednostki, głównie stosowane jest w zabezpieczeniach porównawczo-fazowych oraz różnicowo-prądowych z wykorzystaniem łącza pilotowego;

– określenie kierunku przepływu mocy zwarciowej po obu stronach chronionej jednostki na podstawie mierzonych sygnałów, zastosowanie w zabezpieczeniu kierunkowym oraz odległościowym.

Niezawodność – cecha automatyki zabezpieczeniowej rozumiana jako zdolność urządzenia do prawidłowego działania przez cały okres eksploatacji. Z niezawodnością urządzeń wiążą się również trzy inne pojęcia:

– pewność zadziałania, rozumiana jako pewność, że zabezpieczenie spełni przypisaną funkcję i w razie zwarcia selektywnie wyłączy chronioną jednostkę;

– bezpieczeństwo zadziałania, rozumiane jako pewność, że zabezpieczenie nie zadziała, dopóki na chronionym elemencie nie pojawi się zwarcie lub inna awaria;

– dostępność, rozumiana jako stosunek czasu, w jakim zabezpieczenie jest faktycznie sprawne i gotowe do zadziałania, do całkowitego okresu eksploatacji (wliczany jest czas potrzebny na konserwację i ewentualne naprawy zabezpieczenia).

Prędkość działania – całkowity czas liczony od momentu wystąpienia zwarcia do odłączenia uszkodzonego elementu od reszty systemu elektroenergetycznego, wliczając w to czas potrzebny na wyzwolenie zabezpieczenia oraz otwarcie wyłącznika (uwzględniając również czas na wygaszenie łuku) [78, 83, 92]. Dla nowoczesnych zabezpieczeń czas pomiędzy wystąpieniem zwarcia, a przekazaniem przez zabezpieczenie sygnału zadziałania do wyłącznika często równy jest jednemu pełnemu okresowi lub tylko jego części. Wymagania co do prędkości działania urządzeń zabezpieczeniowych podyktowane są zazwyczaj tym, jak ważny dla pracy systemu jest chroniony element oraz jaki jest poziom napięcia pracy układu. Im większe znaczenie i wyższy poziom napięcia,

tym krótsze powinny być czasy wyłączenia. I tak dla systemów wysokich i najwyższych napięć dozwolone całkowite czasy zadziałania zabezpieczeń podstawowych powinny zawierać się w około 100 ms, a dla systemów średnich napięć dozwolone są czasy dłuższe [3, 10, 65, 75, 78, 83, 92]. Prędkość działania automatyki zabezpieczeniowej jest bardzo istotna, głównie ze względu na termiczne i dynamiczne skutki zwarć. Im dłuższy czas wyłączenia, tym większe zniszczenia i straty wyrządzone przez prąd zwarciovowy oraz większe zagrożenie utraty stabilności systemu.

Czułość – zdolność urządzenia do wykrycia nawet niewielkich odchyłeń mierzonych sygnałów od ich wartości występujących w trakcie warunków normalnej pracy systemu. Pozwala to na wykrywanie zwarć już w początkowej ich fazie i nie dopuszczanie do pełnego ich rozwinięcia, a co za tym idzie na zminimalizowanie potencjalnych zagrożeń i zniszczeń w systemie elektroenergetycznym.

W ostatnich latach obserwuje się zmianę filozofii projektowania i aplikacji zabezpieczeń elektroenergetycznych. Większą uwagę przykładą się do zapewnienia bezpieczeństwa działania zabezpieczeń (unikanie zdarzeń zbędnych), nawet kosztem wydłużenia czasu reakcji dla zwarć w chronionej jednostce. Ponadto, w związku z możliwością pojawienia się zdarzeń kaskadowych w sieci, które mogą prowadzić nawet do blackoutów, zwraca się szczególną uwagę na zapobieganie awariom wielkoobszarowym. Sprzyjają temu możliwości współczesnej techniki cyfrowej, dostępna i coraz tańsza telekomunikacja, dzięki czemu możliwe jest przetwarzanie sygnałów z różnych punktów pomiarowych i wypracowanie optymalnej decyzji zabezpieczeniowych, także w kontekście ochrony systemu przed blackoutem. Problemom tym wychodzi również naprzeciw niniejsza praca, w której dla zapobiegania rozwojowi awarii wielkoobszarowej proponuje się wykorzystanie techniki DOL.

2. Cel i zakres pracy

Niniejsza praca koncentruje się na algorytmach podstawowych zabezpieczeń linii przesyłowych w systemach elektroenergetycznych, to jest zabezpieczeniu nadprądowym zwłocznym i bezzwłocznym oraz zabezpieczeniu odległościowym oraz na możliwości zastosowania dodatkowych algorytmów, opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii, w celu poprawy działania tych standardowych zabezpieczeń.

Celem pracy jest udowodnienie, postawionej na początku badań, tezy: *„Adaptacyjne zabezpieczenie przeciążeniowe linii przesyłowych wykorzystujące techniki dynamicznej obciążalności wpływa na zwiększenie możliwości przesyłowych linii i poprawę bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego”*.

Aby udowodnić tezę pracy przedstawiona zostanie analiza wybranych awarii wielkoobszarowych, mająca na celu wyodrębnienie elementów wspólnych dla powstawania i rozwoju większości blackoutów. Pozwoli to na wskazanie słabych punktów aktualnego stanu automatyki zabezpieczeniowej energetycznych linii przesyłowych w kontekście zapobiegania występowaniu i rozwojowi awarii wielkoobszarowych,.

Przeprowadzona zostanie również analiza możliwości wykorzystania dodatkowych algorytmów, opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii, w celu zwiększenia możliwości przesyłowych energetycznych linii napowietrznych. Przedstawione zostaną wyniki analizy porównawczej możliwości przesyłowych linii napowietrznych projektowanych zgodnie z obowiązującymi standardami oraz możliwości przesyłowych uzyskanych poprzez zastosowanie algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii.

W pracy zostaną również szczegółowo omówione zabezpieczenia linii przesyłowych wskazane podczas analizy awarii wielkoobszarowych, jako często biorące udział w ich rozwoju. Szczególna uwaga zostanie poświęcona algorytmom decyzyjnym tych zabezpieczeń, oraz ich wadom, powodującym zbędne zadziałania w trakcie rozwoju blackoutów, prowadzące do powiększania obszaru objętego awarią.

W dalszej części pracy zaproponowane zostaną nowe algorytmy wspierające standardowe zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, bezzwłoczne oraz odległościowe, mające na celu zniwelowanie błędnych zadziałań oraz wprowadzenie możliwości pełniejszego

wykorzystania napowietrznych linii przesyłowych w trakcie sprzyjających warunków chłodzenia przewodów.

Zaproponowane algorytmy wspierające standardowe zabezpieczenia zostaną następnie sprawdzone poprzez analizy symulacyjne w celu wykazania celowości ich zastosowania oraz poprawności ich działania. Badania przeprowadzone zostaną dla sytuacji przeciążeniowych, wskazanych jako jedno z podstawowych zdarzeń występujących w trakcie powstawania i dalszego rozwoju awarii wielkoobszarowych, a także dla wybranych sytuacji zwarciovych. Dodatkowo, dla zabezpieczenia odległościowego, przeprowadzone zostaną również analizy działania w trakcie wystąpienia asynchronicznych i synchronicznych kołysań mocy, które również zostały wskazane jako częste wydarzenia towarzyszące rozwojowi blackoutów.

W ostatnim rozdziale praca zostanie podsumowana oraz wyciągnięte zostaną wnioski powstałe w trakcie przeprowadzanych analiz.

3. Analiza wybranych awarii wielkoobszarowych

Awarie wielkoobszarowe – blackouty – są to awarie systemu energetycznego, które mogą doprowadzić do wyłączenia wszystkich źródeł energii w znacznej części systemu energetycznego. Bardzo często bardzo duże awarie, pomimo że nie doszło do wyłączenia wszystkich źródeł, także nazywane są blackoutami. Jest to uzasadnione faktem, iż zjawiska i mechanizmy działania występujące podczas dużych awarii systemowych mają bardzo podobny, a często nawet taki sam przebieg jak podczas awarii prowadzącej do pełnego blackoutu [37].

Awarie wielkoobszarowe, które w przeciągu ostatnich dziesięcioleci miały miejsce praktycznie na całym świecie, w bardzo dosadny sposób przypominają o znaczeniu poprawnie działającej automatyki zabezpieczeniowej systemów elektroenergetycznych, a także wskazują na konieczność podjęcia odpowiednich kroków w celu zapobiegania podobnym awariom w przyszłości. Ilość dostępnej literatury naukowej w tematyce awarii wielkoobszarowej podkreśla, jak istotny jest to problem [4, 6, 7, 8, 9, 12, 17, 20, 24, 25, 37, 36, 40, 41, 42, 43, 45, 50, 47, 52, 53, 54, 61, 63, 67, 68, 69, 79, 82, 84, 88].

Pierwszym krokiem na drodze do całkowitego wyeliminowania występowania blackoutów, mającym również na celu zwiększenie poprawności działania istniejących zabezpieczeń elektroenergetycznych, jest analiza powstawania i przebiegu takich awarii. Aby móc poprawić niezawodność przesyłu energii należy rozpoznać najbardziej niekorzystne pod tym kątem sytuacje i główne przyczyny ich występowania.

Na potrzeby pracy przeanalizowano wiele różnych awarii wielkoobszarowych na świecie, analizę części z nich przedstawiono w tym rozdziale. Ze względu na stosowanie coraz bardziej zaawansowanych technologicznie urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, które systematycznie eliminują wady urządzeń poprzedniej ich generacji, zdecydowano się przedstawić analizę blackoutów mających miejsce po 2000 roku jako te, które odzwierciedlają rzeczywisty i aktualny stan automatyki zabezpieczeniowej. Ogólny zarys wybranych blackoutów został przedstawiony chronologicznie w tabeli 3.1, a do szczegółowej analizy wybrano awarie wielkoobszarowe mające miejsce w Europie i na terenie Polski oraz awarię na granicy Stanów Zjednoczonych i Kanady.

Tabela 3.1. Wybrane awarie wielkoobszarowe na świecie od 2000 roku.

| Data | Miejsce wystąpienia | Ludność objęta awarią | Ilość mocy |
|----------------------|---------------------|-----------------------|------------|
| 2 stycznia 2001 | Indie | 226 milionów | b.d. |
| 12 stycznia 2003 | Chorwacja | 2 miliony | 1,3 GW |
| 14 sierpnia 2003 | USA/Kanada | 50 milionów | 62 GW |
| 3 września 2003 | Szwecja/Dania | 4 miliony | 6.6 GW |
| 28 września 2003 | Włochy | 57 milionów | 27 GW |
| 18 sierpnia 2005 | Jawa i Bali | 100 milionów | 19,6 GW |
| 3-4 listopada 2006 | Europa (Polska) | 15 milionów | 17 GW |
| styczeń-luty 2008 | Chiny | 4,6 miliona | b.d. |
| 4 lipca 2009 | Polska | b.d. | 129 MW |
| 10-11 listopada 2009 | Brazylia/Paragwaj | 67 milionów | 17 GW |
| 30-31 lipca 2012 | Indie | 670 milionów | 32 GW |

3.1. Chorwacja

Systemy elektroenergetyczne Chorwacji i Bośni i Hercegowiny są znacznie zniszczone w wyniku działań wojennych z ubiegłej dekady. 12 stycznia 2003 system elektroenergetyczny Chorwacji, szczególnie jego południowa część, znajdował się w trudnej sytuacji – 7 linii przesyłowych było wyłączonych, a inne były w różnych stopniach przeciążone (najwyższe chwilowe przeciążenie wyniosło 136% obciążenia długotrwałego na linii 220 kV Dakovo - TPP Tuzla) [20]. Brak koordynacji zabezpieczeń, szczególnie w obszarze granicznym Chorwacja – Bośnia i Hercegowina, oraz liczne przeciążenia spowodowały wiele różnych wydarzeń prowadzących do blackoutu na terenie południowej Chorwacji. Tego dnia w obszarze adriatyckim panowały bardzo niskie temperatury i odnotowano silny wiatr.

3.2. USA/Kanada

14 sierpnia 2003 awaria wielkoobszarowa w północno-wschodniej części Ameryki Północnej objęła obszar ośmiu stanów USA oraz dwóch kanadyjskich prowincji. W trakcie jej trwania zostało wyłączonych ponad 400 linii przesyłowych i 531 generatorów w 261 elektrowniach różnego rodzaju. Awaria ta rozwijała się ponad godzinę, licząc od wystąpienia pierwszych wydarzeń aż do całkowitego blackoutu dla tego obszaru.

Zgodnie z dochodzeniem przeprowadzonym przez North American Electric Reliability Council (NERC) [8, 9, 45, 50, 61, 79, 82, 84] jako pierwsze wydarzenia rozpoczynające całą serię wydarzeń przyjęto awarie kilku generatorów w obszarze zarządzanym przez FirstEnergy

oraz następujące chwilę po nich zwarcia doziemne trzech linii przesyłowych 345 kV, w których zwis przewodu spowodował kontakt z gałęziami drzew, i ich wyłączenie. Warto w tym miejscu wspomnieć, iż obciążenie tych linii wynosiło odpowiednio 44%, 88% i 93% ich letnich limitów obciążeniowych, jednak warunki chłodzenia przewodów były bardzo słabe w związku z panującymi warunkami pogodowymi (temperatura powietrza powyżej 30°C, prędkość wiatru 0,83 m/s [50]). Krytycznym momentem, prowadzącym do szybkiego rozprzestrzenienia się awarii na dużym obszarze, było wyłączenie linii przesyłowej 345 kV Sammis-Star spowodowane zadziałaniem trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego pobudzonej w wyniku wysokich obciążeń oraz niewielkiego spadku napięcia. Kolejne wyłączenia linii następowały również z powodu pobudzenia trzeciej strefy zabezpieczeń odległościowych i w ostateczności doprowadziły do poważnych zaburzeń przepływu mocy w pozostałym systemie, a w konsekwencji do znacznego obniżenia napięcia i kolejnych wyłączeń zarówno przeciążonych linii jak i generatorów.

3.3. Szwecja/Dania

Awaria wielkoobszarowa w południowej Szwecji i wschodniej Danii miała miejsce 23 września 2003 roku. System energetyczny łączący oba te kraje pracował w warunkach średniego obciążenia, warunki chłodzenia przewodów były korzystne (temperatura powietrza 15°C, prędkość wiatru 7,5 m/s [93]). Jako pierwsze z wydarzeń prowadzących do rozwoju awarii, a w konsekwencji do całkowitego blackoutu, przyjęta została awaria 1,2 GW elektrowni atomowej w Oskarshamn na południu Szwecji [4, 41]. W konsekwencji tego zdarzenia znacznie wzrósł przepływ mocy z północnej części kraju, powodując istotny wzrost obciążeń na liniach przesyłowych 400 kV i 220 kV. Około pięć minut później, w odległości około 300 km od wyłączonej elektrowni atomowej, w wyniku awarii wyłącznika na stacji elektroenergetycznej nastąpiło wyłączenie wielu innych linii przesyłowych oraz dwóch elektrowni atomowych o mocy 900 MW każda. Wydarzenie to spowodowało bardzo wysoki przepływ mocy z północy na południe jedyną pracującą w tym kierunku linią 400 kV. W ciągu kilku sekund od tego wydarzenia działający w stanie pracy wyspowej system „zapadł się” zarówno pod względem napięciowym, jak i częstotliwościowym.

3.4. Włochy

W związku z historycznymi uwarunkowaniami koszt produkcji energii we Włoszech jest znacznie wyższy niż w pozostałej części Europy, a co za tym idzie prywatni przedsiębiorcy wywierają presję na rządzie, aby importować jak największe ilości tańszej energii z przyległych państw. Takie podejście powoduje konieczność stałej współpracy operatorów przyległych systemów oraz wymusza wiele dodatkowych połączeń. Awaria wielkoobszarowa z 28 września 2006 roku w wyniku postępujących wydarzeń objęła praktycznie obszar całych Włoch (wyłączając Sycylię) [4, 6, 9, 17, 45, 67, 82, 84]. Jako wydarzenie rozpoczynające całą sekwencję przyjęto wyłączenie jednej z dwóch głównych linii 400 kV łączących Szwajcarię z Włochami – Mettlen-Lavorgo. Wyłączenie to spowodowane zostało w wyniku przekroczenia przez przewód dopuszczalnego zwisu, co z kolei spowodowało wystąpienie przeskoku i wyładowania łukowego między przewodem fazowym, a gałęziami drzew. Ze względu na zbyt wysoką różnicę kątów mocy w obu systemach nie udało się ponownie załączyć linii. Zmiana topografii systemu, a co za tym idzie również rozplywu mocy, spowodowała przeciążenie o 10% drugiej, równoległej linii 400 kV Sils-Soazza. Po ponad 20 minutach bezskutecznych starań ponownego załączenia linii Mettlen-Lavorgo wyłączona została linia Sils-Soazza, również w wyniku wystąpienia przeskoku i wyładowania łukowego między przewodem fazowym a gałęziami drzew. Niedługo później trzy linie 220 kV łączące Szwajcarię z Włochami zostały wyłączone w wyniku zadziałań zabezpieczeń odległościowych, a Włochy utraciły połączenie ze Szwajcarią. W wyniku utraty możliwości importu energii ze Szwajcarii mocno przeciążone zostały połączenia z Francją. Spowodowało to znaczny spadek poziomu napięć i utratę synchronizmu, a w konsekwencji wyłączenie linii 400 kV łączących Włochy z Francją oraz linii 400 kV łączącej Włochy ze Słowenią, doprowadzając do całkowitego blackoutu.

3.5. Europa

4 listopada 2006 połączona sieć europejska – Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) – system elektroenergetyczny obejmujący 23 kraje zachodniej i środkowej Europy (w tym Polskę od 1999 roku) doświadczył poważnej awarii wielkoobszarowej [9, 37, 42, 84], która rozpoczęła się od planowanego wyłączenia obu torów 380 kV linii przesyłowej Conneforde-Diele na terenie północnych Niemiec. W wyniku tych działań niemiecki operator E.ON Netz otrzymał ostrzeżenia o wysokim obciążeniu dwóch

linii przesyłowych Elsen-Twistetal oraz Elsen-Bechterdissen, których obciążenie wzrosło do 1795 A przy nastawie zabezpieczeń 1800 A. W wyniku podjętych przez operatora działań w celu obniżenia poziomu obciążeń na tych liniach w ciągu kilku minut wzrosło obciążenie linii Landesbergen-Wehrendorf do 1900 A przy nastawie zabezpieczeń 1800 A (przekraczając dopuszczalny limit o około 5,5%). Po upływie ponad czterech minut linia Landesbergen-Wehrendorf została wyłączona przez zabezpieczenia w stacji Wehrendorf, a w konsekwencji, również z powodu przeciążeń, wyłączone zostały dwie inne linie tego operatora. Warunki chłodzenia przewodów w tym dniu były bardzo dobre (temperatura powietrza 6°C, prędkość wiatru 4,1 m/s). Wyłączenie trzech głównych linii przesyłowych spowodowało poważne zachwianie przepływu mocy i liczne kolejne wyłączenia aż do podziału systemu europejskiego na trzy obszary wysp: zachodni, północno-wschodni i południowo-wschodni. Warto zauważyć, iż również Polska znalazła się pod wpływem tej awarii wielkoobszarowej, w obszarze północno-wschodnim, co spowodowało liczne przeciążenia linii (między innymi linia Mikułowa-Czarne została chwilowo przeciążona do 120% obciążalności długotrwałej) przy warunkach pogodowych: temperatura powietrza 6°C, prędkość wiatru 3,6 m/s.

3.6. Polska

Obszar dotknięty awarią w dniu 4 lipca 2009 roku zlokalizowany jest w środkowo-zachodniej części Polski. Z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE i zasilania odbiorców obszar ten charakteryzuje się deficytem lokalnie wytwarzanej mocy oraz słabo rozwiniętą infrastrukturą sieci przesyłowej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w tym obszarze pokrywa się doprowadzając moc długimi liniami przesyłowymi z elektrowni systemowych Dolna Odra, Turów oraz Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin.

Niedostateczna rozbudowa sieci przesyłowej, w tym praca promieniowa linii 400 kV Krajnik-Plewiska (brak połączenia linią 400 kV stacji Ostrów i Plewiska) oraz brak zamykającego pierścienia połączenia linią NN stacji Czarna i Polkowice skutkuje tym, że funkcję sieci przesyłowej pełnią także linie 110 kV, łączące stacje NN/110 kV. Przy takich technicznych uwarunkowaniach awaryjne wyłączenia linii NN prowadzą do przeciążenia linii 110 kV i grożą ich kaskadowymi wyłączeniami [53, 54].

Jako zdarzenie rozpoczynające rozwój awarii można uznać awaryjne wyłączenie dwutorowej linii 220 kV Mikułowa-Polkowice. O godz. 9:56, przy obciążeniu w stopniu 76% obciążalności dopuszczalnej, wskutek zbliżenia przewodów drugiego toru linii 220 kV

Mikułowa-Polkowice do gałęzi drzewa, wystąpiło wysokooporowe zwarcie 1-fazowe, które doprowadziło do obustronnego wyłączenia linii przez zabezpieczenia. Spowodowało to wzrost obciążenia pierwszego toru tej linii do 105% i w konsekwencji zbliżenie przewodu do drzewa, a następnie zwarcie 1-fazowe i obustronne wyłączenie linii.

Około godziny 10:00, w rejonie stacji Czarna i Polkowice, doszło do przeciążenia rzędu 20% trzech linii 110 kV. Obliczenia wykonane przez autorów pracy [72] potwierdzają fakt przeciążenia 3 odcinków krótkich linii 110 kV, łączących stacje NN/110 kV Polkowice i Czarna (linie Czarna-Pieszkowice i Polkowice-Pieszkowice).

O godz. 10:06 nastąpiło wyłączenie przeciążonej linii 110 kV Czarna-Pieszkowice, co spowodowało wzrost obciążenia linii 110 kV Huta Cedynia-Żukowice do wartości 120% jej obciążalności długotrwałej. W modelu rozptywowym na godz. 10:14 odnotowano 9 przeciążonych linii 110 kV, z czego 8 w stopniu mniejszym niż o 10%.

Po wyłączeniach linii 110 kV pomiędzy stacjami Czarna i Polkowice nastąpił skokowy wzrost obciążenia linii 220 kV Mikułowa-Leśniów do wartości rzędu 115% i jej wyłączenie przez zabezpieczenia (po 6 minutach trwania przeciążenia). Wskazania automatyki zabezpieczeniowej wykazały zakłócenie zwarciove o złożonym charakterze. Ze względu na brak potwierdzenia przez obchód linii uszkodzeń w miejscu wskazanym przez lokalizator impedancyjny, zakłada się, że przyczyną wyłączenia było zbliżenie przeciążonych przewodów linii do drzewa [53, 54].

Po godz. 12:00 środkowo-zachodni obszar KSE utracił możliwość dopływu mocy z południa liniami 220 kV. Od tej chwili szczytowe zapotrzebowanie mocy musiało być pokrywane mocą dostarczaną liniami 110 kV. Wyniki obliczeń na modelu KSE wskazują znaczne obniżenie napięć w rejonie awarii, w tym w 9 stacjach poniżej dopuszczalnych wartości.

Na tym etapie awarii doszło do licznych przeciążeń w sieci 110 kV (obliczenia na modelu KSE wskazały 14 przeciążeń linii 110 kV, w tym 4 ponad 20%) prowadzących do niekontrolowanego charakteru dalszego rozwoju awarii. W efekcie nastąpiły kaskadowe wyłączenia przeciążonych linii 110 kV (Huta Głogów 2- Żukowice, Przemków-Żukowice) oraz, w związku z obniżeniem napięcia sieci, wyłączenia generatorów (HG-3 w Elektrowni Dychów, TG2 w EC Zielona Góra).

Jednym z kolejnych wydarzeń było obniżenie napięcia na szynach 220 kV w stacji Gorzów do wartości 160 kV, co o godz. 13:46 spowodowało jednostronne wyłączenie linii 220 kV Leśniów-Gorzów poprzez zabezpieczenie odległościowe w stacji Gorzów. Stacja Gorzów utraciła całkowicie powiązanie z siecią 220 kV. W tym samym czasie doszło do wyłączenia (również spowodowanego przeciążeniami) kolejnych dwóch linii 110 kV zasilających Gorzów z kierunku Poznania. Następnie, w odstępie kilku minut od siebie, nastąpiło wyłączenia wszystkich trzech pracujących generatorów w elektrociepłowni Gorzów.

O godz. 14:07 w rozdzielni 110 kV w stacji Gorzów napięcie osiągnęło najniższą wartość 70 kV. Od tego momentu rozpoczął się proces odbudowy zasilania i odbudowy napięcia [53, 54]. Warunki pogodowe w tym dniu były średnio korzystne pod względem chłodzenia przewodów (temperatura powietrza 24°C, a prędkość wiatru 1,39 m/s).

Warto wspomnieć, że autorzy raportu [72] wskazują na istotny problem związany z brakiem obserwowalności stanu linii 110 kV, co doprowadziło do tego, że operator całkowicie nie zdawał sobie sprawy z występujących na liniach 100 kV przeciążeń, a przez to nie mógł podjąć działań zmierzających do poprawy stanu pracy systemu.

3.7. Indie

Awaria wielkoobszarowa mająca miejsce 30-31 lipca 2012 w Indiach jest dotychczas największą taką awarią na świecie. System energetyczny Indii boryka się z problemem braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, ze względu na brak wystarczającej ilości jej źródeł. Jest tym samym bardzo mocno obciążony, co powoduje, że każda awaria linii przesyłowych powoduje poważne zagrożenie wystąpienia przeciążeń w pozostałej części systemu. Tak było i tym razem, system przesyłowy był znacznie osłabiony poprzez wystąpienie wielu mniejszych awarii na całym jego obszarze. Krytyczną sytuacją okazał się fakt, że system północny pobierał zbyt wiele mocy z systemu zachodniego, co doprowadziło do przeciążenia linii łączących oba te systemy. W wyniku zaistniałego przeciążenia, zadziałało zabezpieczenie odległościowe chroniące połączenie Bina-Gwalior powodując całkowite odcięcie systemu północnego od zachodniego. Wyłączenie tak istotnej linii spowodowało rozwój wydarzeń kaskadowych, które konsekwentnie doprowadziły do powstania awarii wielkoobszarowej na terenie całych Indii [40, 63].

3.8. Analiza możliwości wykorzystania Dynamicznej Obciążalności Linii w zapobieganiu awariom wielkoobszarowym

Analiza awarii wielkoobszarowych przedstawiona w poprzednich podrozdziałach wykazała wiele wspólnych cech, zarówno w procesie powstawania, jak i w przebiegu tych awarii. Można zauważyć, że wszystkie blackouty rozwijały się w podobny sposób, czyli kaskadowo. Oznacza to, że rozwijały się stopniowo, krok po kroku, powodując coraz bardziej niebezpieczne stany pracy systemu elektroenergetycznego. Wynikiem tego były kolejne wyłączenia poszczególnych elementów, które systematycznie pogarszały stan pracy systemu elektroenergetycznego, aż do kompletnego załamania. Często skutkiem były awarie na ogromnym obszarze, pozostawiając go całkowicie bez zasilania w energię elektryczną.

Na podstawie dokonanych analiz można zauważyć, że kolejność i proces rozwijania się wydarzeń kaskadowych był bardzo do siebie zbliżony we wszystkich branych pod uwagę awariach. Każdy z tych blackoutów powstał z jednej lub kilku małych awarii systemu, które zgodnie z teorią wydarzeń kaskadowych powodowały następną i następną. I tak, sekwencyjne następujące po sobie wyłączenie kolejnych pojedynczych elementów systemu (linii przesyłowych/generatorów/stacji) powodowało zmiany w poziomie obciążeń poszczególnych elementów w systemie. Taki rozwój wydarzeń prowadził w konsekwencji do przeciążeń, kołysań mocy, spadku częstotliwości, niestabilności kątowej oraz napięciowej, które zajmowały coraz większy obszar, aż do „zapadnięcia się” znacznej części lub nawet całego systemu elektroenergetycznego.

Monitorowanie stanu pracy systemu elektroenergetycznego

W dobie rozbudowanych systemów elektroenergetycznych bardzo istotną kwestią staje się możliwość obserwacji i analizy ich aktualnego stanu pracy oraz możliwość wpływania na ten stan. Operatorzy systemów nie od dzisiaj mają różne narzędzia umożliwiające im sterowanie pracą systemu (rezerwowanie linii, wyłączanie odbiorców niskiej klasy, ręczne sterowanie wyłączeniem linii, etc.), ale jak wykazały awarie wielkoobszarowe na terenie Chorwacji i Bośni i Hercegowiny, Niemiec, USA i Kanady, a także w Polsce brak jest jeszcze pełnej obserwowalności tych systemów, a jak poważne może mieć to skutki – pokazały powyższe awarie.

Ze względu na dzisiejsze możliwości cyfrowych pomiarów obserwuje się próby wdrażania coraz większej liczby systemów monitorowania i rozproszonego sterowania,

mających za zadanie również zapobieganie blackoutom. Spośród nich należy wspomnieć o najbardziej znanych rozwiązaniach, to jest o:

- technologii pomiaru fazorów z użyciem standardowego znacznika czasu (PMU – Phasor Measurements Unit), która umożliwia monitorowanie stanu sieci przesyłowej, pod kątem m. in. stabilności napięciowej, przez wyznaczanie wartości skutecznych oraz kąta fazowego napięć i prądów w systemie [5, 23, 76];
- elastycznych systemach przesyłowych prądu przemiennego (FACTS – Flexible AC Transmission Systems) oraz stabilizatorach systemowych (PSS – Power System Stabilizers), których głównym celem zastosowania jest sterowanie systemem elektroenergetycznym w stanie ustalonym, ale ze względu na krótki czas reakcji urządzeń wchodzących w skład FACTS można także wykorzystywać je do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego poprzez na przykład poprawę tłumienia kołysań mocy [43, 48, 52, 87];
- dynamicznych systemach oceny bezpieczeństwa (DSA – Dynamic Security Assessment), których głównym zadaniem jest analiza zarówno obecnego jak i prognozowanego stanu pracy systemu elektroenergetycznego pod względem poziomu bezpieczeństwa, a wyniki przeprowadzonych analiz mogą zostać przedstawione operatorowi sieci w sposób umożliwiający podjęcie zaproponowanych przez system DSA „działań zabezpieczających” [26].

Jedną z technik obserwacji i analizy stanu pracy linii przesyłowych jest również zastosowanie algorytmów Dynamicznej Obciążalności Linii. Zaletą DOL jest niewątpliwie to, że z techniki tej można korzystać zarówno na już istniejących liniach lub uwzględnić jego instalację na etapie projektowania nowych (sposób zastosowania omówiono dokładniej w kolejnych rozdziałach pracy). Zastosowanie DOL daje również operatorom możliwość uzyskania przydatnych informacji na temat stanu pracy linii i wykorzystania ich w celu poprawy bezpieczeństwa pracy systemu szczególnie, że na przykładzie analizowanych awarii w: USA i Kanadzie, Szwecji i Dani, Włoszech, Europie i Polsce widać, że poszczególne awarie potrzebowały od kilkudziesięciu minut do nawet kilku godzin (USA i Kanada) aby osiągnąć swój pełny rozmiar. Nasuwającym się z powyższej obserwacji wnioskiem jest fakt, iż przy tak długich czasach rozwoju awarii, w początkowym ich stadium, możliwym staje się podejmowanie przez operatora (lub operatorów, w przypadku połączonych ze sobą systemów) pewnych działań mających na celu poprawę stanu pracy systemu elektroenergetycznego.

Analizy dotyczące samej techniki Dynamicznej Obciążalnością Linii prowadzone są od wielu lat. Znanych jest wiele zastosowań DOL w systemach elektroenergetycznych, między innymi do dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej przez farmy wiatrowe do możliwości przesyłowych linii [33, 34, 35] oraz do współpracy zabezpieczenia odległościowego MICOM P341 z farmą wiatrową, polegającą na zatrzymaniu lub obniżeniu wartości generowanej energii gdy wartość prądu linii zbliża się do wartości wyznaczonej dynamicznie obciążalności linii [1, 2].

W niniejszej pracy proponuje się rozwiązanie polegające na zastosowaniu algorytmów Dynamicznej Obciążalności Linii do poprawy działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej linii przesyłowych, w celu poprawy bezpieczeństwa pracy systemu.

Rozwój awarii

Na podstawie wymienionej na końcu pracy literatury zauważono, że tempo rozwoju awarii wielkoobszarowych jest niewielkie w początkowych ich stadiach. Kolejne wydarzenia kaskadowe następują po sobie w powolnym tempie (minuty, dziesiątki minut), aż do momentu osiągnięcia punktu krytycznego (ułamki sekund, sekundy), poza którym wydarzenia następują zaraz po sobie, a powstrzymanie awarii staje się praktycznie niemożliwe. Przy tak szybko postępujących zmianach, jakie mają miejsce po przekroczeniu punktu krytycznego dla rozwoju danej awarii, operator nie ma praktycznie żadnych możliwości podejmowania świadomych działań, a wszystkie decyzje podejmuje automatyka zabezpieczeniowa.

Ilość czasu, mierzona w minutach lub dziesiątkach minut, dostępnego dla operatorów dzięki zastosowaniu algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii, daje możliwość podejmowania decyzji i odpowiednich działań. Działania te mają na celu powstrzymanie rozwoju awarii, kiedy jest to jeszcze możliwe, a co za tym idzie być może tym samym nawet uniknięcie wystąpienia kolejnego blackoutu.

Powstawanie awarii wielkoobszarowych

Istnieje wiele możliwych przyczyn rozwoju awarii wielkoobszarowych. Zazwyczaj schemat rozwoju awarii jest taki sam i opiera się na wystąpieniu jednego lub kilku z pozoru niegroźnych wydarzeń, które w konsekwencji prowadzą do serii wydarzeń kaskadowych, a te do pełnego blackoutu [9, 20, 50]. Wydarzeniami rozpoczynającymi serię wydarzeń kaskadowych mogą być między innymi: zwarcia i wyłączenia pojedynczych linii lub

transformatorów, błędne zadziałania aparatury zabezpieczeniowej (na przykład zabezpieczeń nadprądowych lub odległościowych), brak zadziałań aparatury zabezpieczeniowej (tak zwane błędy ukryte), błędy przesyłu informacji lub brak systemów monitorujących, oraz inne awarie wyposażenia stacji lub czynnik ludzki.

Ze względu na złożoność procesów powstawania awarii wielkoobszarowych nie jest możliwe przewidywanie dokładnej ścieżki ich rozwoju lub konkretnej kolejności występowania następujących po sobie wydarzeń. Na podstawie przeprowadzonych analiz jest jednak możliwe wyłonienie pewnych powtarzających się czynników powodujących awarie wielkoobszarowe i tak, w kolejności od najczęściej występujących, są to:

- wyłączenia linii przez automatykę zabezpieczeniową na skutek pobudzenia zabezpieczeń nadprądowych i odległościowych – szczególnie trzeciej strefy – spowodowanych przeciążeniem linii [4, 8, 9, 45, 50, 53, 54, 61, 67, 79, 82, 84];
- wyłączenia linii spowodowane zadziałaniem automatyki zabezpieczeniowej pobudzonej na skutek wystąpienia zwarć doziemnych wysokooporowych wynikających z kontaktu przeciążonych przewodów z gałęziami drzew znajdującymi się bezpośrednio lub w pobliżu linii (przekroczenie maksymalnego zwisu przewodów) [4, 8, 9, 45, 50, 53, 54, 61, 67, 79, 82, 84];
- wyłączenie linii przez automatykę zabezpieczeniową w wyniku kołysań mocy (również w wyniku pobudzenia trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego) [8, 9, 45, 50, 61, 79, 82, 84];
- wyłączenie linii przez automatykę zabezpieczeniową w wyniku obniżenia napięcia oraz wysokich obciążeń (szczególnie trzecia strefa zabezpieczenia odległościowego) [4, 8, 9, 41, 45, 50, 61, 79, 82, 84];
- wyłączenia generatora spowodowane przez nieprawidłowe warunki napięciowe i częstotliwościowe panujące w systemie [4, 8, 9, 20, 37, 41, 42, 45, 50, 61, 79, 82, 84];
- samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO) [4, 9, 41, 45, 67, 82, 84].

Dokładna analiza przedstawionych w pracy awarii wielkoobszarowych wykazała, że przeciążenie linii przesyłowej nie tylko jest wydarzeniem najczęściej występującym w początkowym stadium rozwoju awarii wielkoobszarowej, ale również jest najczęściej powtarzającym się wydarzeniem w ciągu serii zdarzeń kaskadowych i prędzej lub później występuje praktycznie w przypadku każdego blackoutu.

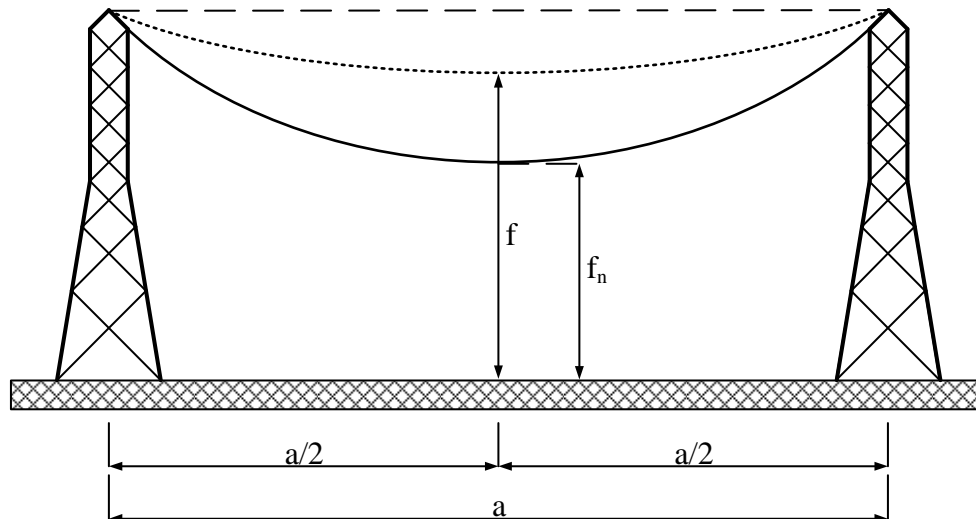
Zazwyczaj stan przeciążeniowy linii przesyłowej powstaje wskutek awarii w systemie, które nie dotyczą bezpośrednio samej linii. Przeciążona w ten sposób linia po pewnym czasie ulega wyłączeniu powodując dalsze rozprzestrzenianie się awarii, tworząc tym samym szereg wydarzeń kaskadowych. Jako przykład można podać wydarzenie rozpoczynające awarię wielkoobszarową na terenie Włoch, gdzie awaryjne wyłączenie jednej z dwóch głównych linii przesyłowych 400kV spowodowało konieczność przesyłu energii elektrycznej inną drogą, a w konsekwencji przeciążenie drugiej linii o około 10% wartości jej znamionowego obciążenia. Takie przeciążenie było wystarczające, aby wyłączyć również drugą linię i kolejne.

Jednym z możliwych rozwiązań na uniknięcie tego konkretnego czynnika, może być wprowadzenie dodatkowych algorytmów do już istniejącej aparatury zabezpieczeniowej. Algorytmy te, oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii miałyby pozwolić na lepszą niż aktualnie istniejąca ocenę sytuacji oraz, w razie konieczności, na podanie operatorowi informacji o możliwości wystąpienia awarii, zanim jeszcze do niej dojdzie. Uzyskanie tego typu informacji z odpowiednim wyprzedzeniem byłoby wysoce pożądane i przydatne do oceny pracy systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia jego ciągłej i bezpiecznej pracy. Uzyskanie informacji o możliwości wystąpienia zagrożenia z odpowiednim wyprzedzeniem czasowym zależy od bardzo wielu czynników. Być może nie pozwoli całkowicie uniknąć awarii wielkoobszarowych, ale daje taką możliwość i na pewno ograniczy jej rozmiary lub chociaż powstrzyma dalszy rozwój minimalizując wynikające z awarii straty.

4. Dynamiczna Obciążalność Linii

W trakcie projektowania napowietrznych linii przesyłowych, na etapie doboru odpowiednich przewodów, musi zostać wzięte pod uwagę wiele różnych czynników. Poza obliczeniami naprężeń w sekcji naciągowej, należy również upewnić się, aby w każdych warunkach pracy linii (mróz, szadź, upał, wiatr) zachowane zostały wymagane odległości. Z punktu widzenia bezpieczeństwa elektrycznego, przewód roboczy nigdy nie może znaleźć się poniżej normatywnego poziomu (stwarzałby wtedy zagrożenie dla ludzi i maszyn znajdujących się bezpośrednio pod nim) lub zbyt blisko innego elementu konstrukcyjnego takiego jak inny przewód roboczy, przewód ochronny lub telekomunikacyjny (ryzyko zwarcia).

Obciążalność prądowa linii, czyli „wartość długotrwałego prądu elektrycznego w przewodach roboczych linii, przy której przewody robocze nagrzewają się do temperatury granicznej roboczej, dla której są projektowane odległości przewodów roboczych od ziemi i od krzyżowanych obiektów, w danej linii” [55, 56], ściśle związana jest z pojęciem zwisu przewodu – „odległością pionową między przewodem, a prostą łączącą punkty zawieszenia przewodu w środku rozpiętości przęsła” [55, 56].



Rys. 4.1. Zwis przewodu (f) oraz największy zwis normalny (f_n).

Projektując linię napowietrzną bierze się pod uwagę rozszerzalność cieplną przewodów, czyli przyjmuje się, że w trakcie wystąpienia największego zwisu normalnego (Rys. 4.1), który występuje między innymi w momencie, gdy przewód osiąga swoją graniczną temperaturę roboczą [55, 56], nadal spełnione będą wszystkie zasady bezpieczeństwa elektrycznego. W związku z tym, iż graniczna temperatura robocza przewodów wynika nie tylko z obciążenia elektrycznego, ale i z warunków atmosferycznych, w jakich dana linia będzie pracować,

obliczając znamionową obciążalność prądową linii, zakłada się określone warunki atmosferyczne [22, 55, 56].

Na etapie projektowania linii napowietrznej przyjmuje się warunki atmosferyczne bardzo restrykcyjnie i zakłada się ich wartości w taki sposób, aby reprezentowały jak najbardziej niekorzystne warunki chłodzenia przewodów możliwe do wystąpienia na danym obszarze lub obszarach, przez które linia będzie przebiegać [22]. Takie podejście zapewnia brak możliwości przekroczenia temperatury granicznej roboczej przewodów roboczych w przypadku wystąpienia mocno niesprzyjających warunków atmosferycznych przy jednoczesnym zapewnieniu bezpiecznej pracy linii w pozostałych, bardziej korzystnych przypadkach. Znaczną wadą takiego podejścia jest niestety fakt, iż w przypadku mniej skrajnych warunków atmosferycznych, linia pracuje poniżej swojej możliwości obciążeniowej.

W celu jak najlepszego wykorzystania linii napowietrznych, a jednocześnie zapewniając bezpieczną pracę linii, można zastosować technikę Dynamicznej Obciążalności Linii (DOL), która wykorzystuje fakt, iż w trakcie sprzyjających warunków atmosferycznych możliwe jest obciążenie linii prądem o wartości wyższej, niż znamionowa obciążalność prądowa, jednocześnie nie przekraczając temperatury granicznej roboczej przewodów, a co za tym idzie także i największego zwisu normalnego.

Różnice w obciążalności przewodu obliczanej na etapie projektowania, a obciążalności obliczanej w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem DOL są znaczne i mogą sięgać od kilku do nawet kilkudziesięciu procent [33, 34]. Warto zauważyć, iż wprowadzenie zimowych limitów obciążeń podnosi możliwości przesyłowe linii zaledwie o 14% w stosunku do obciążalności letniej [22, 73].

4.1. Normatywne warunki krajowe

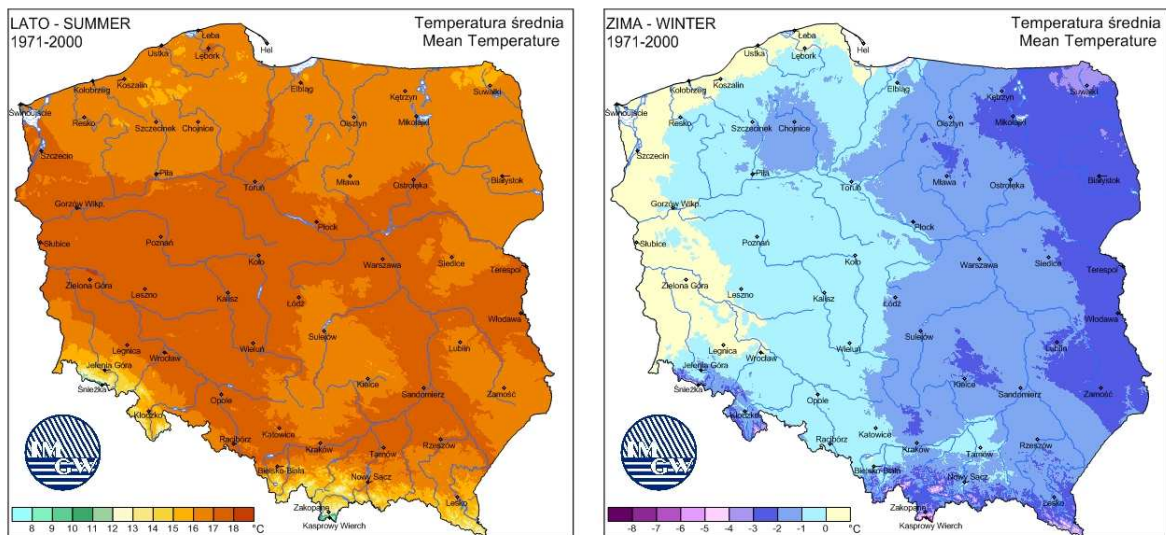
W Polsce w trakcie obliczenia prądowej obciążalności linii przyjmuje się inne warunki pogodowe dla okresu letniego, a inne dla okresu zimowego. Takie podejście pozwala na niewielkie zwiększenie obciążalności prądowej w okresie zimowym, względem okresu letniego, a jednocześnie pozwala na zachowanie takiego samego poziomu bezpieczeństwa.

Aktualnie obowiązujące w Polsce warunki pracy przewodu, które należy uwzględnić podczas obliczania obciążalności długotrwałej, można znaleźć w załączniku nr 21 do „Standardów technicznych w ENERGA-OPERATOR SA” zatytułowanym: „Przewody

elektroenergetycznych linii napowietrznych 110 kV. Specyfikacja techniczna.” wydanego przez ENERGA-OPERATOR SA w 2013 roku [22]. Warunki te wynoszą odpowiednio:

- a) obliczeniowa (umowna) temperatura otoczenia lato/zima: $+30^{\circ}\text{C}/+20^{\circ}\text{C}$,
- b) nasłonecznienie lato/zima: $1000\text{ W/m}^2/770\text{ W/m}^2$,
- c) współczynnik emisyjności i absorpcyjności powierzchni przewodu: 0,5,
- d) prędkość wiatru o kierunku prostopadłym do przewodu: 0,5 m/s,
- e) temperatura graniczna dopuszczalna długotrwale: $+80^{\circ}\text{C}$,
- f) temperatura graniczna dopuszczalna przy zwarciu: $+200^{\circ}\text{C}$.

Takie podejście nie jest jednak optymalne. Łatwo zauważyć, że powyższe wartości, w przypadku obu okresów, przyjmowane są ze znacznym marginesem bezpieczeństwa. Jako przykład mogą posłużyć temperatury powietrza, które zostały przyjęte na poziomie 20°C dla okresu zimowego i 30°C dla okresu letniego. Jak na Polskie warunki klimatyczne, są to wartości dość znacznie zawyżone i rzadko występujące, co znajduje potwierdzenie na rysunku 4.2 [32].



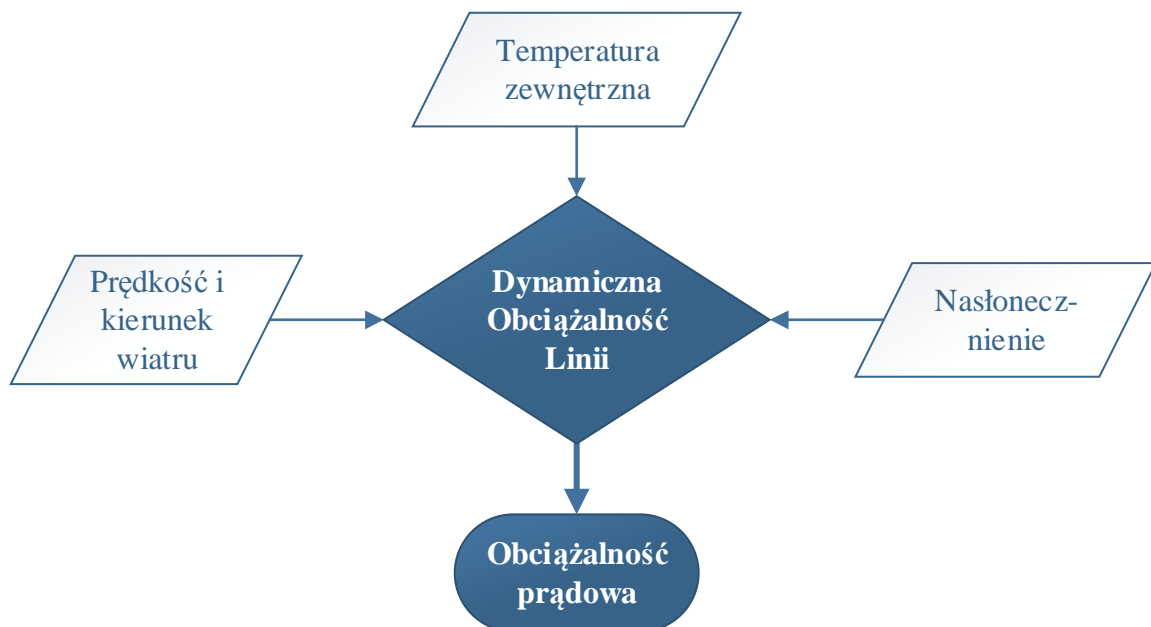
Rys. 4.2. Średnie temperatury w Polsce, wielolecie 1971-2000, lato i zima.

Zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii pozwala na wykorzystanie przesyłowych linii napowietrznych w sposób znacznie bardziej efektywny niż przy zastosowaniu obecnie obowiązujących limitów. Jedną z istotnych korzyści jest możliwość obciążenia linii prądem

o wartości znacznie wyższej niż znamionowa (dotychczas ustalana na poziomie projektowania linii). Dotyczy to zarówno pracy dorywczej przewodów, jak i trwale występujących obciążeń.

4.2. Algorytm DOL a modele cieplne linii

Podstawowym zastosowaniem Dynamicznej Obciążalności Linii jest wyznaczenie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia, jakie spowoduje nagrzanie przewodu do temperatury granicznej roboczej. W tym celu monitorowane są w czasie rzeczywistym warunki atmosferyczne w otoczeniu linii, a następnie przeprowadzane są obliczenia w oparciu o zmierzone wartości. Rysunek 4.3 przedstawia uproszczony schemat działania DOL.



Rys. 4.3. Uproszczony schemat działania Dynamicznej Obciążalności Linii

Algorytm Dynamicznej Obciążalności Linii opiera się na pierwszej zasadzie termodynamiki, która mówi o tym, że różnica energii termicznej dostarczonej i wydzielanej z układu równa się zmianie energii wewnętrznej układu. Gdy w układzie nie zachodzą procesy zmieniające jego energię wewnętrzną lub suma energii tych procesów jest równa 0, ciepło dostarczane do układu musi być równe ciepłu wydzielanemu, a właśnie taki przypadek prezentuje sobą zjawisko nagrzewania i chłodzenia przewodu. Popularnie równanie przedstawiające te zależności nazywane jest równaniem bilansu cieplnego. Istnieją dwa powszechnie stosowane modele matematyczne opisujące termiczne zachowanie się przewodu elektrycznego. Pierwszy z nich wprowadzony został przez Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) [29, 30, 31], a drugi przez Conseil International des Grands

Réseaux Électriques (CIGRE) [14, 15, 16]. Oba modele, choć różnią się w szczegółach, z dużą dokładnością opisują zjawisko nagrzewania się i chłodzenia przewodu [66, 74]. W przypadku rozpatrywania stanu ustalonego, czyli długotrwałego obciążenia przewodu o niezmiennym w czasie natężeniu prądu oraz założeniu stałych warunków pogodowych, według IEEE równanie bilansu cieplnego przyjmuje postać:

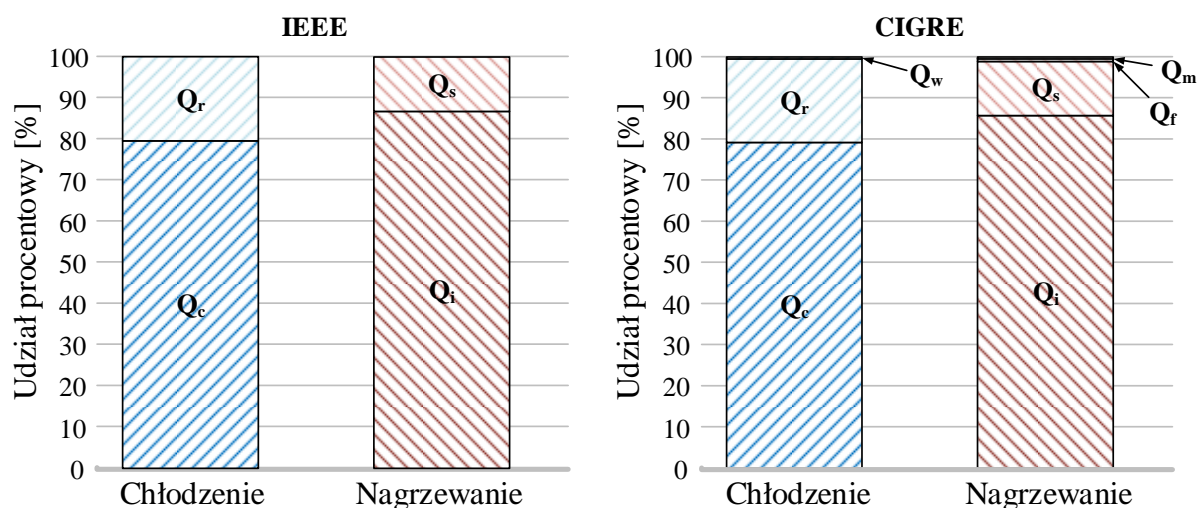
$$Q_c + Q_r = Q_s + Q_i, \quad (4.1)$$

natomiast według CIGRE:

$$Q_c + Q_r + Q_w = Q_j + Q_m + Q_s + Q_i. \quad (4.2)$$

Zależności (4.1) i (4.2) znajdują zastosowanie przede wszystkim na etapie projektowania linii. Na ich podstawie i dla odgórnie przyjętych warunków atmosferycznych można obliczyć wartość długotrwałego prądu roboczego [19, 22, 55, 56, 57].

Rysunek 4.4 przedstawia procentowy udział poszczególnych składowych bilansu cieplnego w procesie chłodzenia i nagrzewania przewodu elektrycznego w zależności od zastosowanego modelu:



Rys.4.4. Średni procentowy udział poszczególnych składowych bilansu cieplnego.

Aby móc w pełni korzystać z zalet Dynamicznej Obciążalności Linii konieczne jest wyznaczanie, w czasie rzeczywistym, chwilowego dopuszczalnego obciążenia przewodu z uwzględnieniem aktualnie panujących warunków atmosferycznych, zamiast odgórnie przyjętych wartości. Jest to proces znacznie bardziej złożony niż obliczenia obciążalności

roboczej i wymaga skorzystania z zależności dla stanów przejściowych. Dla modelu IEEE bilans cieplny w stanie przejściowym przyjmuje postać:

$$q_{c(T_c)} + q_{r(T_c)} + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + q_{i(T_c)}, \quad (4.3)$$

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{q_s + q_{i(T_c)} - q_{c(T_c)} - q_{r(T_c)}}{mC_p} \quad (4.4)$$

natomiast dla modelu CIGRE postać równań jest następująca:

$$q_{c(T_{av})} + q_{r(T_{av})} + mC_p \frac{dT_{av}}{dt} = q_{J(T_{av})} + q_s + q_m, \quad (4.5)$$

$$\frac{dT_{av}}{dt} = \frac{q_{J(T_{av})} + q_s + q_m - q_{c(T_{av})} - q_{r(T_{av})}}{mC_p} \quad (4.6)$$

Równania (4.4) i (4.6), jako funkcje ciągłe i ze znanymi parametrami brzegowymi, mają rozwiązanie. Niestety, ze względu na poziom złożoności obu równań, można je rozwiązać jedynie numerycznie. Szczegóły analiz i możliwości poszczególnych modeli zostały przedstawione w dalszej części rozprawy.

4.2.1. Model cieplny według IEEE

Model cieplny według IEEE (4.1) opiera się na czterech podstawowych wielkościach fizycznych: chłodzeniu poprzez konwekcję, chłodzeniu poprzez wypromieniowanie, nagrzewaniu w skutek działania promieni słonecznych na powierzchnię przewodu oraz nagrzewaniu wskutek przepływu prądu elektrycznego przez metalowy przewód [29, 30, 31].

Lewa strona równania bilansu cieplnego przedstawia procesy odpowiedzialne za chłodzenie przewodu, a prawa za jego nagrzewanie. Jednym z najważniejszych czynników, wpływających na możliwości przeciążeniowe linii przesyłowych, jest utrata ciepła w wyniku konwekcji wymuszonej wiatrem. Stanowi ona prawie 80% całego procesu chłodzenia (Rys. 4.4). Ruch powietrza w otoczeniu przewodu wiszącego w otwartej przestrzeni ma ogromny wpływ na jego chłodzenie, a szczególnie istotne są prędkość wiatru i jego kierunek w odniesieniu do osi linii. Najbardziej korzystne warunki chłodzenia przewodu są wtedy, gdy prędkość wiatru jest wysoka, a jego kierunek prostopadły do osi linii. W Polsce najczęściej

spotykane prędkości wiatru wahają się od 1,3 m/s do 5,0 m/s [64], w zależności od położenia geograficznego. Taki przedział prędkości zapewnia wystarczająco dobre warunki chłodzenia, aby można uznać zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii za wysoce zasadne.

Chłodzenie przewodu

Chłodzenie przewodu według IEEE podzielone jest na dwa czynniki. Pierwszym i najważniejszym czynnikiem chłodzącym jest chłodzenie przez konwekcję, wyznaczane na podstawie następujących zależności:

$$q_{cn} = 0,0205 \rho^{0,5} D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25}, \quad (4.7)$$

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,0372 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a), \quad (4.8)$$

$$q_{c2} = \left[1,0119 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} k_f K_{angle} (T_c - T_a) \right]. \quad (4.9)$$

Algorytm działa w taki sposób, że najpierw sprawdza prędkość wiatru i, jeżeli $V_w = 0$ używana jest zależność (4.7), natomiast jeżeli prędkość wiatru jest różna od zera, obliczane są zależności (4.8) - bardziej dokładna dla małych prędkości wiatru i (4.9) - bardziej dokładna dla dużych prędkości wiatru. Następnie większa z obu wartości przyjmowana jest do dalszych obliczeń.

Warto podkreślić fakt, że do standardowych obliczeń projektowych przyjmuje się w Polsce prędkość wiatru na poziomie 0,5 m/s, czyli wartość znacznie niższą niż zakres średnich wartości w Polsce. Wynika z tego, że przez większość czasu warunki chłodzenia przez konwekcję są bardziej korzystne, niż wynika to z obliczeń na podstawie obowiązujących zasad projektowania linii [22, 55, 56, 57].

Drugim czynnikiem chłodzącym przewód, choć mającym znacznie mniejszy wpływ na efekt końcowy (zaledwie około 20% udziału w całym procesie, Rys. 4.4), jest intensywność chłodzenia przez wypromieniowanie, które wyznaczane jest z następującej zależności:

$$q_r = 0,0178D\varepsilon \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]. \quad (4.10)$$

Ten sposób chłodzenia jest mniej efektywny niż chłodzenie przez konwekcję i odgrywa mniejszą rolę w całkowitym zjawisku odprowadzania energii cieplnej z przewodu, jednak i w tym przypadku warto zauważyć, że przyjęte do obliczeń projektowych wartości temperatury zewnętrznej (+30°C i +20°C) są również wyższe, niż te panujące w Polsce (Rys. 4.1). Co za tym idzie, również w przypadku chłodzenia przez promieniowanie, wartości przyjęte na etapie projektowania zazwyczaj znacznie zaniżają możliwości przesyłowe.

Nagrzewanie przewodu

Nagrzewanie przewodu według IEEE podzielone jest również na dwa czynniki. Ciepło dostarczane w wyniku przepływającego przez przewód prądu, nazywane ciepłem Joule'a, stanowi średnio około 87% całego dostarczanego ciepła (Rys. 4.4), a obliczane jest na podstawie zależności:

$$q_i = I^2 R(T_c). \quad (4.11)$$

Uwzględniona we wzorze (4.11) zależność wartości rezystancji przewodu od jego temperatury również brana jest pod uwagę i wyznaczana w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem następującej zależności:

$$q_i = I^2 \left(\left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \right). \quad (4.12)$$

Ostatnim z elementów równania bilansu cieplnego, według modelu IEEE, jest nagrzewanie przewodu poprzez promieniowanie słoneczne, które stanowi około 13% całego procesu (Rys. 4.4). Wpływ promieniowania słonecznego na temperaturę przewodu wyznaczany jest na podstawie zależności:

$$q_s = \alpha Q_{se} \sin(\theta) A'. \quad (4.13)$$

Ogrzewanie przez promieniowanie słoneczne jest znacznie słabsze niż przez przepływ prądu. W Polsce średnia wartość promieniowania słonecznego na metr kwadratowy waha się znacznie w zależności od pory roku i dlatego uwzględniane są dwa poziomy promieniowania

słonecznego [22]. Odpowiednio dla okresu letniego i zimowego przyjęte wartości promieniowania słonecznego wynoszą: 1000 W/m² i 770 W/m². Tak jak i w poprzednich przypadkach wartości projektowe zakładają znacznie wyższe wartości niż te przeciętnie panujące w tych okresach (780 W/m² latem, 230 W/m² zimą [64]), zatem również i w tym przypadku zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii stwarza możliwość znacznie lepszego wykorzystania linii przesyłowych.

4.2.2. Model cieplny według CIGRE

Drugim powszechnie wykorzystywanym modelem przedstawiającym bilans cieplny przewodu elektrycznego jest model według CIGRE (4.2). Podstawowe równanie według CIGRE składa się z siedmiu elementów i są to, tak jak w poprzednim modelu: chłodzenie poprzez konwekcję, chłodzenie przez promieniowanie, nagrzewanie przewodu przez przepływ prądu, nagrzewanie przez promieniowanie słoneczne oraz dodatkowo: chłodzenie przez parowanie, nagrzewanie magnetyczne oraz nagrzewanie w wyniku wyładowań koronowych. Zgodnie z sugestią CIGRE [14, 15, 16], praktycznie nie wyznacza się nagrzewania magnetycznego (ponieważ uwzględnione jest ono podczas wyznaczania zmian rezystancji przewodu w zależności od temperatury), nagrzewania w skutek wyładowań koronowych (ze względu na znikomy wpływ na temperaturę przewodu) oraz chłodzenia przez parowanie (również ze względu na znikomy wpływ na temperaturę przewodu).

Chłodzenie przewodu

W celu wyznaczenia intensywności chłodzenia poprzez konwekcję CIGRE wprowadza w swoim modelu kilka bezwymiarowych zmiennych, które, w późniejszych krokach, znacznie upraszczają proces obliczeń. I tak chłodzenie przez konwekcję wyznacza się na podstawie poniższej równości:

$$Q_c = \pi \lambda_f (T_c - T_a) Nu, \quad (4.14)$$

która została wyznaczona z zastosowaniem następujących zależności:

$$Nu = \frac{h_c D}{\lambda_f} \quad (4.15)$$

$$Re = \frac{\rho_r V_w D}{\nu_f}, \quad (4.16)$$

$$Gr = \frac{D^3 (T_C - T_a) g}{(T_f + 273) \nu_f^2}, \quad (4.17)$$

$$Pr = \frac{c \mu}{\lambda_f}. \quad (4.18)$$

Tak samo jak dla modelu według IEEE, również i tutaj, chłodzenie poprzez konwekcję jest największą składową całego procesu chłodzenia i także wynosi około 80% (Rys. 4.4). Pozostałe 20% udziału, chłodzenie poprzez promieniowanie, wyznaczone jest natomiast z zależności:

$$Q_r = \pi D \varepsilon \sigma_B \left[(T_C + 273)^4 - (T_a + 273)^4 \right]. \quad (4.19)$$

Nagrzewanie przewodu

W procesie nagrzewania tak samo jak w przypadku modelu opartego na standardzie IEEE, największy udział procentowy, wynoszący około 85%, ma nagrzewanie przewodu spowodowane płynącym przez niego prądem elektrycznym. Równanie (4.21) różni się od tego prezentowanego przez IEEE, ponieważ uwzględnia efekt naskórkowości oraz obliczenia oparte są na wartościach prądu stałego, a nie jak w modelu IEEE – zmiennego. Konieczne zatem jest uwzględnienie dodatkowej zależności między wartością prądu zmiennego płynącego przez przewód, a jego odpowiednikiem, dostarczającym taką samą ilość ciepła do przewodu, w postaci prądu stałego:

$$I_{dc} = I_{ac} \sqrt{0,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5} I_{ac}}. \quad (4.20)$$

Po wyznaczeniu prądu stałego powodującego taki sam efekt cieplny jak płynący przez przewód prąd zmienny, ciepło Joule'a według standardu CIGRE wyznaczone jest na podstawie zależności:

$$Q_j = k_j I_{dc}^2 R_{dc} \left[1 + \alpha (T_{av} - 20) \right]. \quad (4.21)$$

Ponieważ jednak, na potrzeby wyznaczania dopuszczalnej obciążalności przewodu w zależności od warunków pogodowych, potrzebna jest wartość płynącego przez przewód prądu zmiennego, obliczone na podstawie modelu CIGRE wartości prądu należy z powrotem przeliczyć na wartość prądu zmiennego:

$$I_{ac} = \frac{I_{dc}}{\sqrt{1,0045 + 0,09 \cdot 10^{-6} I_{dc}}} . \quad (4.22)$$

Ostatnim elementem równania bilansu cieplnego według modelu CIGRE jest mniej znaczące od ciepła Joule'a nagrzewanie przewodu poprzez promieniowanie słoneczne, wyrażające się zależnością:

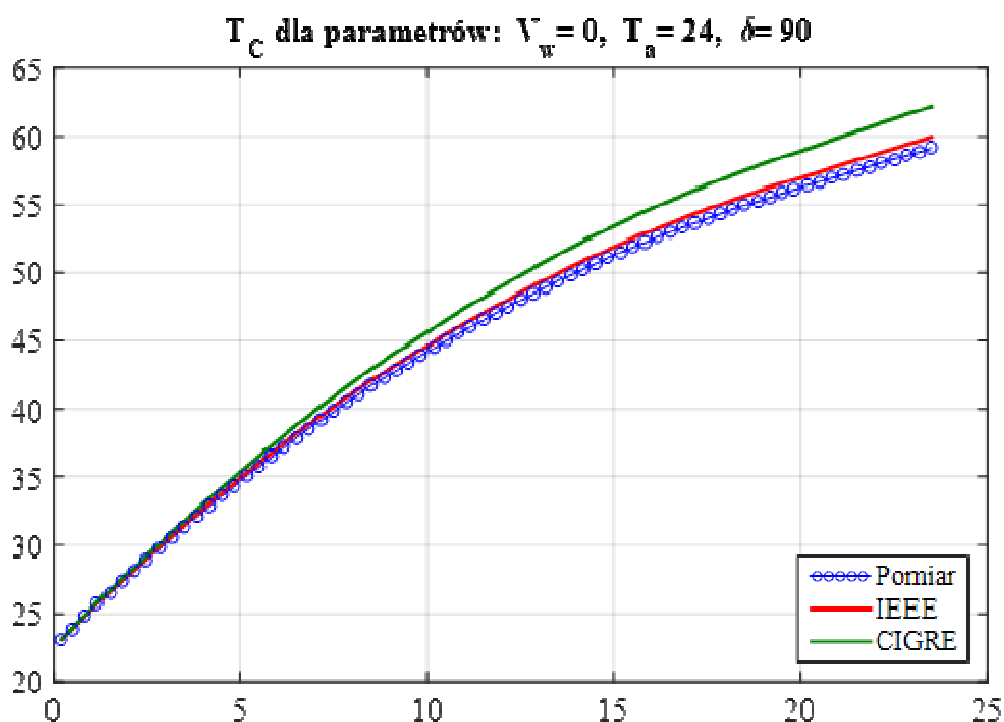
$$Q_s = \alpha SD . \quad (4.23)$$

Nagrzewanie przewodu spowodowane promieniowaniem słonecznym zajmuje praktycznie całe pozostałe 15% udziału.

4.2.3. Porównanie modeli IEEE i CIGRE

Na podstawie poprzednich podrozdziałów można zauważyć wiele różnic występujących w obu modelach. Ponieważ jednak opierają się na tym samym prawie fizyki (pierwsza zasada termodynamiki) ich wyniki są do siebie zbliżone, mimo że prezentują różne podejścia do obliczania poszczególnych elementów bilansu cieplnego.

Rysunek 4.5 przedstawia trzy krzywe nagrzewania przewodu AFL-6 185. Niebieska krzywa przedstawia temperaturę przewodu zmierzoną na stanowisku laboratoryjnym w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Pomiar wykonany został z wykorzystaniem multimetru z możliwością pomiaru temperatury. Pozostałe dwie krzywe prezentują wyniki obliczeń na podstawie obu modeli matematycznych, odpowiednio model IEEE linia czerwona, a CIGRE linia zielona.



Rys.4.5. Porównanie temperatury przewodu AFL-6 185 zmierzonej na stanowisku laboratoryjnym oraz obliczeń obu modeli.

Na podstawie rysunku 4.5 można zauważyć, że oba modele przedstawiają proces nagrzewania przewodu w sposób prawidłowy. Błąd w końcowej części pomiaru wynosi odpowiednio $+0,7^{\circ}\text{C}$ dla modelu IEEE oraz $+3,0^{\circ}\text{C}$ dla modelu CIGRE. Wartości te mogą wydawać się być znaczne, jednak należy podkreślić, że uwzględniając temperaturę przewodu błędy względne wynoszą wtedy odpowiednio 1,16% oraz 5%, a takie wartości można uznać za w pełni akceptowalne. Ponadto, ze względu na ograniczone możliwości stanowiska laboratoryjnego, nie było możliwe sprawdzenie jakości działania modeli w trakcie różnych warunków pogodowych i porównania wyników z pomiarami, dlatego weryfikacji dokonano dla prędkości wiatru 0 m/s , co jest wartością skrajną i praktycznie nie występującą w przyrodzie. Symulacja różnych warunków i porównanie wyników uzyskanych za pomocą obu modeli zostały przedstawione w dwóch kolejnych podrozdziałach.

Błędy bezwzględne modeli

W tym podrozdziale przedstawiono porównanie wyników symulacji nagrzewania przewodu elektrycznego dla obu modeli cieplnych dla różnych warunków atmosferycznych. W trakcie symulacji dla każdego typu przewodu parametry zmieniały się w ten sam sposób i przyjęte były ich wartości w zakresie występującym na terenie Polski, czyli odpowiednio: prędkość wiatru od 0 do 6 m/s , co $0,5 \text{ m/s}$; temperatura powietrza od -10 do 35°C , co 5°C ;

kierunek wiatru w stosunku do linii, ze względu na najwyższą występowalność, przyjęto jednakowy dla wszystkich symulacji, $\delta=45^\circ$; dla nasłonecznienia również przyjęto jako przeciętnie występującą w Polsce wartość 700 W/m^2 .

Na potrzeby prezentacji wyników analizy porównawczej obu modeli przyjęto jako punkt odniesienia wynik modelu opartego na standardzie IEEE, ponieważ w trakcie badania laboratoryjnego (Rys. 4.5) model ten charakteryzował się mniejszym błędem w stosunku do pomiaru rzeczywistego, niż model oparty na standardzie CIGRE. Wartości liczbowe przedstawione w tabelach oparte są na zależności:

$$\Delta T_C = T_{CIGRE} - T_{IEEE} \quad (4.24)$$

Na podstawie równania (4.24) można zauważyć, iż wartości dodatnie w tabelach (4.1, 4.2 i 4.3) przedstawiają sytuacje, dla których wartość temperatury przewodu wyznaczone na podstawie modelu według standardu CIGRE były wyższe od tych wyznaczonych na podstawie standardu IEEE, a w przypadku wartości ujemnych – odwrotnie.

Tabela 4.1. Błąd bezwzględny symulacji temperatury przewodu AFL-6 185.

| AFL6 185 $\delta=45^\circ\text{C}$ | | Prędkość wiatru [m/s] | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 0,0 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 4,0 | 4,5 | 5,0 | 5,5 | 6,0 |
| Temperatura powietrza [°C] | -10 | 3,5 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,7 | 0,4 | -0,5 | -1,1 | -1,5 | -1,7 | -1,9 | -2,1 | -2,2 |
| | -5 | 3,7 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,9 | 0,8 | -0,1 | -0,8 | -1,2 | -1,5 | -1,7 | -1,9 | -2,0 |
| | 0 | 3,8 | 1,4 | 1,3 | 1,4 | 2,0 | 1,2 | 0,2 | -0,5 | -1,0 | -1,3 | -1,5 | -1,7 | -1,9 |
| | 5 | 4,0 | 1,7 | 1,5 | 1,5 | 2,1 | 1,6 | 0,5 | -0,2 | -0,7 | -1,1 | -1,4 | -1,6 | -1,7 |
| | 10 | 4,2 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 2,2 | 1,9 | 0,8 | 0,0 | -0,5 | -0,9 | -1,2 | -1,4 | -1,6 |
| | 15 | 4,3 | 2,2 | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 2,3 | 1,1 | 0,3 | -0,3 | -0,7 | -1,0 | -1,2 | -1,4 |
| | 20 | 4,4 | 2,4 | 2,1 | 2,0 | 2,3 | 2,6 | 1,4 | 0,6 | 0,0 | -0,5 | -0,8 | -1,0 | -1,2 |
| | 25 | 4,6 | 2,6 | 2,3 | 2,2 | 2,4 | 2,8 | 1,7 | 0,8 | 0,2 | -0,3 | -0,6 | -0,9 | -1,1 |
| | 30 | 4,7 | 2,8 | 2,4 | 2,3 | 2,4 | 2,8 | 1,9 | 1,1 | 0,4 | -0,1 | -0,4 | -0,7 | -0,9 |
| | 35 | 4,8 | 3,0 | 2,6 | 2,5 | 2,5 | 2,9 | 2,2 | 1,3 | 0,6 | 0,1 | -0,3 | -0,6 | -0,8 |

Na podstawie tabeli 4.1 można zauważyć, że maksymalna różnica w obliczeniach obu modeli dla przewodu AFL-6 185 wyniosła $4,8^\circ\text{C}$ dla braku wiatru i temperatury powietrza 35°C . Model oparty na standardzie CIGRE podaje wyższe temperatury przewodu od modelu opartego na standardzie IEEE dla niskich wartości prędkości wiatru (do około 2 m/s), a sytuacja odwraca się w sposób zauważalny dla wysokich wartości prędkości wiatru (powyżej $4,5 \text{ m/s}$).

Tabela 4.2. Błąd bezwzględny symulacji temperatury przewodu AFL-6 240.

| AFL6 240 $\delta=45^{\circ}\text{C}$ | | Prędkość wiatru [m/s] | | | | | | | | | | | | |
|---|-----|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 0,0 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 4,0 | 4,5 | 5,0 | 5,5 | 6,0 |
| Temperatura powietrza [oC] | -10 | 3,7 | 1,4 | 1,3 | 1,7 | 1,4 | 0,0 | -0,9 | -1,5 | -1,9 | -2,1 | -2,3 | -2,4 | -2,5 |
| | -5 | 3,9 | 1,7 | 1,5 | 1,8 | 1,9 | 0,4 | -0,6 | -1,2 | -1,6 | -1,9 | -2,1 | -2,3 | -2,4 |
| | 0 | 4,1 | 2,0 | 1,8 | 1,9 | 2,3 | 0,7 | -0,3 | -0,9 | -1,4 | -1,7 | -1,9 | -2,1 | -2,2 |
| | 5 | 4,3 | 2,2 | 2,0 | 2,1 | 2,7 | 1,1 | 0,0 | -0,6 | -1,1 | -1,5 | -1,7 | -1,9 | -2,1 |
| | 10 | 4,4 | 2,5 | 2,2 | 2,2 | 2,8 | 1,4 | 0,4 | -0,4 | -0,9 | -1,3 | -1,5 | -1,7 | -1,9 |
| | 15 | 4,5 | 2,7 | 2,4 | 2,3 | 2,9 | 1,8 | 0,7 | -0,1 | -0,7 | -1,1 | -1,3 | -1,6 | -1,7 |
| | 20 | 4,7 | 3,0 | 2,6 | 2,4 | 3,0 | 2,1 | 0,9 | 0,1 | -0,4 | -0,8 | -1,2 | -1,4 | -1,6 |
| | 25 | 4,8 | 3,2 | 2,7 | 2,6 | 3,0 | 2,5 | 1,2 | 0,4 | -0,2 | -0,6 | -1,0 | -1,2 | -1,4 |
| | 30 | 4,9 | 3,4 | 2,9 | 2,7 | 3,1 | 2,8 | 1,5 | 0,6 | 0,0 | -0,4 | -0,8 | -1,1 | -1,3 |
| | 35 | 5,0 | 3,5 | 3,1 | 2,9 | 3,2 | 3,1 | 1,8 | 0,9 | 0,2 | -0,3 | -0,6 | -0,9 | -1,1 |

Tabela 4.3. Błąd bezwzględny symulacji temperatury przewodu AFL-6 300.

| AFL6 300 $\delta=45^{\circ}\text{C}$ | | Prędkość wiatru [m/s] | | | | | | | | | | | | |
|---|-----|-----------------------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 0,0 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 4,0 | 4,5 | 5,0 | 5,5 | 6,0 |
| Temperatura powietrza [oC] | -10 | 1,1 | -0,1 | 0,3 | 0,9 | 0,0 | -0,7 | -1,1 | -1,3 | -1,5 | -1,6 | -1,7 | -1,8 | -1,8 |
| | -5 | 1,2 | 0,1 | 0,4 | 1,0 | 0,3 | -0,4 | -0,9 | -1,2 | -1,4 | -1,5 | -1,6 | -1,7 | -1,7 |
| | 0 | 1,3 | 0,3 | 0,5 | 1,0 | 0,5 | -0,2 | -0,7 | -1,0 | -1,2 | -1,4 | -1,5 | -1,6 | -1,6 |
| | 5 | 1,4 | 0,4 | 0,7 | 1,1 | 0,7 | -0,1 | -0,5 | -0,9 | -1,1 | -1,3 | -1,4 | -1,5 | -1,5 |
| | 10 | 1,5 | 0,6 | 0,8 | 1,1 | 1,0 | 0,1 | -0,4 | -0,7 | -1,0 | -1,1 | -1,3 | -1,4 | -1,4 |
| | 15 | 1,6 | 0,7 | 0,9 | 1,2 | 1,2 | 0,3 | -0,2 | -0,6 | -0,8 | -1,0 | -1,2 | -1,3 | -1,4 |
| | 20 | 1,7 | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 1,4 | 0,5 | -0,1 | -0,5 | -0,7 | -0,9 | -1,1 | -1,2 | -1,3 |
| | 25 | 1,7 | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,6 | 0,7 | 0,1 | -0,3 | -0,6 | -0,8 | -1,0 | -1,1 | -1,2 |
| | 30 | 1,8 | 1,1 | 1,1 | 1,3 | 1,7 | 0,8 | 0,2 | -0,2 | -0,5 | -0,7 | -0,9 | -1,0 | -1,1 |
| | 35 | 1,9 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,7 | 1,0 | 0,4 | -0,1 | -0,4 | -0,6 | -0,8 | -0,9 | -1,0 |

Na podstawie wartości przedstawionych w tabelach 4.2 i 4.3 można zauważyć, że również dla przewodów AFL-6 240 oraz AFL-6 300 maksymalne różnice w obliczeniach opartych na obu modelach pojawiają się dla skrajnych wartości warunków atmosferycznych i wyniosły $5,0^{\circ}\text{C}$ dla przewodu AFL-6 240 oraz $1,9^{\circ}\text{C}$ dla przewodu AFL-6 300.

Analizując różnice w wynikach obu modeli cieplnych można zauważyć, że nie zawsze obliczenia oparte na jednym z modeli podają wartości wyższe lub niższe od wartości opartych na drugim modelu. Jest to związane z różnicami w wyznaczaniu poszczególnych składowych równania bilansu cieplnego przewodów i jak można zauważyć w tabelach 4.1, 4.2 i 4.3 różnice w wyznaczanych wartościach temperatur są zależne od uwzględnianych warunków atmosferycznych. Czerwony obszar prezentowanych tabel przedstawia sytuacje, w których obliczenia oparte na modelu zgodnym ze standardem CIGRE podają wyższe wartości

temperatur, a niebieski obszar przedstawia sytuacje odwrotne. Ponieważ obszary te pokrywają się niemal całkowicie, niezależnie od typu przewodu (Tabele 4.1, 4.2 i 4.3), oba modele będą wykorzystywane na potrzeby nowych algorytmów zabezpieczeń, a wybierana do obliczeń możliwości obciążeniowych będzie zawsze wartość bardziej zachowawcza (czyli wyższa z obu obliczonych temperatur). W ten sposób zostanie zapewnione, że nowe algorytmy będą zawsze pracowały w sposób bezpieczny.

4.2.4. Możliwości przeciążeniowe przewodów AFL-6

W tej części pracy przedstawione zostaną możliwości przeciążeniowe powszechnie stosowanych przewodów napowietrznych wykorzystywanych w liniach 110 kV (AFL-6 185, AFL-6 240 i AFL-6 300). Zaprezentowano procentową możliwość przeciążenia, jak również zwiększone możliwości przesyłowe, wyrażone jako wartość przesyłanej mocy ponad moc znamionową. Porównania dokonano pomiędzy standardowym sposobem projektowania, z uwzględnieniem statycznego podziału obciążalności na letnią i zimową, oraz dynamicznym, uwzględniającym możliwości przesyłowe w zależności od warunków pogodowych.

Znaczna liczba obecnie istniejących w Polsce linii napowietrznych 110 kV została zaprojektowana na temperaturę graniczną roboczą wynoszącą 40°C lub 60°C, zgodnie z Zarządzeniem nr 29 Ministra Górnictwa i Energetyki z 17 lipca 1974 r, w sprawie doboru przewodów i kabli elektroenergetycznych do obciążeń prądem elektrycznym [89], co przy przyjętej temperaturze otoczenia 30°C oraz prędkości wiatru 0,5 m/s gwarantuje zachowanie wymaganych rezerw odległości od obiektów znajdujących się pod linią. Zgodnie z aktualnie obowiązującymi wymaganiami dotyczącymi linii energetycznych, przyjmuje się temperaturę graniczną przewodów dla nowych linii wynoszącą 80°C [22, 62].

W przypadku obecnie najpowszechniej występujących w Polsce linii 110 kV, do których konstrukcji znajdują powszechne zastosowanie przewody typu AFL-6, wartości obciążalności znamionowej, zgodne z aktualnymi przepisami [22, 62], zostały przedstawione w tabeli 4.4.

Tabela 4.4. Obciążalność przewodów typu AFL-6.

| Typ przewodu | Obciążalność letnia | Obciążalność zimowa |
|------------------|---------------------|---------------------|
| AFL-6 185 | 535 A | 630 A |
| AFL-6 240 | 645 A | 735 A |
| AFL-6 300 | 740 A | 850 A |

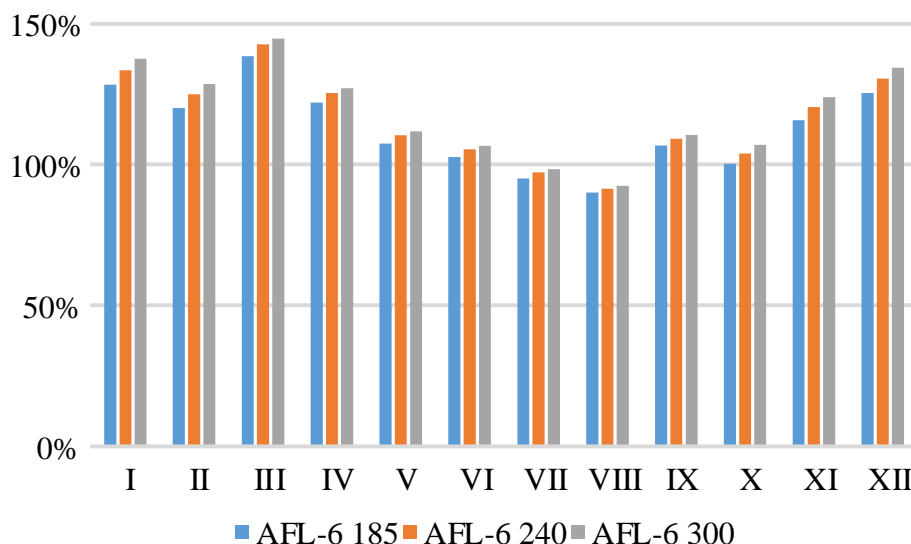
Dokonując poniższych analiz, w oparciu o informacje wieloletnie z okresu 1971-2000 [32], przyjęto dwa rodzaje danych: absolutne maksymalne temperatury dobowe, które odzwierciedlają najgorsze możliwe do wystąpienia warunki chłodzenia, oraz średnie miesięczne temperatury, czyli takie, które występują w Polsce przez zdecydowanie większą część czasu.

Niekorzystne warunki chłodzenia przewodów

Absolutne maksymalne temperatury dobowe zostały wybrane, aby reprezentowały najgorsze warunki chłodzenia występujące w Polsce razem ze średnimi prędkościami wiatru oraz najwyższym, występującym w Polsce, nasłonecznieniem. Tak przyjęte wartości korespondują z tymi, które zakładają polskie normy [22, 55, 56]. Parametry, które zostały przyjęte do obliczeń obciążalności reprezentujące najgorsze warunki chłodzenia zostały przedstawione w tabeli 4.5, a wyniki przeprowadzonych obliczeń na rysunku 4.6.

Tabela 4.5. Warunki atmosferyczne dla najgorszych warunków chłodzenia w ciągu roku.

| | T_a [°C] | V_w [m/s] | Q_s [W/m ²] |
|-------------|---------------|----------------|------------------------------|
| Styczeń | 15,3 | 2,7 | 1000 |
| Luty | 19,7 | 2,6 | 1000 |
| Marzec | 22,0 | 2,7 | 1000 |
| Kwiecień | 27,1 | 2,3 | 1000 |
| Maj | 32,4 | 2,1 | 1000 |
| Czerwiec | 34,5 | 2,1 | 1000 |
| Lipiec | 37,1 | 2,0 | 1000 |
| Sierpień | 37,4 | 1,7 | 1000 |
| Wrzesień | 31,4 | 1,9 | 1000 |
| Październik | 26,6 | 2,0 | 1000 |
| Listopad | 19,7 | 2,3 | 1000 |
| Grudzień | 15,3 | 2,5 | 1000 |



Rys. 4.6. Możliwości obciążeniowe przewodów AFL-6 w stosunku do znamionowej obciążalności linii – dla najgorszych warunków chłodzenia przewodów.

Na rysunku 4.6 łatwo można zauważyć, że nawet uwzględniając najwyższe temperatury panujące w danych miesiącach, a zatem najbardziej niekorzystne z punktu widzenia możliwości obciążeniowych, aż dla dziesięciu miesięcy zastosowanie nowego algorytmu monitorującego może zwiększyć istniejące limity od kilku do kilkudziesięciu procent (maksymalna wartość 144,7% dla marca dla przewodu AFL-6 300).

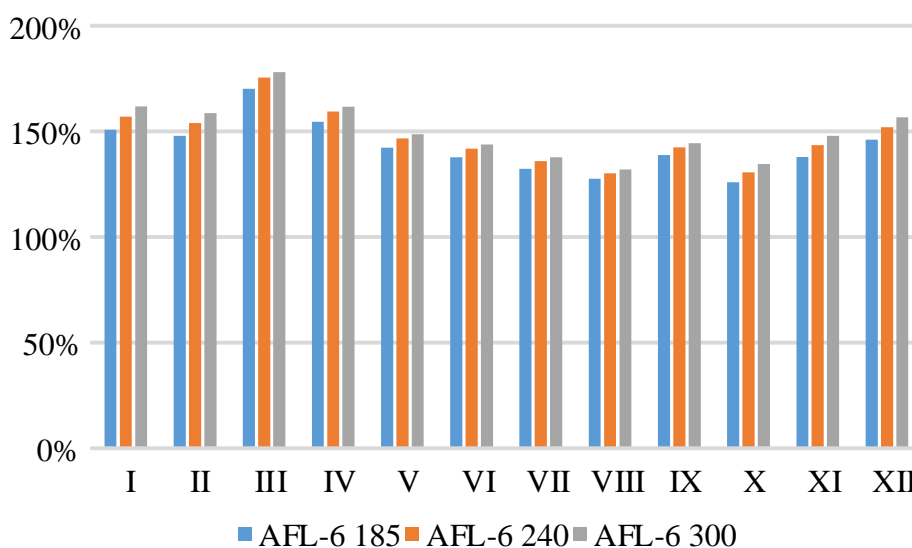
W dwóch miesiącach, lipcu i sierpniu, zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii pozwoliłoby na obniżenie możliwości przesyłowych do odpowiednio 95% i 90% znamionowej obciążalności przewodów i dzięki temu na uniknięcie zagrożeń wynikających z pracy linii ponad temperaturę roboczą przewodów. Należy zatem zauważyć, że gdyby nie działanie algorytmu, to przewód pracowałby zbyt mocno obciążony, stwarzając tym samym zagrożenie.

Przeciętne warunki chłodzenia przewodów

Dla przedstawienia przeciętnych warunków chłodzenia, reprezentujących powszechne dla obszarów Polski warunki atmosferyczne, wybrane zostały: średnie temperatury dobowe, średnie prędkości wiatru i średnie nasłonecznienie [32, 64]. Wartości poszczególnych parametrów zostały przedstawione w tabeli 4.6. Można założyć, że linie przesyłowe w Polsce pracują przez większość czasu w takich właśnie warunkach.

Tabela 4.6. Warunki atmosferyczne dla przeciętnych warunków chłodzenia w ciągu roku.

| | T_a [°C] | V_w [m/s] | Q_s [W/m ²] |
|-------------|---------------|----------------|------------------------------|
| Styczeń | -0,7 | 2,7 | 850 |
| Luty | 0,3 | 2,6 | 880 |
| Marzec | 4,0 | 2,7 | 885 |
| Kwiecień | 9,0 | 2,3 | 920 |
| Maj | 14,1 | 2,1 | 940 |
| Czerwiec | 16,8 | 2,1 | 955 |
| Lipiec | 19,0 | 2,0 | 991 |
| Sierpień | 18,5 | 1,7 | 999 |
| Wrzesień | 14,0 | 1,9 | 904 |
| Październik | 9,3 | 2,0 | 883 |
| Listopad | 4,0 | 2,3 | 820 |
| Grudzień | 0,4 | 2,5 | 870 |



Rys. 4.7. Możliwości obciążeniowe przewodów AFL-6 w stosunku do znamionowej obciążalności linii – dla przeciętnych warunków chłodzenia przewodów.

Na rysunku 4.7 przedstawiono wynik zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii dla przeciętnych warunków chłodzenia, dla każdego miesiąca. Na tej podstawie można stwierdzić, że DOL umożliwia wykorzystanie linii napowietrznych w sposób znacznie bardziej korzystny. Umożliwia zwiększenie dopuszczalnych obciążeń od 125% obciążenia znamionowego dla przewodu AFL-6 185 do 178% obciążenia znamionowego dla przewodu AFL-6 300, z jednoczesnym zachowaniem obowiązujących wymogów bezpieczeństwa.

Na przykładzie rysunków 4.6 i 4.7 można również zaobserwować pewną prawidłowość: im większy przekrój przewodu tym większe procentowe korzyści z zastosowania nowego algorytmu. Wynika to bezpośrednio z tego, że im większy przekrój, tym większa powierzchnia odprowadzająca ciepło, a zatem lepsze chłodzenie.

Kontrolowane przeciążenie

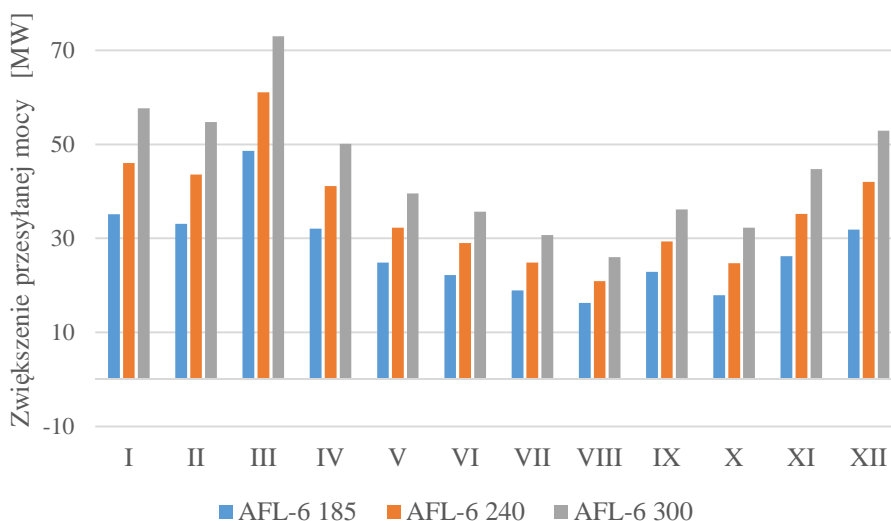
Pojęcie kontrolowanego przeciążenia zostało wprowadzone na potrzeby tej rozprawy i odnosi się do zjawiska przepływu prądu, o natężeniu wyższym niż ten przewidywany na etapie projektowania linii, z jednoczesnym zapewnieniem utrzymania odpowiednio wysokiego poziomu bezpieczeństwa. Innymi słowy jest to efekt świadomego zezwolenia na pracę linii przesyłowej pod obciążeniem, które według sztywnych standardów nie powinno być dopuszczalne.

Podczas kontrolowanego przeciążenia Dynamiczna Obciążalność Linii wykorzystywana jest w celu monitorowania parametrów temperaturowych oraz zapewnienia, aby przewody nie przekroczyły temperatury granicznej roboczej. W zależności od warunków pogodowych panujących w otoczeniu przewodu, kontrolowane przeciążenie może wahać się od kilku do kilkudziesięciu procent powyżej obciążenia znamionowego.

Warunki atmosferyczne panujące w otoczeniu linii napowietrznych w Polsce mogą się znacznie różnić w zależności od rozpatrywanego obszaru geograficznego. Zostały wybrane trzy reprezentatywne grupy warunków atmosferycznych, które pozwolą na analizę zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii, jako sposobu na zarządzanie obciążeniem linii przesyłowych.

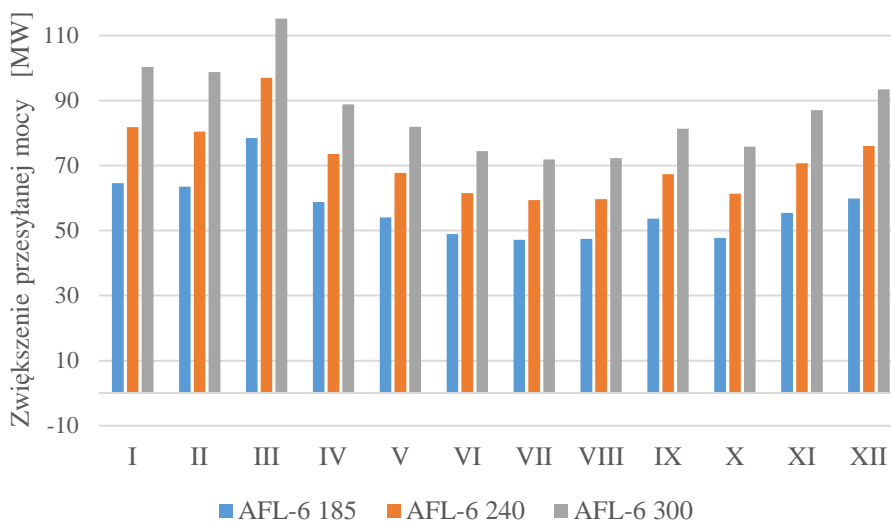
Poszczególne przykłady warunków atmosferycznych zostały opracowane pod kątem takiego ich doboru, aby odzwierciedlały rzeczywiste warunki panujące w Polsce. Warunki te zostały zaczerpnięte z Rocznika Statystycznego Rzeczypospolitej Polskiej [64].

Pierwszy przykładów reprezentuje warunki atmosferyczne o przeciętnych warunkach chłodzenia przewodów w Polsce (reprezentowana jest przez średnie temperatury dobowe, średnią prędkość wiatru i średnie nasłonecznienie). Na rysunku 4.8, przedstawione zostały możliwości przeciążeniowe poszczególnych przewodów AFL-6, uwzględniające poziom mocy przesyłanej w stosunku do mocy znamionowej, dla poziomu napięcia 110 kV.



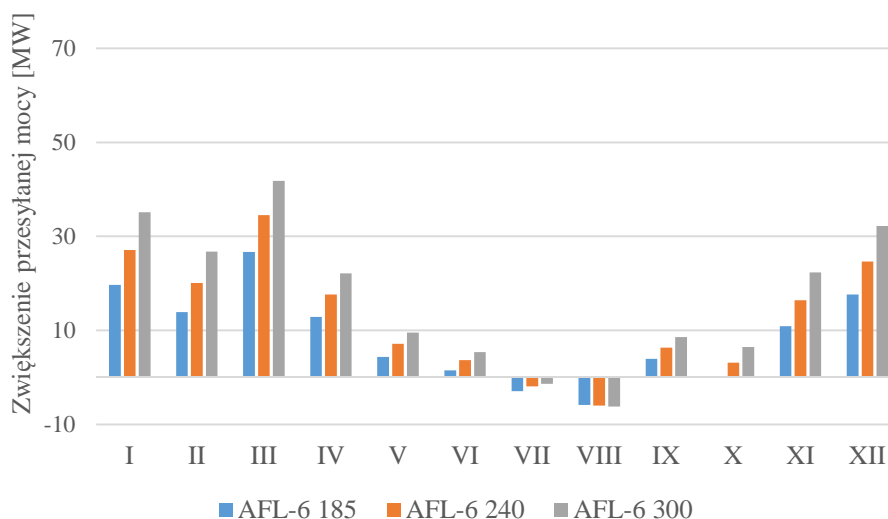
Rys. 4.8. Możliwości przeciążeniowe przewodów AFL-6 dla przeciętnych warunków chłodzenia.

Drugi przykład, dla warunków atmosferycznych przedstawiających bardzo korzystne parametry chłodzenia, reprezentowany jest przez minimalne temperatury dobowe, maksymalną prędkość wiatru i minimalne nasłonecznienie (Rys. 4.9).



Rys. 4.9. Możliwości przeciążeniowe przewodów AFL-6 dla bardzo korzystnych warunków chłodzenia.

Trzeci przykład, zaprezentowany na rysunku 4.10, przedstawia wyniki dla bardzo niekorzystnych warunków (reprezentowanych przez maksymalne temperatury dobowe, minimalną prędkość wiatru i maksymalne nasłonecznienie).



Rys. 4.10. Możliwości przeciążeniowe przewodów AFL-6 dla niekorzystnych warunków chłodzenia.

Jak można zauważyć na rysunkach 4.8, 4.9 i 4.10, poza lipcem i sierpniem widać znaczne korzyści płynące z możliwości utrzymywania kontrolowanych przeciążeń. Zakładając najbardziej niekorzystne warunki pogodowe, średni wzrost możliwości przesyłowych dla linii 110 kV przyjmuje wartości: 8,6 MW dla przewodu AFL-6 185, 12,7 MW dla przewodu AFL-6 240 i 16,9 MW dla przewodu AFL-6 300. Jeśli z kolei przyjąć znacznie częściej panujące średnie warunki pogodowe, to dla średnich temperatur miesięcznych można uzyskać następujący wzrost możliwości przesyłowych: 27,5 MW dla przewodu AFL-6 185, 35,8 MW dla przewodu AFL-6 240 i 44,5 MW dla przewodu AFL-6 300, a w przypadku bardzo korzystnych warunków wzrost możliwości przesyłowych może wynosić nawet: 78,5 MW dla przewodu AFL-6 185, 97,0 MW dla przewodu AFL-6 240 i 115,1 MW dla przewodu AFL-6 300.

Na podstawie przedstawionych danych można łatwo zauważyć, że zastosowanie nowego podejścia daje znaczne korzyści zarówno pod względem ekonomicznym – zwiększone możliwości przesyłowe dla zdecydowanej większej części roku, jak i pod względem bezpieczeństwa elektrycznego – przekroczenie poziomu obciążenia powodującego przekroczenie temperatury granicznej roboczej przewodów (sytuacja dla lipca i sierpnia na rysunku 4.10) będzie sygnalizowane operatorowi ze znacznym wyprzedzeniem (dzięki zastosowaniu iteracyjnej procedury wyznaczającej czas pozostały do osiągnięcia temperatury maksymalnej przez przewód), co pozwoli na podjęcie odpowiednich działań.

5. Zabezpieczenia linii przesyłowych

Zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [58] linie napowietrzne o napięciu znamionowym 750 kV, 400 kV i 220 kV, które nie są objęte zdalną rezerwą zabezpieczeniową lub gdy zwarcie powstałe w takiej linii może zagrażać równowadze systemu elektroenergetycznego, powinny być wyposażone w następujące układy i urządzenia Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieceniowej (EAZ):

- dwa zabezpieczenia podstawowe (dwa odległościowe lub odległościowe i odcinkowe),
- jedno dwustopniowe zabezpieczenie prądowe reagujące na zwarcia z ziemią,
- układ jedno- i trójfazowego SPZ,
- układ automatyki od niebezpiecznego wzrostu napięcia w punktach sieci, gdzie jest to wymagane.

Pozostałe linie napowietrzne o napięciu znamionowym 220 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- jedno zabezpieczenie podstawowe odległościowe lub dwa zabezpieczenia podstawowe – odległościowe i odcinkowe,
- jedno dwustopniowe zabezpieczenie prądowe reagujące na zwarcia z ziemią,
- układ jedno- i trójfazowego SPZ.

Z kolei linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV powinny być wyposażone w następujące układy i urządzenia EAZ:

- jedno zabezpieczenie podstawowe odległościowe lub dwa zabezpieczenia podstawowe – odległościowe i odcinkowe,
- jedno dwustopniowe zabezpieczenie prądowe reagujące na zwarcia z ziemią,
- układ trójfazowego SPZ.

W związku z propozycją wykorzystania Dynamicznej Obciążalności Linii do współpracy z istniejącymi zabezpieczeniami szczególnie istotne, spośród wyżej wymienionych urządzeń Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieceniowej, są zabezpieczenia odległościowe oraz zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne i ze zwłoką czasową. Zabezpieczenia odpowiedzialne za reagowanie na zwarcia z ziemią nie dają możliwości wykorzystania DOL, ponieważ pojawienie się składowej zerowej jednoznacznie wskazuje na awarię w systemie.

Zakłócenia w liniach elektroenergetycznych stanowią około 74% wszystkich zakłóceń występujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [39] i można je podzielić na dwie główne grupy:

- zaburzenia (zwarcia i praca niepełnofazowa), które nie mogą być utrzymywane przez dłuższy czas i powinny być przez urządzenia zabezpieczające wyłączane samoczynnie w odpowiednio krótkim czasie;
- zagrożenia (przeciążenia, kołysania mocy i ferorezonans), które mogą być tolerowane czasowo.

Spośród powyższych zakłóceń pracy systemu elektroenergetycznego tylko przeciążenia i kołysania mocy będą rozpatrywane w tej pracy. Praca niepełnofazowa oraz ferorezonans zostaną pominięte w rozprawie ze względu na brak możliwości wykorzystania Dynamicznej Obciążalności Linii w celu poprawienia działania automatyki zabezpieczeniowej odpowiedzialnej za ich wykrywanie.

Istnieje wiele różnych urządzeń i zespołów zabezpieczeniowych w automatyce elektroenergetycznej. Można wyróżnić takie, które chronią poszczególne elementy systemu oraz takie, które chronią większe jego fragmenty lub też cały system. Rozprawa ta skupia się na wykorzystaniu Dynamicznej Obciążalności Linii w celu zapewnienia nie tylko lepszego wykorzystania istniejących linii napowietrznych, ale również w celu zapewnienia wyższego poziomu bezpieczeństwa niż dotychczas. W dalszej części rozprawy przedstawione zostały zabezpieczenia linii przesyłowych, dla których możliwe jest wykorzystanie algorytmu opartego na Dynamicznej Obciążalności w celu poprawy ich działania.

Zabezpieczenia rozpatrywane w rozprawie to: zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne, zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne i zabezpieczenie odległościowe (podimpedancyjne).

5.1. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne

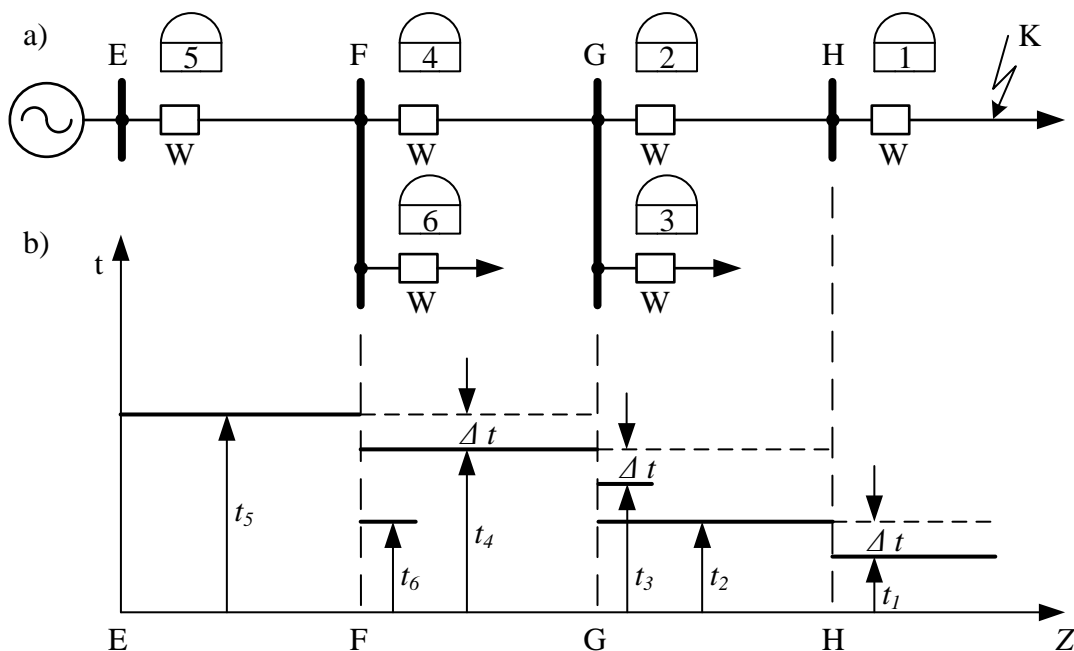
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne jest jednym z najprostszych zabezpieczeń linii przesyłowych. Działa ono przy wzroście wartości prądu płynącego przez linię ponad określoną wartość rozruchową zabezpieczenia po upływie nastawionego czasu pobudzając wyzwalacz sterujący otwarciem wyłącznika. Wartość prądu rozruchowego wyznaczana jest w taki sposób, aby prąd rozruchowy był większy niż największe możliwe obciążenie, a jednocześnie mniejszy od najmniejszego prądu zwarcia na odległym końcu chronionej linii. Uwzględnia się również

współczynnik bezpieczeństwa, k_b przyjmowany zazwyczaj z przedziału wartości od 1,1 do 1,2. Prąd rozruchowy wyznacza się z zależności (5.1) i (5.2) [10, 11, 27, 49, 51, 78, 92]:

$$I_{F\min} > I_r > I_{OBC\max} \quad (5.1)$$

$$I_r \geq k_b I_{OBC\max} \quad (5.2)$$

Wybiórczość zadziałania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego w ciągu linii zasilanych jednostronnie zapewnia odpowiednie stopniowanie czasu zadziałania poszczególnych zabezpieczeń. W przypadku zwarcia w punkcie K (Rys. 5.1 a) w skutek stwierdzenia przepływu prądu zwarciovego pobudzą się zabezpieczenia 1, 2, 4 i 5, ale zadziałać powinno tylko zabezpieczenie znajdujące się najbliżej miejsca awarii czyli zabezpieczenie 1. W tym celu należy zastosować odpowiednie opóźnienia dla pozostałych zabezpieczeń w taki sposób, aby czas zadziałania każdego z zabezpieczeń był dłuższy od czasu zadziałania wszystkich zabezpieczeń położonych dalej od źródła zasilającego (Rys. 5.1 b) [10, 11, 49, 78, 92].



Rys. 5.1. Układ linii zasilanych jednostronnie: a) schemat ogólny, b) wykres stopniowania czasowego zabezpieczeń.

Czas stopniowania powinien być tak dobrany, aby zabezpieczenie 2 nie zadziałało niepotrzebnie w związku z przedłużającym się czasem zwarcia o czas potrzebny na otwarcie wyłącznika w stacji H. Zatem spełnione muszą być poniższe zależności:

$$t_{i+1} = t_i + \Delta t \quad (5.3)$$

$$\Delta t \geq t_{ow} + t_d \quad (5.4)$$

Wzrost czasów zadziałania zabezpieczeń w kierunku źródła zasilającego jest konieczny dla zagwarantowania wybiórczości zabezpieczeń podstawowych i rezerwowych. Stanowi to jednak poważną wadę zabezpieczenia, gdyż zwarcia na odcinkach położonych w pobliżu źródła zasilającego, charakteryzujące się przepływem znacznych prądów zwarciovych, są wyłączane po czasach stosunkowo długich, powodując długotrwałe obniżenia napięcia o dużym zasięgu oraz duży rozmiar szkód w punkcie zwarciovym [10, 49, 78, 92]. Takim samym sposobem stopniowania czasów i doбором prądów rozruchowych poszczególnych zabezpieczeń charakteryzuje się zabezpieczenie nadprądowe z blokadą kierkową, ponieważ jednak z punktu widzenia zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii blokada kierkowa nie ma żadnego znaczenia, zabezpieczenie to nie będzie rozpatrywane osobno, a jedynie uwzględnione jako tożsame z zabezpieczeniem nadprądowym.

Zastosowanie algorytmów Dynamicznej Obciążalności Linii, w celu poprawy działania standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, możliwe jest na dwa sposoby; pierwszy z nich wynika ze sposobu wyznaczania prądu rozruchowego zabezpieczenia. Uwzględniając współczynnik bezpieczeństwa, obciążenie linii może wynieść maksymalnie 1,1 do 1,2 I_{OBCmax} , a jak zostało pokazane w rozdziale 4, w przypadku korzystnych warunków chłodzenia przewodów możliwe jest bezpieczne przeciążanie linii prądem znacznie większym, niż to jest uwzględnione w nastawie prądu rozruchowego. Jak zatem widać, linia wielokrotnie mogłaby pracować bezpiecznie, zamiast zostać wyłączona przez zabezpieczenie w przypadku wystąpienia przeciążenia.

Drugi ze sposobów zastosowania DOL wynika z zamiaru kompensacji największej wady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, jaką jest możliwość przepływu bardzo wysokich prądów zwarciovych blisko źródła zasilania przez długi czas, zanim zabezpieczenie wyłączy linię. W tej sytuacji zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii pozwoliłoby na wyłączenie linii w czasie znacznie krótszym, w momencie w którym algorytmy wspierające rozpoznałyby zwarcie w linii.

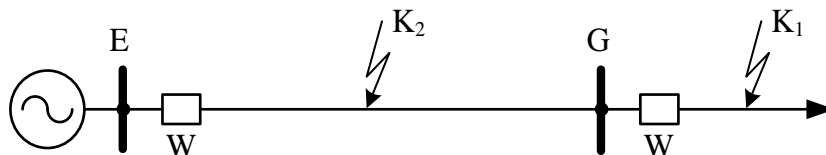
Szczegóły zastosowania nowych algorytmów przedstawione zostały w rozdziale 6.

5.2. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne

Zasadnicza wada zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych, polegająca na eliminowaniu zwarć ze zwłoką czasową, niekiedy dość znaczną, może być w dużym stopniu ograniczona przez uzupełnienie tego zabezpieczenia zabezpieczeniem nadprądowym bezzwłocznym. Jego prąd rozruchowy wyznacza się odpowiednio do wartości prądu zwarciovego w określonym punkcie linii promieniowej zgodnie z (5.5) [10, 11, 49, 78, 92].

$$I_r \geq k_b I_{F_{\max}} \quad (5.5)$$

Zależność na wyznaczenie prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego uwzględnienia fakt, iż im zwarcie jest bliżej źródła zasilania, tym większy jest prąd zwarciovowy. Wykorzystując ten fakt można tak ustawić próg zadziałania zabezpieczenia, aby reagowało na zwarcie w dowolnym punkcie K_2 pomiędzy stacjami E i G na rysunku 5.2, ale żeby nie reagowało na zwarcie w dowolnym punkcie K_1 , który znajduje się już za stacją G. W ten sposób osiągnąca jest selektywność zabezpieczeń w połączeniu z zabezpieczeniem nadprądowym ze zwłoką czasową.



Rys. 5.2. Układ zasilany jednostronnie, schemat ogólny.

W przypadku zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego wykorzystanie algorytmów Dynamicznej Obciążalności Linii pozwoliłoby na wydłużenie trwania krytycznych przeciążeń wynikających ze skrajnie niekorzystnych warunków pracy systemu, o ile pozwoliłyby na to warunki chłodzenia przewodów. Mogłoby to, w szczególnych przypadkach, pozwolić na uniknięcie całkowitego zapadu systemu elektroenergetycznego. Z drugiej strony, jak się okazuje, czasem nawet obciążenie znamionowe linii może prowadzić do przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów, a co za tym idzie stworzenia zagrożenia awarii lub zerwania przewodów linii zatem informacja o przekroczeniu dopuszczalnej temperatury pracy przewodów jest jak najbardziej potrzebna z punktu widzenia obserwatora systemu.

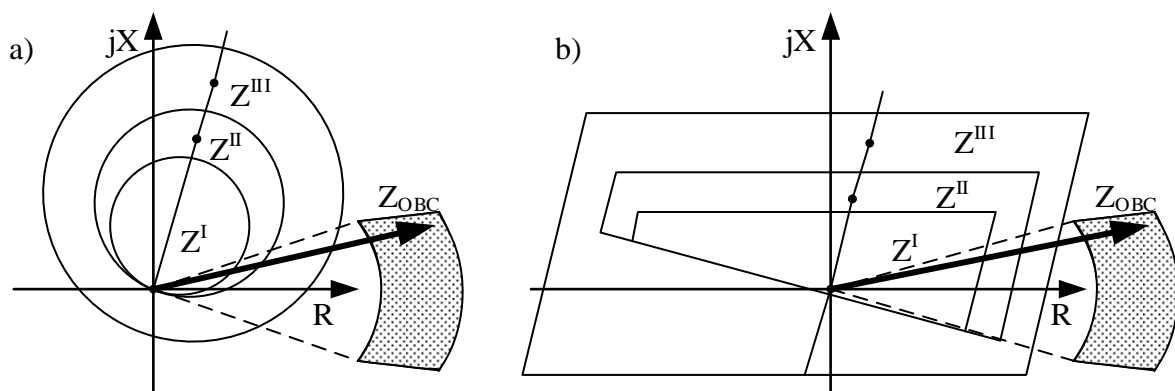
Szczegóły zastosowania nowego algorytmu przedstawione zostały w rozdziale 6.

5.3. Zabezpieczenie odległościowe (podimpedancyjne)

Niezmiennie od wielu lat jednym z podstawowych zabezpieczeń w systemach elektroenergetycznych jest zabezpieczenie odległościowe, zwane również zabezpieczeniem podimpedancyjnym. Podstawą stosowania zabezpieczenia odległościowego jest obliczanie wartości zespolonej impedancji widzianej przez to zabezpieczenie. Impedancję zespoloną \underline{Z} , oblicza się na podstawie pomiaru fazorów prądów \underline{I} i napięć \underline{U} w miejscu zainstalowania zabezpieczenia, tak jak w równaniu poniżej [10, 38, 49, 78, 91, 92]:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\underline{I}} \quad (5.6)$$

Po obliczeniu wartości impedancji sprawdzane jest położenie końca wektora impedancji na płaszczyźnie zespolonej i porównywane z wcześniej dobranymi nastawami. Charakterystyka zabezpieczenia podimpedancyjnego, może być okręgiem przechodzącym przez punkt przecięcia osi R i jX na płaszczyźnie zespolonej lub wielobokiem (Rys. 5.3). O położeniu okręgu lub wieloboku, w zespolonym układzie współrzędnych, oraz jego średnicy lub wymiarach decydują wielkości wynikające z obliczeń impedancji poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego, a także uwzględniane błędy pomiarowe, itp.. Nastawy dzielą się na poszczególne strefy, zazwyczaj od I do III (Rys. 5.3). W układach bardzo rozległych i skomplikowanych rzadko, ale jednak stosuje się również kolejne strefy, co można zaobserwować głównie w nietypowych układach sieciowych, dla których zaprojektowanie poszczególnych stref w standardowy sposób, spełniający wszystkie kryteria automatyki zabezpieczeniowej, jest niemożliwe lub bardzo skomplikowane.

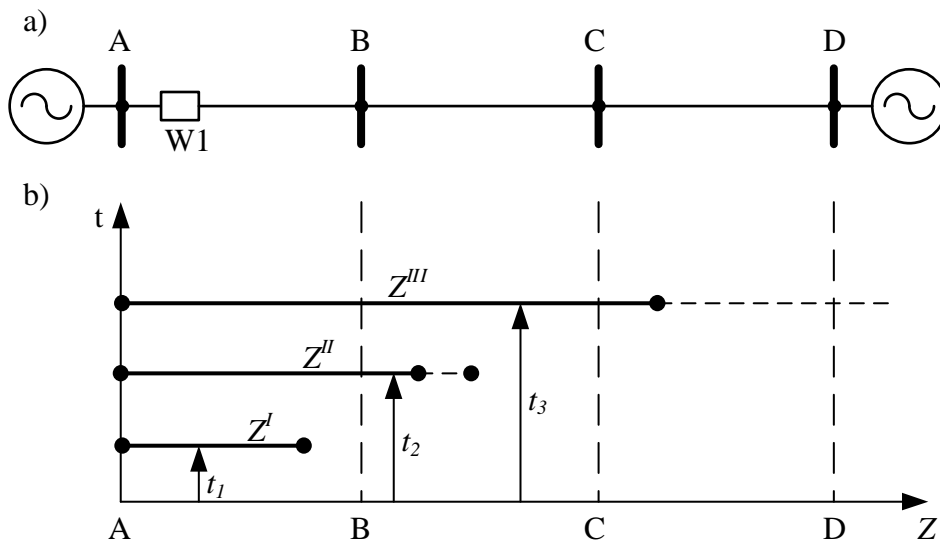


Rys. 5.3. Przykładowe charakterystyki impedancyjne zabezpieczenia odległościowego:
a) charakterystyka MHO, b) charakterystyka poligonalna.

Jeżeli obliczona impedancja jest niższa niż nastawa odpowiedniej strefy (czyli koniec wektora impedancji znajduje się wewnątrz właściwej charakterystyki zadziałania), następuje decyzja o zadziałaniu przekaźnika. Sytuacja, w której koniec wektora impedancji pozostaje w obszarze obciążeń, oznacza normalną pracę systemu, a zabezpieczenie nie powinno wówczas zadziałać. W wielu sytuacjach znacznie bardziej niebezpieczne dla stabilnej pracy systemu jest błędne wyłączenie jego działającego elementu (na przykład linii przesyłowej, tak jak miało to miejsce w trakcie rozwoju awarii wielkoobszarowej w USA i Kanadzie [8, 9, 45, 50, 61, 79, 82, 84]), niż niezadziałanie zabezpieczenia w sytuacji awaryjnej.

Zabezpieczenie odległościowe powinno być zaprojektowane w taki sposób, aby reagowało tylko na zwarcia w odpowiedniej strefie. Każdej strefie odpowiada rzeczywisty obszar pomiędzy zabezpieczeniem, a najdalej położonym punktem systemu chronionym przez daną strefę. Zabezpieczenie nie powinno reagować w warunkach normalnej pracy systemu, czyli takich, dla których koniec wektora zmierzonej impedancji znajduje się poza strefami zadziałania (wektor obciążenia Z_{OBC} na rysunku 5.3). W praktyce oznacza to, iż wielkość konkretnej strefy projektowana jest tak, aby wektor impedancji odpowiadający impedancji zwarciowej, widzianej przez zabezpieczenie na końcu chronionego odcinka systemu, na pewno się w niej zmieścił (Rys. 5.4). Ponadto należy również uwzględnić wszelkie możliwe zakłócenia oraz czynniki zewnętrzne, takie jak na przykład rezystancję doziemienia czy baterię kondensatorów kompensujących moc bierną.

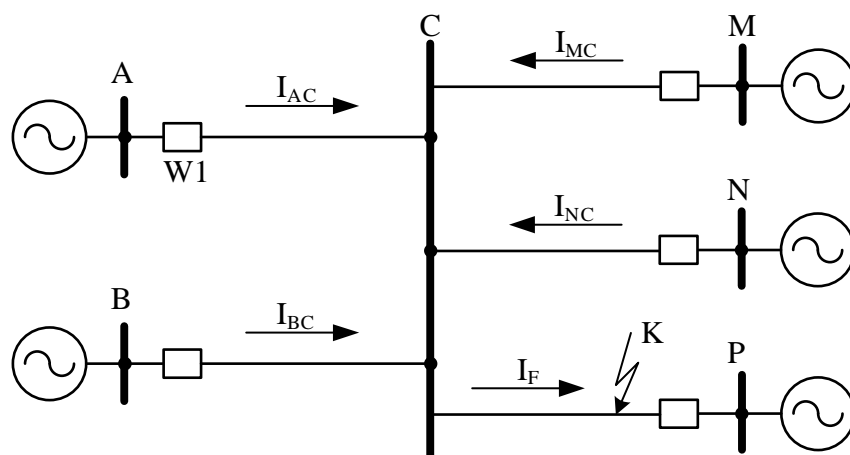
Przedstawiony powyżej sposób projektowania umożliwia zapewnienie bardzo ważnej, dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, selektywności działania zabezpieczeń oraz w pełni wykorzystuje zalety wynikające z zastosowania dwóch lub więcej stref. Zapewnienie selektywności w bardzo istotny sposób wpływa na skrócenie czasu reakcji zadziałania zabezpieczeń oraz zapewnia wsparcie (rezerwowanie) innych zabezpieczeń oraz pozostałych stref tego samego zabezpieczenia. Odpowiednie nastawienie zabezpieczenia odległościowego pozwala uzyskać wysoką niezawodność pracy, a przez to wpływa również pośrednio na poprawę bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.



Rys. 5.4. Układ linii zasilanych dwustronnie: a) schemat ogólny, b) wykres zasięgu oraz stopniowania czasowego poszczególnych stref zabezpieczenia W1.

Projektując każdą ze stref zabezpieczenia odległościowego nastawy przekaźnika dobiera się korzystając ze ściśle określonych zasad. Pierwszą strefę dobiera się tak, aby pokrywała ona 85% chronionej linii, pozostałe 15% marginesu zapewnia brak ryzyka zadziałania pierwszej strefy (Z^I) w przypadku wystąpienia błędów w pomiarach spowodowanych niedokładnością transformacji sygnałów przez przekładniki prądowe i napięciowe, niedokładnością parametrów linii dostarczonych w trakcie nastawiania zabezpieczenia oraz błędów nastaw przekaźnika. Takie podejście pozwala zapobiec utracie koordynacji z szybko działającymi zabezpieczeniami z pozostałych sekcji linii przesyłowej. Druga strefa (Z^{II}) dobierana jest tak, aby pokrywała pozostałe 15% pierwszej linii oraz część następnej sekcji linii. Aby zapewnić pełne pokrycie chronionej linii, z uwzględnieniem wyżej wymienionych błędów, drugą strefę dobiera się zazwyczaj tak, aby pokrywała, co najmniej 120% impedancji pierwszej chronionej linii, a w wielu przypadkach powszechną praktyką jest, aby nastawa ta była równa impedancji pierwszej chronionej linii oraz połowie impedancji najkrótszej przyległej sekcji.

Dodatkową ochronę o dużym zasięgu przy odpowiedniej zwłoce czasowej dla wszystkich zwarć we wszystkich przyległych sekcjach zapewnia trzecia strefa (Z^{III}) zabezpieczenia podimpedancyjnego. Dobiera się ją tak, aby pokrywała, co najmniej 120% impedancji pętli zwarcia przy końcu chronionej linii oraz najdłuższą linię następnej sekcji.



Rys. 5.5. Układ złożony z wieloma źródłami zasilania.

W złożonych układach, w których w stacji spotyka się wiele linii (Rys. 5.5), może występować niekorzystne zjawisko „podparcia” polegające na istotnym udziale prądów płynących w pozostałych liniach w prądzie zwarciovym, przez co impedancja widziana przez zabezpieczenie (W1 na rysunku 5.5) będzie znacznie większa, niż wynikałoby to z tradycyjnych obliczeń. Należy wtedy odpowiednio przeliczyć wartości impedancji uwzględniając udział dodatkowych prądów dopływających z pozostałych linii:

$$Z_{widz}^{III} = Z_{AC} + 1,2Z_{CP} \left(1 + \frac{I_{BC} + I_{MC} + I_{NC}}{I_{AC}} \right). \quad (5.7)$$

Obliczona przy pomocy (5.7) impedancja Z_{widz}^{III} pokrywa znacznie większą część systemu elektroenergetycznego, niż wynikałoby to z podstawowych założeń. W skrajnie niekorzystnym przypadku, kiedy udział prądów ze wszystkich linii w prądzie zwarciovym jest taki sam, a impedancje wszystkich linii są do siebie zbliżone, nastawa impedancyjna trzeciej strefy może być prawie trzykrotnie większa niż w układzie promieniowym:

$$\begin{aligned} Z_{widz}^{III} &= 5,8Z_{AC} & Z^{III} &= 2,2Z_{AC} \\ Z_{widz}^{III} &= 2,63Z^{III} \end{aligned} \quad (5.8)$$

Tak wysoka nastawa trzeciej strefy, wynikająca z powyższych obliczeń, w znacznym stopniu naraża zabezpieczenie odległościowe na błędy w podejmowanych decyzjach. Szczególnie niekorzystne dla zabezpieczenia podimpedancyjnego, z uwzględnieniem powyższej poprawki, są zjawiska kołysania mocy oraz praca systemu w stanie wysokiego obciążenia. Mogą one powodować nachodzenie końca wektora mierzonej impedancji na część

charakterystyki będącej obszarem zadziałania trzeciej lub wielu stref [28, 44]. Pomimo faktu nachodzenia mierzonej impedancji na obszar trzeciej strefy praca systemu może odbywać się w warunkach dopuszczalnych i całkowicie bezpiecznych – przynajmniej przez pewien określony czas. Jest to możliwe ze względu na fakt, iż bezpieczny termiczny poziom obciążenia elementów elektrycznych nie zostanie przekroczony lub, w przypadku kołysania mocy, nie doprowadzi ono do utraty stabilności systemu.

Pomimo faktu, że trwające kilka, kilkanaście lub nawet kilkadziesiąt minut przeciążenia mogą być bezpieczne dla pracy systemu, standardowe zabezpieczenie odległościowe zadziała w takiej sytuacji i niepotrzebnie wyłączy linię. Takie zadziałanie może spowodować mniej lub bardziej niepożądane efekty, a w skrajnie niekorzystnej sytuacji może nawet doprowadzić do awarii wielkoobszarowej, dokładnie tak, jak miało to miejsce w USA i Kanadzie w 2003 roku.

Pierwszą możliwością zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii w przypadku zabezpieczenia odległościowego jest wstrzymanie decyzji wyłączenia linii przez zabezpieczenie pobudzone ze względu na przemieszczający się do strefy zadziałania (Z^{III}) wektor impedancji obciążenia podczas przeciążeń przekraczających 110% obciążenia znamionowego.

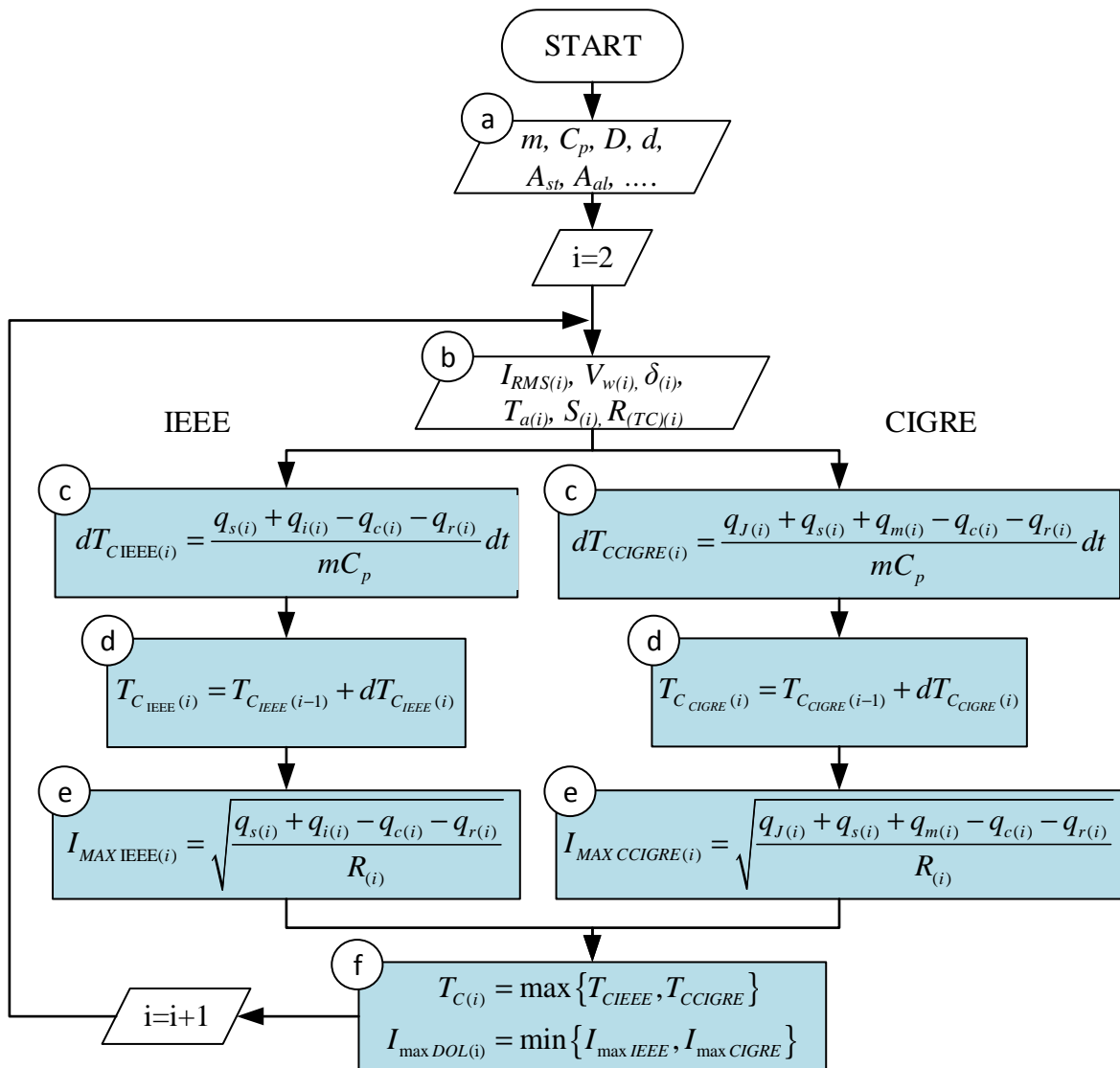
Drugą możliwością zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii jest wstrzymanie decyzji o zadziałaniu w wyniku pobudzenia przekaźnika przez przemieszczenie się wektora impedancji do strefy zadziałania (Z^I , Z^{II} , Z^{III}) w przypadku stabilnych kołysań mocy.

Istnieje wiele prac [13, 18, 21, 28, 46, 77, 82, 90, 85] opisujących wady zabezpieczenia odległościowego, a w szczególności wpływu kołysań mocy, co tylko podkreśla istotę problemu. Każda z nich proponuje inne możliwości poprawy działania oparte między innymi na: monitorowaniu kąta napięcia w miejscu zainstalowania zabezpieczenia, zastosowaniu sztucznych sieci neuronowych czy układów rozmytych. Jednak w żadnej z prac nie uwzględnia się możliwości wynikających z zastosowania algorytmów opartych o Dynamiczną Obciążalność Linii. W tej pracy przedstawione zostaną dodatkowe algorytmy adaptujące pracę zabezpieczenia odległościowego do warunków pracy systemu z uwzględnieniem warunków pogodowych, a szczegóły ich zastosowania przedstawione zostały w rozdziale 6.

6. Dodatkowe algorytmy zabezpieczeń elektroenergetycznych

Algorytmy prezentowane w rozprawie, poza podstawową rolą wynikającą z zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii, którą jest monitorowanie temperatury przewodu, mają również za zadanie poprawę działania standardowych zabezpieczeń elektroenergetycznych poprzez zniwelowanie ich wad opisanych w rozdziale 5.

Na podstawie analiz porównawczych obu modeli matematycznych (IEEE oraz CIGRE) przedstawionych w rozdziale 4, w celu zapewnienia najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracy linii przyjęto sposób wyznaczania temperatury przewodu oraz maksymalnego dopuszczalnego obciążenia, który zilustrowano na rysunku 6.1.



Rys. 6.1. Schemat blokowy algorytmu Dynamicznej Obciążalności Linii.

Schemat blokowy przedstawiony na rysunku 6.1 prezentuje kolejne kroki algorytmu opracowanego na podstawie Dynamicznej Obciążalności Linii, realizowane następująco:

- a) jednorazowe wprowadzenie parametrów technicznych monitorowanego przewodu (ciepło właściwe przewodu, parametry geometryczne, etc.),
- b) pomiary wartości skutecznej prądu obciążenia przewodu oraz warunków atmosferycznych w jego otoczeniu, dokonywane zgodnie z krokiem obliczeń,
- c) wyznaczenie zmiany temperatury przewodu na krok obliczeń (obliczenia niezależne za pomocą obu modeli matematycznych),
- d) obliczenie temperatury przewodu (również z użyciem obu modeli),
- e) wyznaczenie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia wynikającego z aktualnych warunków atmosferycznych (również z użyciem obu modeli),
- f) ze względów bezpieczeństwa, algorytm zwraca tylko jedną wartość aktualnej temperatury przewodu oraz maksymalnego dopuszczalnego obciążenia wybierając wartości bardziej konserwatywne, czyli maksymalną wartość spośród obu wyznaczonych temperatur przewodu oraz minimalną wartość dopuszczalnego obciążenia.

Stosowanie powyższego algorytmu w zaprezentowany sposób uwzględnia niewielkie różnice wynikające ze zastosowania różnych modeli matematycznych zapewniając tym samym możliwie najwyższy poziom bezpieczeństwa pracy monitorowanej linii przesyłowej.

6.1. Monitorowanie stanu pracy linii elektroenergetycznych

Wyniki analiz przedstawione w rozdziale 4 wskazały, iż brak informacji o stanie pracy linii przesyłowych może być bardzo poważnym problemem, niejednokrotnie prowadzącym do rozwoju awarii wielkoobszarowej (tak jak miało to miejsce między innymi w: Chorwacji, USA/Kanadzie, Europie oraz w Polsce). Prezentowane w rozprawie dodatkowe algorytmy, nie tylko pozwalają na poprawę zadziałania obecnych zabezpieczeń w sytuacjach niejasnych, ale również pozwalają uzyskać operatorowi systemu tak bardzo pożądane informacje na temat stanu pracy linii elektroenergetycznych.

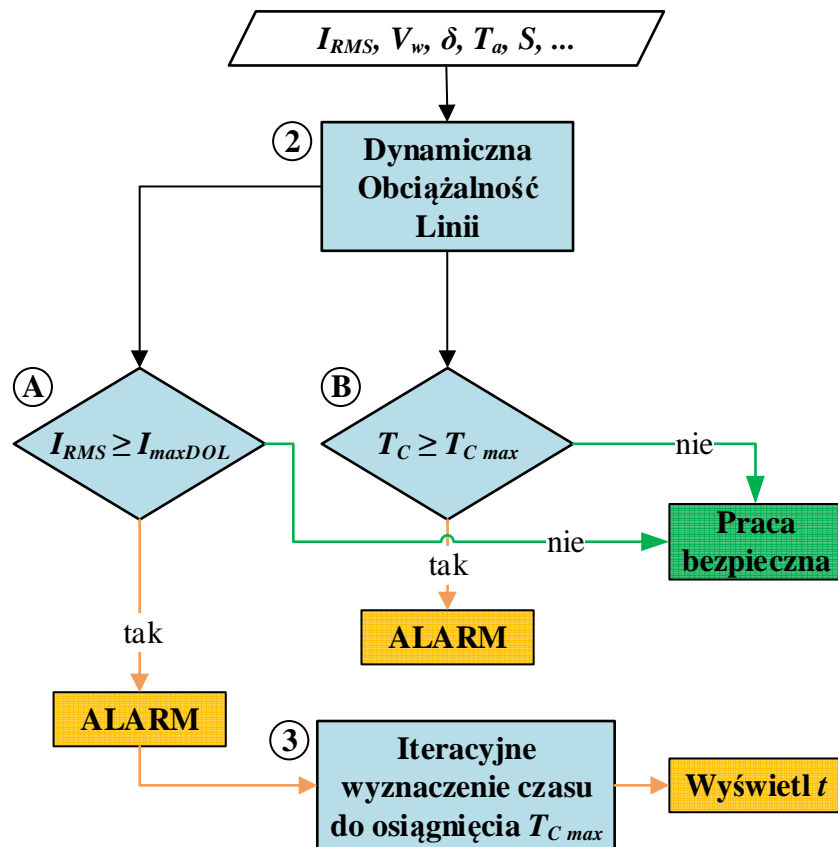
Obecnie w Polsce linie elektroenergetyczne są raczej słabo opomiarowane, czego najlepszym dowodem jest przebieg rozwoju awarii wielkoobszarowej w okolicach Gorzowa w 2009 roku. W trakcie rozwoju tej awarii operator nie zdawał sobie sprawy

z panujących w systemie przeciążeń linii [53, 54], przez co nie mógł podjąć żadnych działań mających na celu poprawę takiego stanu rzeczy. Zatem sama już tylko możliwość oceny stanu pracy linii stanowić może cenną informację z punktu widzenia operatora systemu, który posiadając wiedzę o możliwości wystąpienia zagrożenia, zanim jeszcze ono nastąpi, może podjąć działania mające na celu zapobieganie potencjalnie groźnemu stanowi pracy systemu, a także ewentualnemu rozwojowi awarii. Wprowadzenie zatem możliwości monitorowania pracy linii w połączeniu z niewielkim kosztem jej wprowadzenia wydaje się być bardzo atrakcyjnym i pożądanym działaniem.

Pierwszą i podstawową możliwością prezentowanych w pracy algorytmów opartych na DOL, jest monitorowanie w czasie rzeczywistym obciążenia linii (wartości skutecznej prądu płynącego w poszczególnych przewodach fazowych) oraz parametrów pogodowych w jej otoczeniu (prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza, promieniowanie słoneczne). Na ich podstawie, z wykorzystaniem przedstawionych w poprzednim podrozdziale algorytmów Dynamicznej Obciążalności Linii (Rys. 6.1), na podstawie obliczeń opartych na obu modelach matematycznych nagrzewania przewodów wyznaczane jest maksymalne obciążenie dopuszczalne długotrwale dla obecnie panujących warunków chłodzenia przewodów (blok 2 na rysunku 6.2 reprezentujący algorytmy b-f z rysunku 6.1). Następnie w dwóch równoległych krokach, przedstawionych jako A i B na rysunku 6.2, sprawdzane są:

– **warunek przekroczenia w danej chwili dopuszczalnego obciążenia:**

warunek ten sprawdzany jest poprzez porównanie aktualnego obciążenia I_{RMS} z obliczonym na podstawie DOL obciążeniem maksymalnym I_{maxDOL} (warunek A). Jeżeli aktualne obciążenie nie przekracza wartości dopuszczalnej, operator otrzymuje informację o stanie pracy bezpiecznej, jeżeli natomiast aktualne obciążenie przekracza dopuszczalną wartość, uruchamiany jest dodatkowy algorytm obliczeniowy (blok 3 na rysunku 6.2), który w sposób iteracyjny wyznacza czas, w jakim temperatura przewodu osiągnie temperaturę maksymalną T_{Cmax} . Wyznaczony w ten sposób czas bezpiecznej pracy przewodów linii podawany jest do informacji operatora z odpowiednim wyprzedzeniem. Wyprzedzenie to zależne jest zarówno od typu zastosowanego przewodu, jak i od warunków atmosferycznych panujących w otoczeniu przewodów linii.



Rys. 6.2. Schemat blokowy algorytmu monitorowania stanu pracy linii napowietrznych.

– **warunek przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu:**

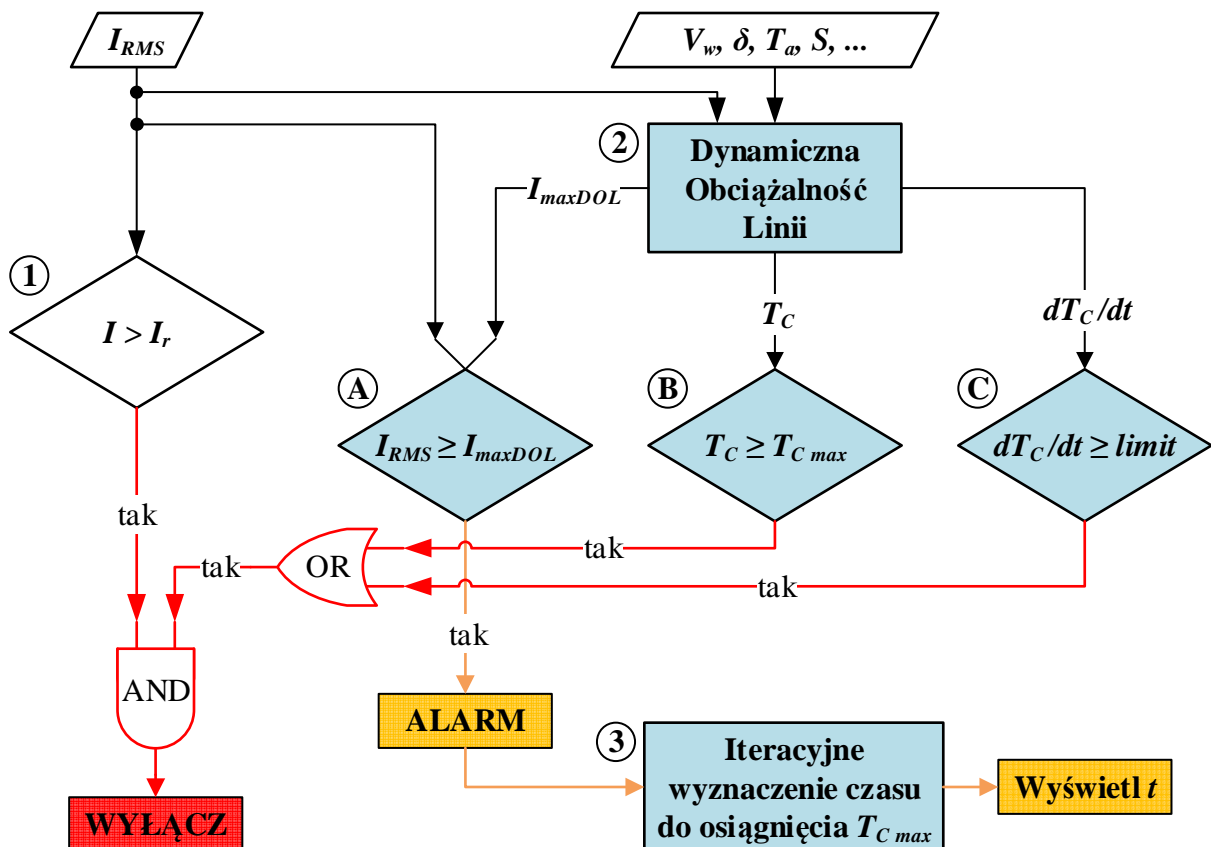
warunek ten sprawdzany jest poprzez porównanie aktualnej temperatury przewodu T_C z temperaturą przyjętą na poziomie projektowania linii jako wartość maksymalna, T_{Cmax} (warunek B). Również i w tym przypadku, jeżeli aktualna temperatura nie przekracza temperatury maksymalnej, to linia nie jest zagrożona. Jeżeli natomiast temperatura przewodu jest równa lub wyższa od dopuszczalnego limitu, to operator otrzymuje informacje alarmową o stanie pracy linii jako zagrożonej wystąpieniem awarii.

Zastosowanie przedstawionych algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii w celu monitorowania stanu pracy linii przesyłowej jest stosunkowo łatwe do zaimplementowania i choć oczywiście wydaje się, że wyłączenie linii za każdym razem, gdy ta przekroczy dopuszczalną temperaturę pracy, jest mocno niepożądane, to jednak informacja o stanie pracy zagrożonej awariami może być bardzo przydatna dla operatora systemu elektroenergetycznego.

6.2. Dodatkowe algorytmy zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego i bezzwłocznego

Głównym zagrożeniem dla stabilnej pracy systemu, wynikającym z ogólnych zasad stosowania zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných i bezzwłoczných jest ich wrażliwość na przeciążenia występujące w systemie elektroenergetycznym w trakcie wystąpienia sytuacji awaryjnych, ale niezagrażających bezpośrednio pracy linii lub całego systemu. Szczególnie istotny problem stanowi ich sztywna nastawa prądu rozruchowego, czyli wartość prądu płynącego w torach linii, powyżej której zabezpieczenie nadprądowe powinno ją wyłączyć.

Praktycznie we wszystkich awariach wielkoobszarowych (szczegółowo przeanalizowanych w rozdziale 3) przeciążenia linii zostały wskazane jako najbardziej powszechnie występujące wydarzenia. Niejednokrotnie przeciążenia linii nie tylko miały udział w rozprzestrzenianiu się awarii, ale często stanowiły również początek serii wydarzeń kaskadowych prowadzących do powstania awarii wielkoobszarowej.



Rys. 6.3. Schemat blokowy dodatkowego algorytmu dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznego i bezzwłocznego.

Algorytmy przedstawione na rysunku 6.3, mające za zadanie wsparcie zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných i bezzwłoczných, spełniają dwie podstawowe funkcje: pozwalają

na obciążenie linii przesyłowej prądem wyższym od znamionowego, w przypadku korzystnych warunków chłodzenia przewodów, oraz – szczególnie w przypadku zabezpieczeń nadprądowych zwłoczących – pozwalają na zadziałanie szybsze niż wynikałoby to ze standardowego podejścia, przyspieszając tym samym działanie zabezpieczenia jednocześnie nie rezygnując z selektywności zabezpieczeń (przykłady działania algorytmów zostały przedstawione w rozdziale 7 pracy).

Algorytm A z rysunku 6.3, uruchamiany jest w momencie przekroczenia wartości prądu dopuszczalnego, dla aktualnie panujących warunków atmosferycznych, a następnie na podstawie procedury iteracyjnej wyznaczany jest czas po jakim przewód osiągnie temperaturę dopuszczalną. Algorytm B, monitorując przekroczenie temperatury dopuszczalnej, pozwala na chwilowe lub długotrwałe przekroczenie znamionowego obciążenia, w sytuacji gdy jest to bezpieczne ze względu na panujące warunki atmosferyczne. Algorytm C, monitorując tempo przyrostu temperatury przewodu w czasie, zapewnia rozróżnienie sytuacji pracy pod wysokim obciążeniem od sytuacji awaryjnych, wymagających natychmiastowej decyzji o zadziałaniu zabezpieczenia.

Jak to zostało przedstawione na rysunku 6.3, aby doszło do wyłączenia linii przez zabezpieczenie nadprądowe konieczny jest również sygnał wyłączenia z jednego lub z obu członów algorytmów wspomagających opartych na DOL. Jeżeli zabezpieczenie nadprądowe zostaje pobudzone tylko w wyniku spełnienia warunku $I > I_r$, to oznacza to, iż stan pracy linii jest bezpieczny, a linia, choć przeciążona, pracuje poniżej swojego limitu temperaturowego, czyli utrzymanie dalszej pracy jest możliwe i mocno pożądane. Jeżeli natomiast pobudzone zostanie zarówno zabezpieczenie nadprądowe, jak i jeden lub oba algorytmy wspierające, to mamy pewność, że stan pracy linii jest stanem awaryjnym i należy ją niezwłocznie wyłączyć.

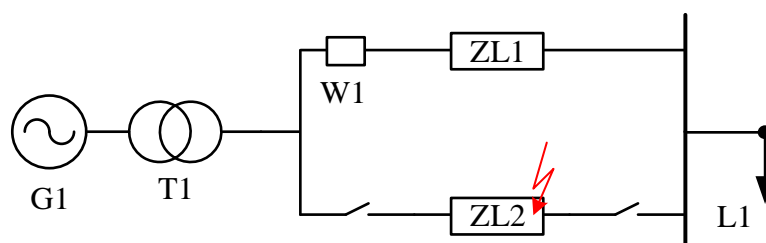
Na podstawie przeprowadzonych analiz zauważono, że sytuacje zwarciove w odróżnieniu od stanów pracy bezpiecznej (kołysania mocy, wysokie obciążenie, skokowe zmiany obciążenia spowodowane wzmożonym zapotrzebowaniem odbiorców na energię elektryczną) charakteryzują się poza znacznie wyższą amplitudą prądów fazowych również znacznie szybszym tempem przyrostu temperatury przewodów.

Dzięki temu, że sytuacje awaryjne charakteryzują się znacznie większą dynamiką, wynikającą ze znacznie większych skokowych zmian wartości prądu płynącego przez przewody linii, mogą one być rozróżniane z pomocą proponowanego algorytmu C (Rys. 6.3),

który porównuje tempo przyrostu temperatury przewodów z wyznaczoną doświadczalnie wartością (oznaczoną jako *limit* na rysunku 6.3).

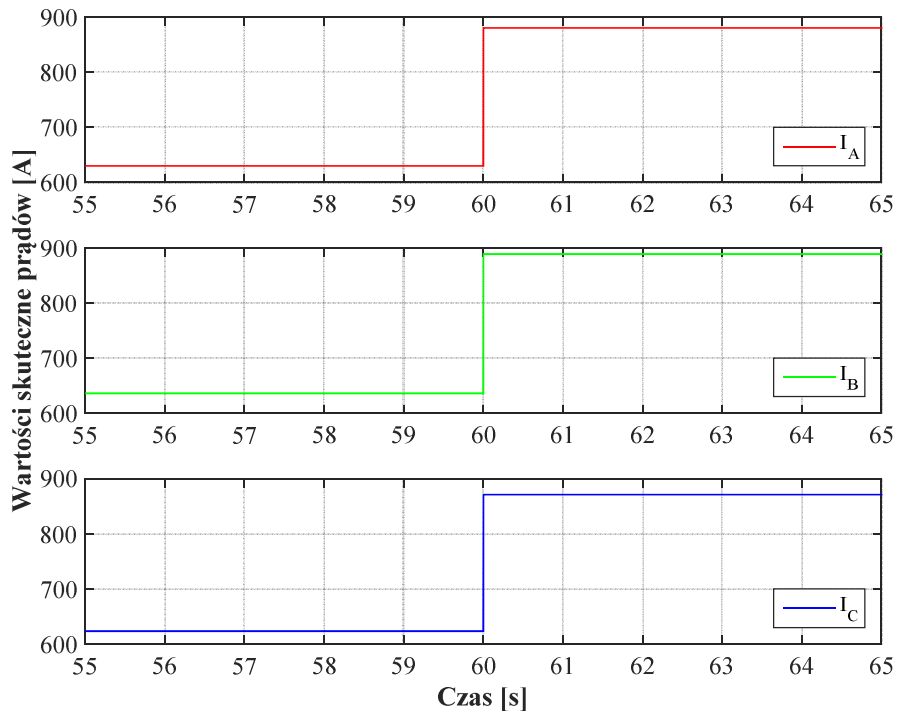
W celu wyznaczenia wartości oznaczonej jako *limit*, która wykorzystywana jest w algorytmie C (Rys. 6.3), jako wartość odniesienia dla rozróżniania sytuacji awaryjnych od sytuacji bezpiecznych, przeprowadzono analizę tempa przyrostu temperatury poszczególnych przewodów typu AFL-6 dla obu zabezpieczeń nadprądowych (zwłocznego i bezzwłocznego) w określonych warunkach pracy systemu. Im większa różnica wartości skutecznej prądu przed i po zmianie obciążenia tym większa wartość przyrostu temperatury przewodu. Analiza rozwoju blackoutów przedstawiona w rozdziale 3 dowiodła, że z punktu widzenia rozwijających się awarii wielkoobszarowych największe zmiany obciążenia linii przesyłowych wynikały z wyłączenia jednego z dwóch torów linii dwutorowej, lub ze zmiany topografii systemu spowodowanej awaryjnymi wyłączeniami innych linii przesyłowych, zatem to właśnie te sytuacje należy brać pod uwagę wyznaczając wartość *limit*.

Na podstawie analizy literaturowej zawartej w rozdziale 3 zauważono, że przeciążenia wynikające ze zmian w topografii systemu, charakteryzujące się powolnymi zmianami obciążenia, wyniosły od 105% w Niemczech w 2006, poprzez 120% w Polsce w 2009 aż do 136% w Chorwacji w 2003. Były to jednak przeciążenia narastające stopniowo, z niewielkimi skokami w wyniku kolejnych zachodzących zmian, zatem charakteryzowały się one niskim współczynnikiem przyrostu temperatury w czasie. Bardziej dynamiczną zmianą okazuje się wyłączenie jednego z dwóch torów linii dwutorowej, lub wyłączenie jednej z dwóch linii równoległych. Analiza wyłączenia jednego z dwóch torów linii dwutorowej z różnymi typami przewodów AFL-6 oraz odpowiadające im wartości tempa przyrostu temperatury zostały zbadane w modelu zbudowanym w środowisku MATLAB (Rys. 6.4).

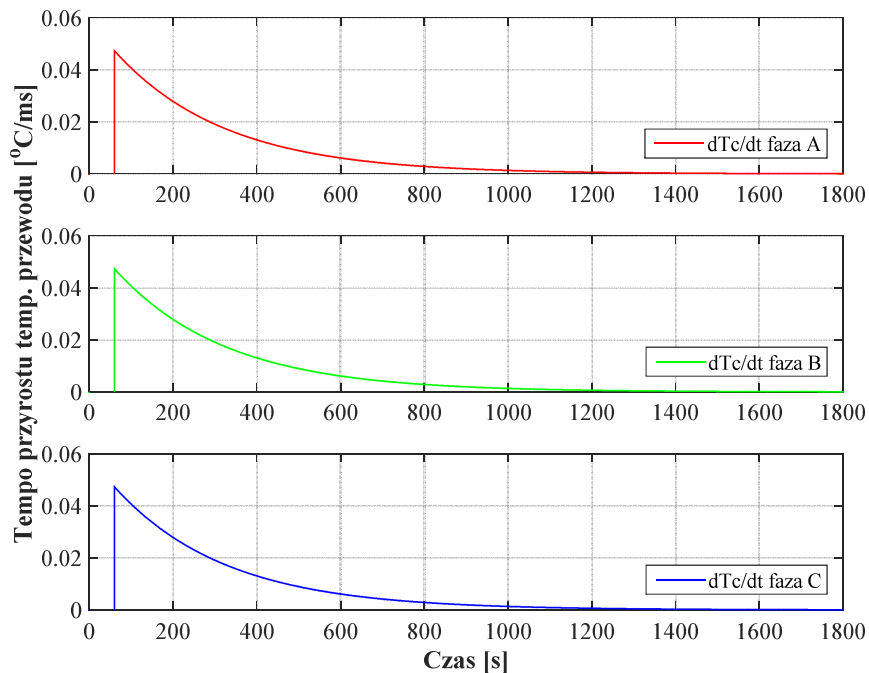


Rys. 6.4. Schemat liniowy układu służącego do badania zmian obciążenia w torze linii dwutorowej przy wyłączeniu drugiego toru.

Sytuacja wyłączenia jednego z dwóch torów linii dwutorowej zbudowanej z przewodów typu AFL-6 185 obciążonej prądem znamionowym została przedstawiona na rysunku 6.5, gdzie po wyłączeniu jednego z torów linii dwutorowej, w sześćdziesiątej sekundzie symulacji, zauważalny jest wzrost obciążenia drugiego toru z wartości znamionowej (630 A) do wartości ustalonej wynoszącej 880 A, co stanowi 139% obciążenia znamionowego. Najwyższa wartość tempa przyrostu temperatury, wyznaczona dla tej sytuacji, wyniosła 0,0472 [°C/ms] w fazie B. Przebiegi przyrostu temperatury przewodów w czasie zostały przedstawione na rysunku 6.6.

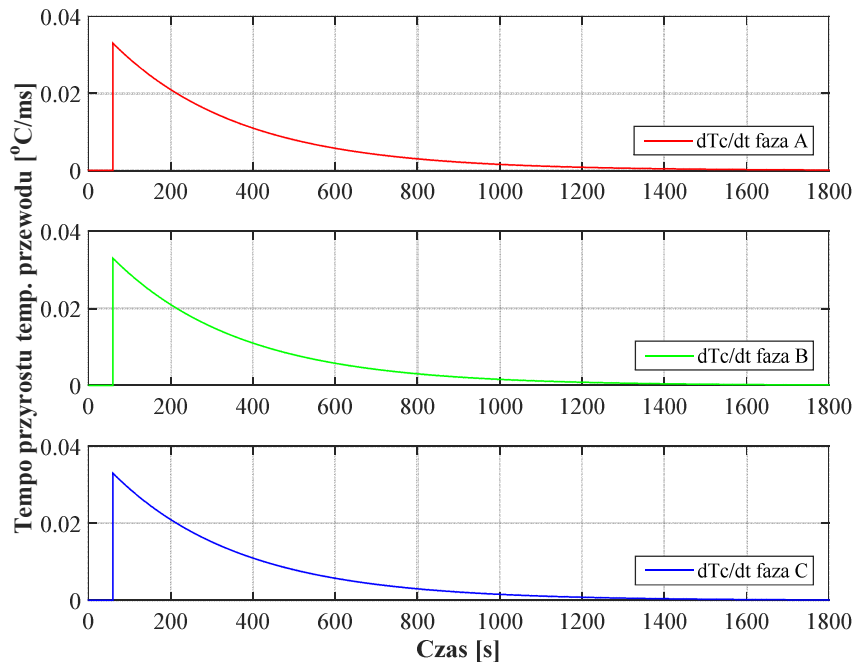


Rys. 6.5. Wzrost obciążenia w torze pierwszym po wyłączeniu toru drugiego (AFL-6 185).

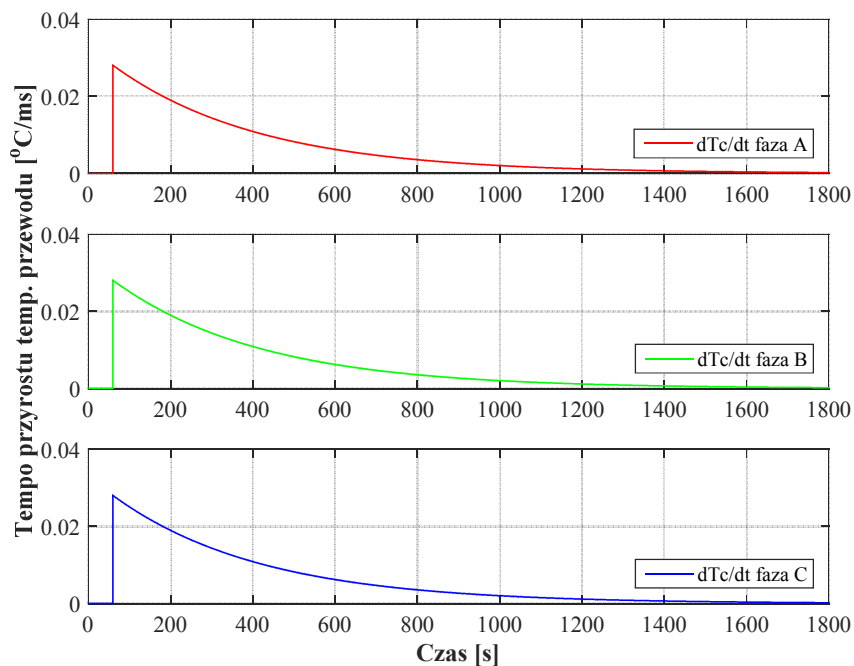


Rys. 6.6. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6 185 toru pierwszego.

Na rysunku 6.6 można również zauważyć, że najbardziej dynamicznie temperatura przewodu zmienia się zaraz po skokowej zmianie wartości skutecznej prądu obciążającego przewód, a w miarę upływu czasu spada do zera. Wskazuje to na fakt, iż po upływie dostatecznie dużej ilości czasu temperatura przewodu stabilizuje się na nowym poziomie i nie ulega dalszym zmianom aż do momentu kolejnej zmiany obciążenia lub warunków atmosferycznych w pobliżu linii.



Rys. 6.7. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6 240 toru pierwszego.



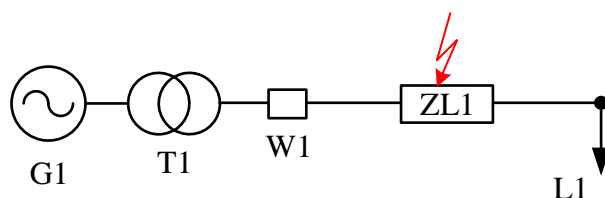
Rys. 6.8. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6 300 toru pierwszego.

Dla linii 110 kV skonstruowanych z przewodów typu AFL-6 240 i AFL-6 300, dla sytuacji analogicznej z powyższą, wartości maksymalne tempa przyrostu temperatury, dla poszczególnych przewodów, wyniosły: 0,0338 [°C/ms] dla przewodu AFL-6 240 (Rys. 6.7) oraz 0,0281 [°C/ms] dla przewodu AFL-6 300 (Rys. 6.8).

Zgodnie z wcześniejszymi spostrzeżeniami zawartymi w rozdziale 4, tempo przyrostu temperatury przewodów w czasie ściśle zależy od ich ciepła właściwego, a co za tym idzie, zauważalne są różnice w tempie nagrzewania się przewodów poszczególnych typów. Prawidłowością jest fakt, iż przewody charakteryzujące się większą wartością ciepła właściwego nagrzewają się wolniej od charakteryzujących się niższym ciepłem właściwym.

6.2.1. Wartość progowa dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego

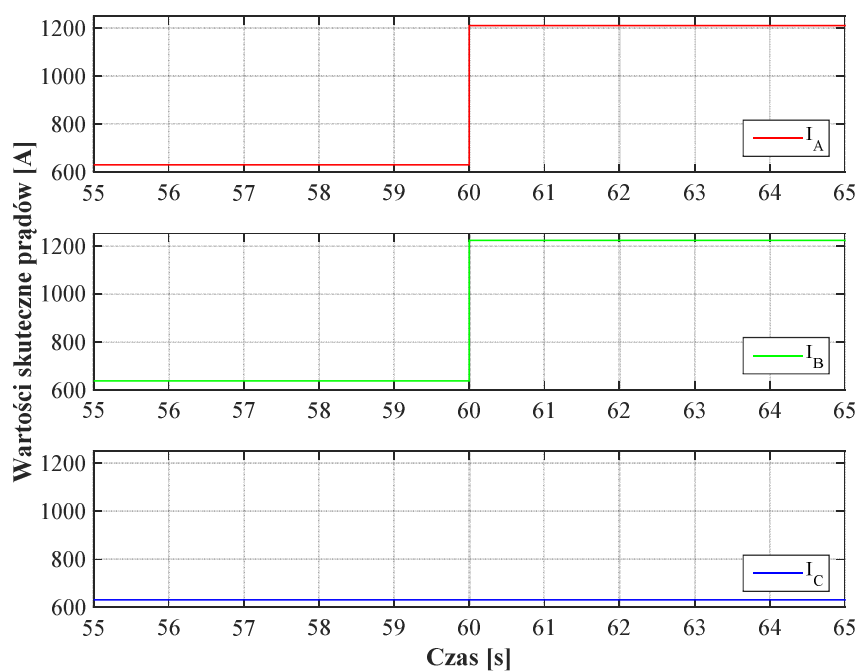
W celu zapewnienia poprawnego rozróżniania przez zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne sytuacji awaryjnych od sytuacji bezpiecznej pracy linii, wyznaczenie wartości progowej *limit* zrealizowane zostało poprzez wyznaczenie wartości tempa przyrostu temperatury dla poszczególnych przewodów typu AFL-6 w przypadku wystąpienia zwarcia dwufazowego (A-B) na końcu chronionej linii 110 kV – zgodnie z ideą wyznaczania wartości rozruchowej zabezpieczenia. Schemat układu zbudowany w środowisku MATLAB do symulacji sytuacji zwarciowej został przedstawiony na rysunku 6.9.



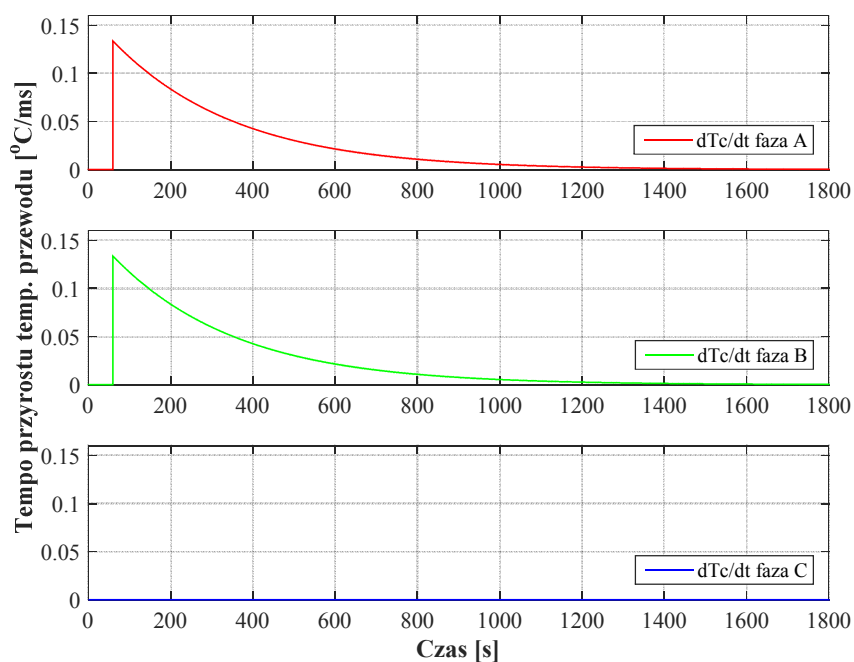
Rys. 6.9. Schemat liniowy układu do wyznaczenia wartości progowej *limit* dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego.

Wartości skuteczne prądów płynących w poszczególnych fazach linii w trakcie zwarcia dwufazowego (A-B) dla przewodów AFL-6 185 zostały przedstawione na rysunku 6.10. Na ich podstawie można zauważyć, że najbardziej dynamiczna zmiana prądu obciążającego przewody wystąpiła w fazie B, a wartość skuteczna prądu wyniosła 1210 A.

Wartości tempa przyrostu temperatury przewodów, dla poszczególnych zmian wartości skutecznych prądów fazowych, zostały przedstawione na rysunku 6.11, a maksymalna wartość tempa przyrostu temperatury przewodów AFL-6 185, dla zwarcia dwufazowego (A-B), wyniosła: 0,134 [°C/ms] dla fazy B.



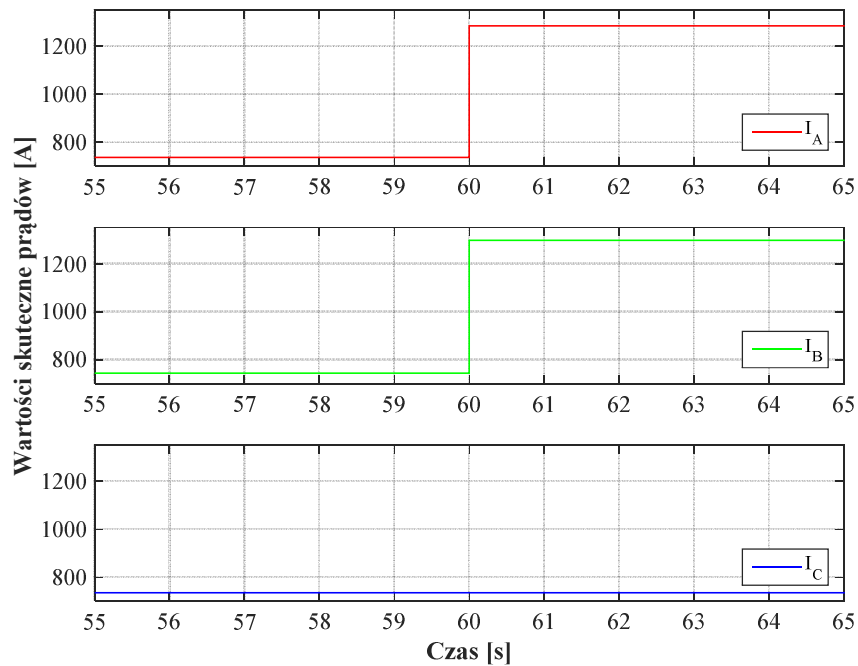
Rys. 6.10. Wartości skuteczne prądów poszczególnych przewodów fazowych typu AFL-6 185 w trakcie zwarcia dwufazowego.



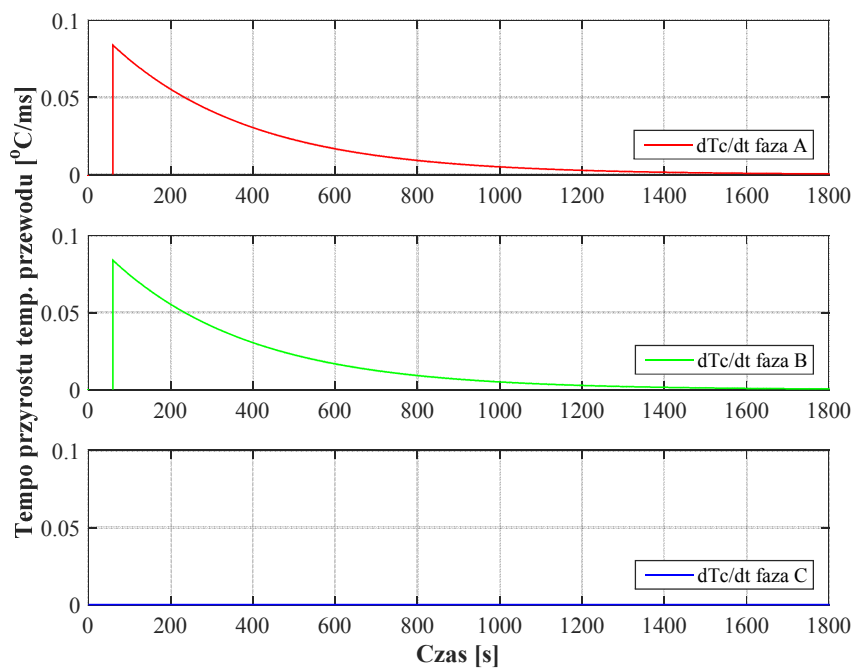
Rys. 6.11. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6 185 w trakcie zwarcia dwufazowego.

Dla linii 110 kV zbudowanej z zastosowaniem przewodów typu AFL-6 240 i AFL-6 300 dla sytuacji analogicznej z powyższą, zmiany wartości skutecznych poszczególnych prądów fazowych zostały przedstawione na rysunkach 6.12 i 6.14, a odpowiadające im tempa przyrostu

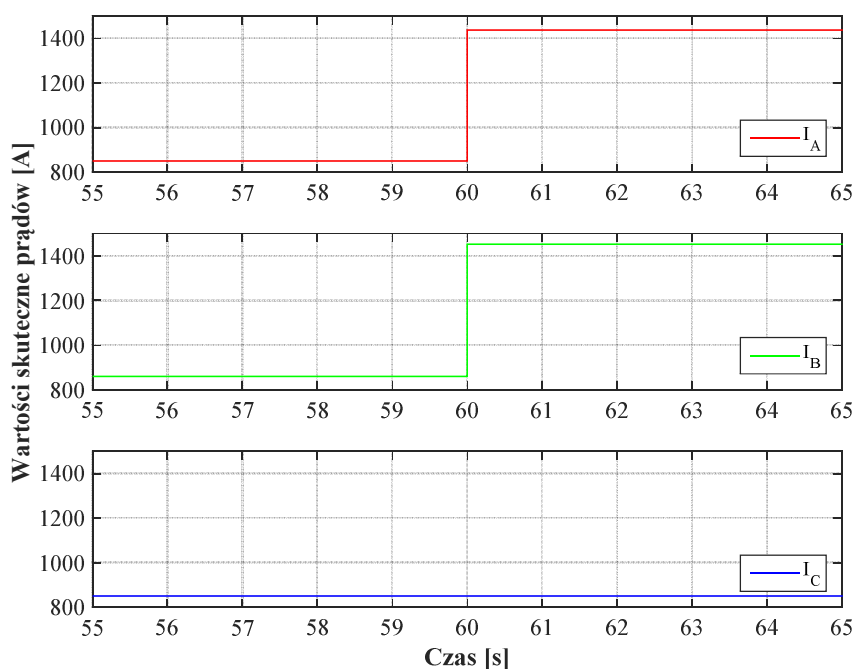
temperatury poszczególnych przewodów fazowych zostały zaprezentowane na rysunkach 6.13 i 6.15. Maksymalna wartość tempa przyrostu temperatury, dla przewodów AFL-6 240 wyniosła 0,084 [$^{\circ}\text{C}/\text{ms}$] dla fazy B, a dla przewodów AFL-6 300 wyniosła 0,066 [$^{\circ}\text{C}/\text{ms}$], również dla fazy B.



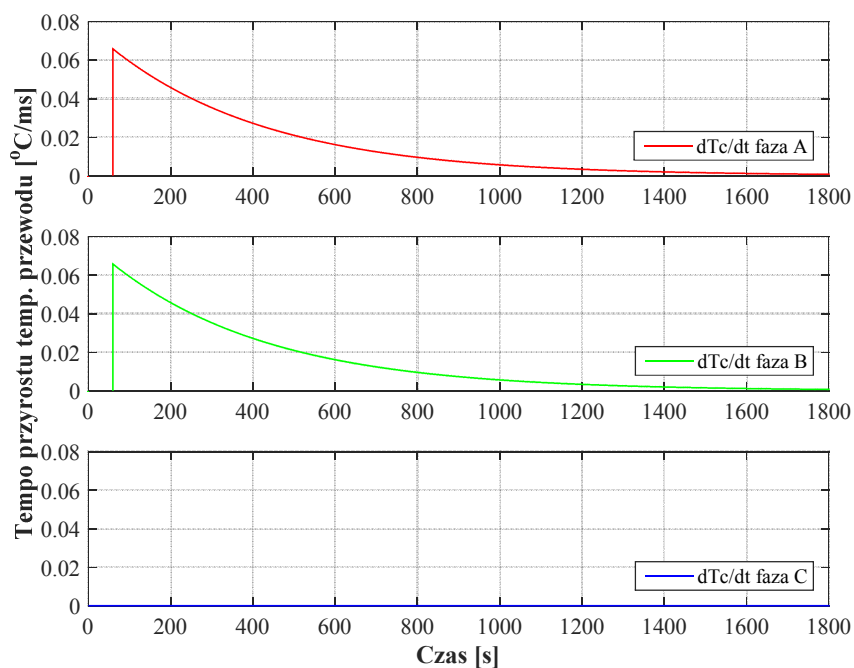
Rys. 6.12. Wartości skuteczne prądów poszczególnych przewodów fazowych typu AFL-6 240 w trakcie zwarcia dwufazowego.



Rys. 6.13. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6 240 w trakcie zwarcia dwufazowego.



Rys. 6.14. Wartości skuteczne prądów poszczególnych przewodów fazowych typu AFL-6 300 w trakcie zwarcia dwufazowego.



Rys. 6.15. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6 300 w trakcie zwarcia dwufazowego.

W celu zapewnienia jak najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracy linii oraz jednoczesnego zapewnienia możliwości pracy linii w sytuacjach bezpiecznego przeciążenia, dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, wartości progowe *limit* wyznaczono na podstawie zależności (6.1), która uwzględnia największe chwilowe wartości przyrostu

temperatury przewodów dla sytuacji bezpiecznych ($limit_{bezp}$), z punktu termicznego pracy linii, oraz dla sytuacji zwarciovych zgodnych ze sposobem wyznaczania wartości rozruchowej zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego ($limit_{zw}$).

$$limit_{bezp} < limit \leq limit_{zw} \quad (6.1)$$

Wyznaczone, dla poszczególnych przewodów typu AFL-6, wartości liczbowe zostały zestawione w tabeli 6.1. Wyznaczając wartości $limit$ przyjęto, że właściwe będzie takie dobranie wartości tempa przyrostu temperatury przewodów, aby możliwe było rozróżnianie zwarc od bezpiecznego przeciążenia, dlatego jako progowe przyjęto wartości tempa przyrostu temperatury występujące w trakcie zwarcia dwufazowego na końcu chronionej linii (6.2).

$$limit = limit_{zw} \quad (6.2)$$

Tabela 6.1 . Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6.

| Typ przewodu | Największa wartość tempa przyrostu temperatury | | $limit$ [°C/ms] |
|--------------|--|-------------------------|--------------------|
| | $limit_{bezp}$ [°C/ms] | $limit_{zw}$ [°C/ms] | |
| AFL-6 185 | 0,0477 | 0,134 | 0,134 |
| AFL-6 240 | 0,0338 | 0,084 | 0,084 |
| AFL-6 300 | 0,0281 | 0,066 | 0,066 |

6.2.2. Wartość progowa dla zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego

Aby zapewnić poprawne rozróżnianie sytuacji awaryjnych od sytuacji bezpiecznej pracy linii przez zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne również należy odpowiednio wyznaczyć wartości progowe $limit$. Wyznaczenie wartości progowej ($limit_{bezp}$) dla sytuacji pracy bezpiecznej (wyłączenie jednego z dwóch torów linii dwutorowej) zrealizowane zostało w taki sam sposób jak dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, co zostało opisane we wstępie do rozdziału 6.2 pracy. Z kolei wyznaczenie wartości tempa przyrostu temperatury ($limit_{zw}$) dla poszczególnych przewodów typu AFL-6 zostało przeprowadzone poprzez symulację wystąpienia zwarcia trójfazowego (A-B-C) na końcu chronionej linii 110 kV zgodnie z ideą wyznaczania wartości rozruchowej zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego (5.5).

Należy zauważyć, że w przypadku zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego możliwość wykorzystania algorytmów Dynamicznej Obciążalności Linii w celu wstrzymania zabezpieczenia przed zadziałaniem, gdy stan pracy linii jest bezpieczny, a wartości prądów

obciążających poszczególne przewody są wyższe od klasycznej wartości rozruchowej zabezpieczenia jest znacznie ograniczony.

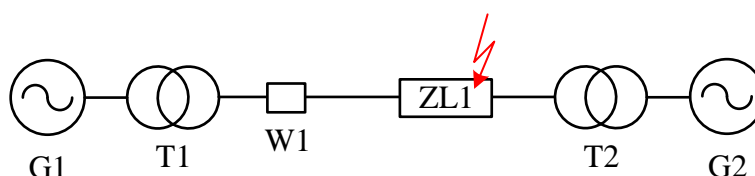
Ze względu na bardzo wysokie nastawy prądu rozruchowego bezpieczna praca linii wynikająca z braku zwarcia, a jedynie bardzo wysokich przeciążeń, możliwa jest tylko w przypadku wystąpienia skrajnie dobrych warunków chłodzenia (temperatury powietrza znacznie poniżej zera i wysokie prędkości wiatru) oraz sytuacji awaryjnej pracy systemu, w którym doszło już do przeciążeń linii.

Autor pracy zdaje sobie sprawę z tego, że sam fakt wystąpienia tak wysokich przeciążeń nie może zdarzyć się w trakcie normalnych warunków pracy systemu, jednak jest możliwy w przypadku, gdy na przykład w wyniku rozwijającego się blackoutu duże systemy połączone są jedyną pozostałą linią przesyłową, a jej wyłączenie doprowadzi do pracy wyspowej i całkowitej zapaści obu systemów (podobne sytuacje zostały opisane w rozdziale 3).

Jednocześnie autor zdaje sobie również sprawę, że utrzymywanie takich obciążeń może powodować inne poważne zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego (jak na przykład spadek napięcia lub częstotliwości w systemie), jednak rozważając możliwą do zaistnienia sytuację chwilową – na przykład trwającą przez czas potrzebny do zadziałania SPZ szybkiego ($0,4 \div 1,2$ s), lub, w bardziej sprzyjających warunkach, SPZ powolnego ($2 \div 3$ min) linii równoległej i odciążenie przewodów fazowych – warto rozpatrzyć również ten przypadek.

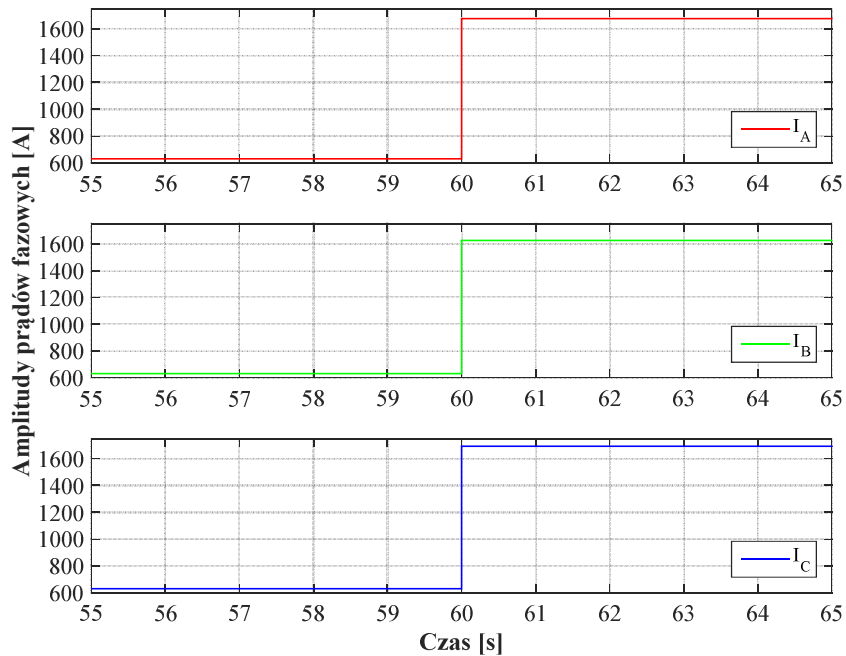
W Polsce trudno spotkać tak dobre warunki chłodzenia, niemniej autor chce wyczerpać temat możliwości wsparcia pracy również tego zabezpieczenia, zdając sobie również sprawę z tego, że w przypadku krajów położonych bardziej na północy niż Polska – szczególnie północna Skandynawia, Islandia i Rosja, a w Ameryce Północnej Kanada i USA (Alaska) – takie warunki chłodzenia przewodów są znacznie bardziej prawdopodobne.

W celu przeprowadzenia analiz możliwości podtrzymania, w sytuacji krytycznej, pracy linii chronionej przez zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne do symulacji sytuacji zwarciowej służącej do wyznaczenia wartości progowej *limit* użyto modelu zbudowanego w środowisku MATLAB, którego układ został przedstawionego na schemacie liniowym z rysunku 6.16.

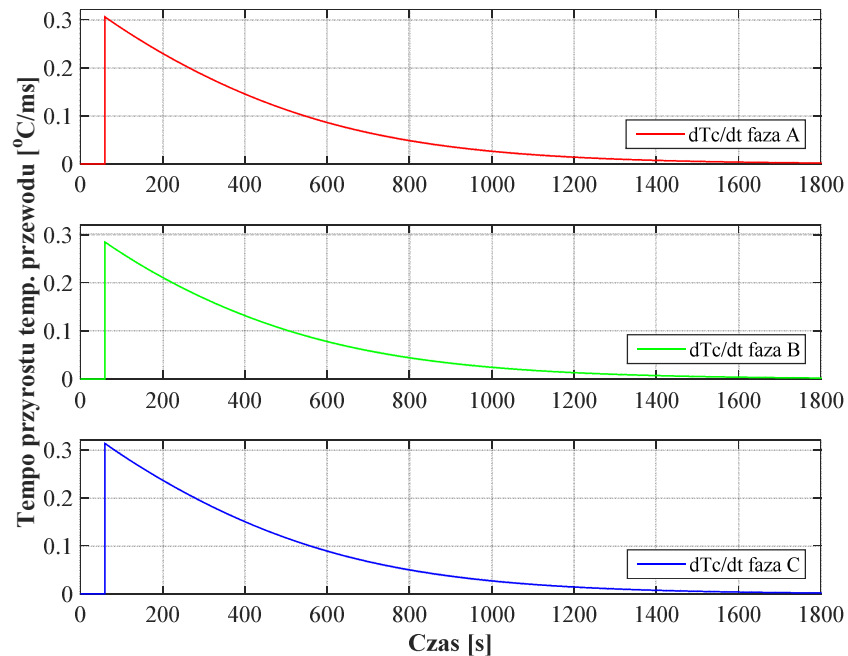


Rys. 6.16. Schemat liniowy układu do wyznaczenia wartości progowej *limit* dla zabezpieczenia bezzwłocznego

Przebiegi wartości skutecznych prądów i zmiany ich wartości w momencie wystąpienia zwarcia trójfazowego, uzyskane na podstawie opisanej powyżej symulacji, zostały przedstawione w dalszej części pracy wraz z odpowiadającymi im, charakterystycznymi dla poszczególnych przewodów typu AFL-6, wartościami tempa przyrostu ich temperatury.

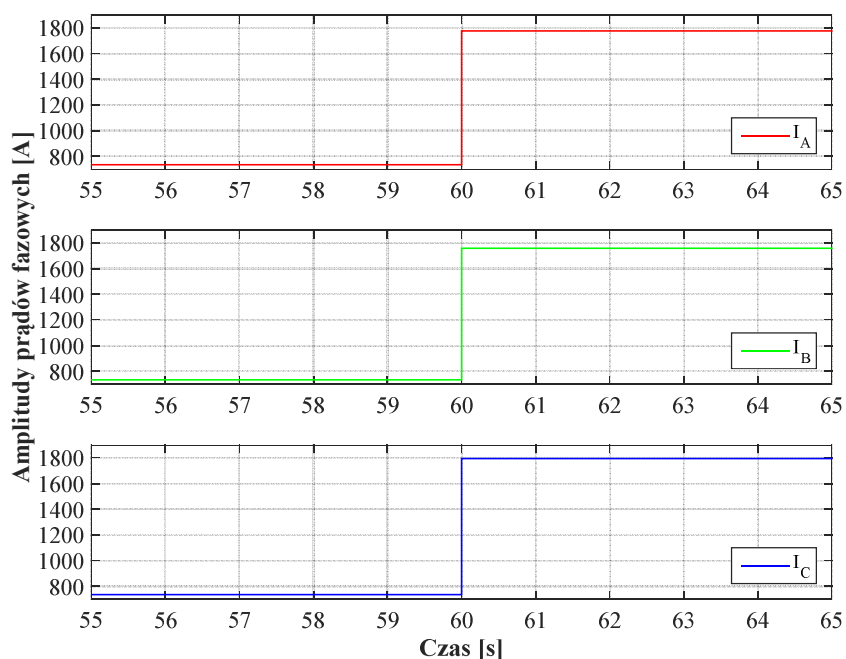


Rys. 6.17. Wartości skuteczne prądów przewodów AFL-6 185 dla zwarcia trójfazowego.

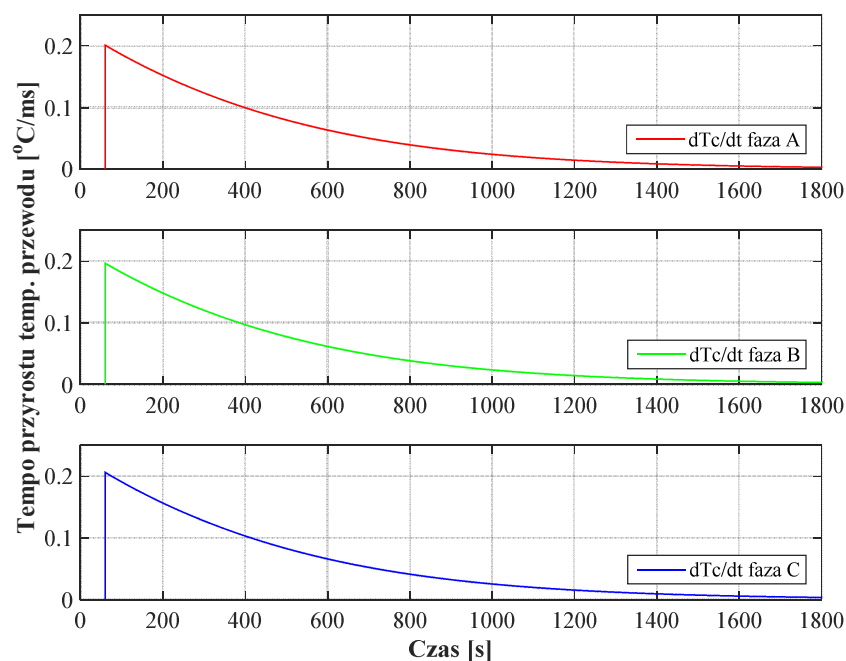


Rys. 6.18. Wartości tempa przyrostu temperatury przewodów AFL-6 185 dla zwarcia trójfazowego.

Na rysunku 6.17 zaprezentowane zostały wartości skuteczne prądów płynących w linii 110 kV o długości 100 km zbudowanej z zastosowaniem przewodów typu AFL-6 185. Linia obciążona była prądem znamionowym wynikającym z zastosowanych przewodów oraz uwzględnienia obciążalności zimowej (630 A), kiedy wystąpiło zwarcie trójfazowe (A-B-C) powodując wzrost wartości skutecznej prądów w poszczególnych fazach. Maksymalna wartość tempa przyrostu temperatury wyniosła 0,311 [°C/ms] dla fazy C.

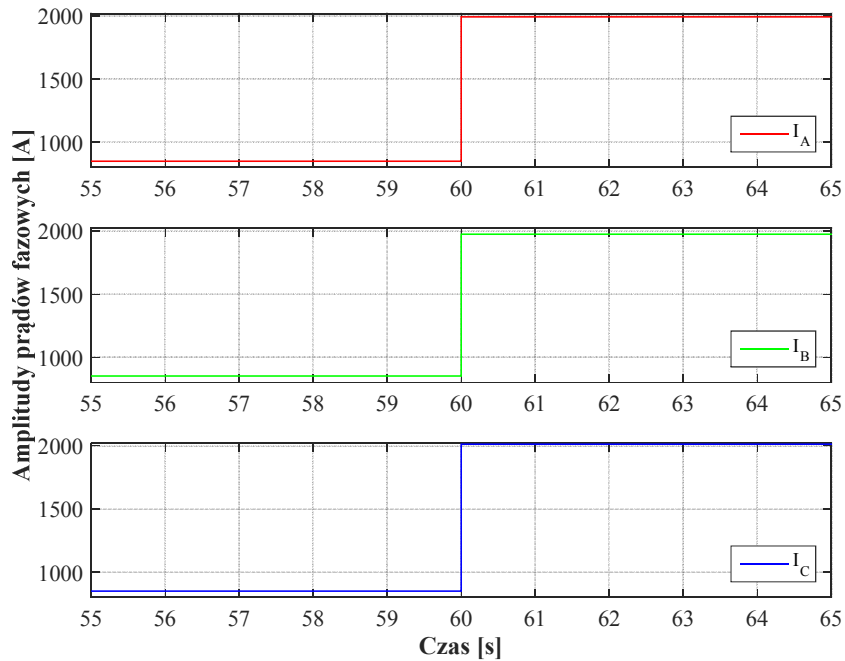


Rys. 6.19. Wartości skuteczne prądów przewodów AFL-6 240 dla zwarcia trójfazowego.

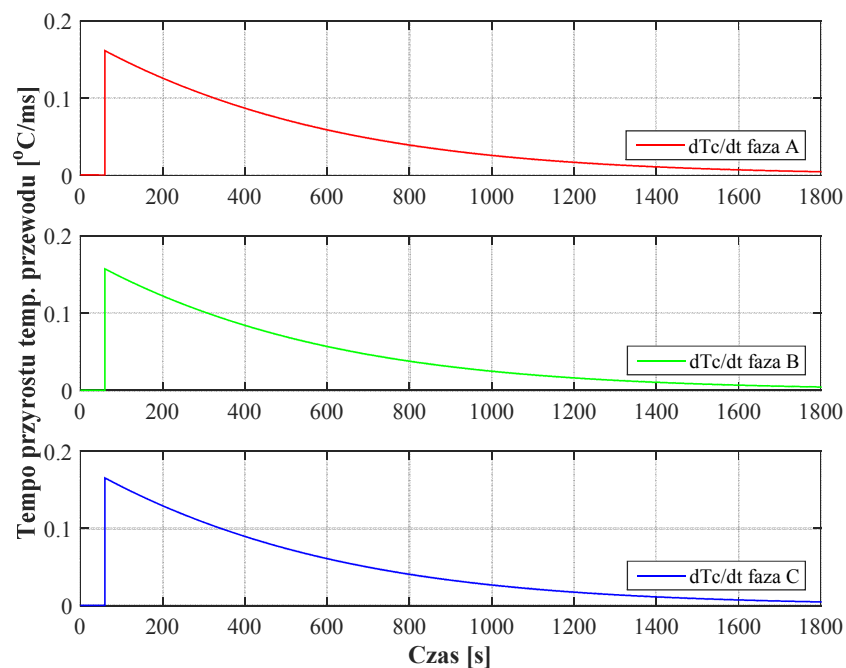


Rys. 6.20. Wartości tempa przyrostu temperatury przewodów AFL-6 240 dla zwarcia trójfazowego.

Wartości skuteczne prądów poszczególnych faz, dla sytuacji analogicznej z opisaną powyżej, dla linii skonstruowanej z zastosowaniem przewodów typu AFL-6 240 i AFL-6 300 zostały przedstawione na rysunkach 6.19 i 6.21. Maksymalne wartości tempa przyrostu temperatury przewodów wyniosły: 0,206 [°C/ms] w fazie C dla przewodu AFL-6 240 (Rys. 6.20), oraz 0,166 [°C/ms] również w fazie C dla przewodu AFL-6 300 (Rys. 6.22).



Rys. 6.21. Wartości skuteczne prądów przewodów AFL-6 300 dla zwarcia trójfazowego.



Rys. 6.22. Wartości tempa przyrostu temperatury przewodów AFL-6 300 dla zwarcia trójfazowego.

Wartość *limit*, jako wartość progową tempa przyrostu temperatury, na podstawie której rozróżniane mają być bezpieczne przeciążenia od zwarc, przyjęto podobnie jak w przypadku zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego. Jako wartość progową *limit* przyjęto, zgodnie z zależnością (6.1), wartości odpowiadające wartościom tempa przyrostu temperatury przewodów (*limit_{zw}*) w przypadku wystąpienia zwarcia trójfazowego, a wartości przyjęte dla poszczególnych przewodów typu AFL-6 zostały zaprezentowane w tabeli 6.2:

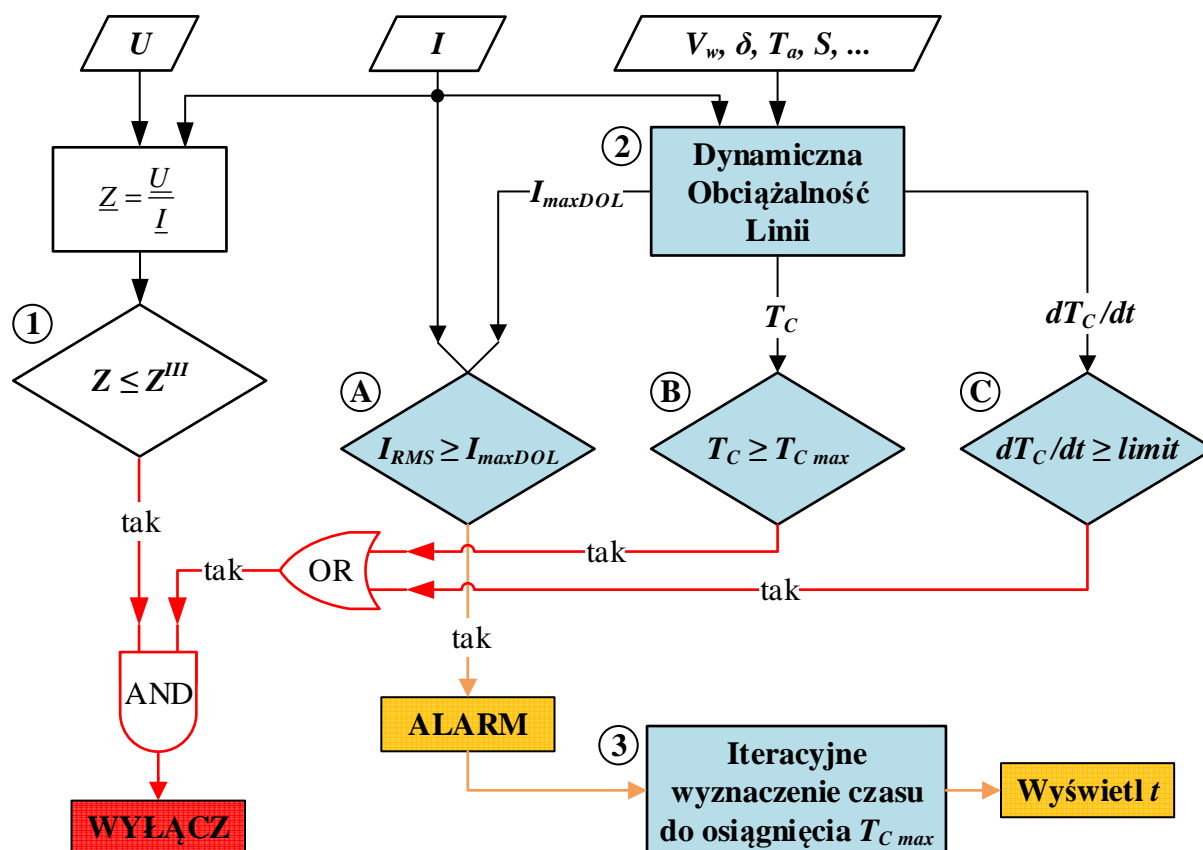
Tabela 6.2. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6.

| Typ przewodu | Największa wartość tempa przyrostu temperatury | | <i>limit</i> [°C/ms] |
|--------------|--|--------------------------------------|-------------------------|
| | <i>limit_{bezp}</i> [°C/ms] | <i>limit_{zw}</i> [°C/ms] | |
| AFL-6 185 | 0,0477 | 0,311 | 0,31 |
| AFL-6 240 | 0,0338 | 0,206 | 0,20 |
| AFL-6 300 | 0,0281 | 0,166 | 0,16 |

6.3. Dodatkowe algorytmy zabezpieczenia odległościowego

Algorytm wspomagający pracę zabezpieczenia odległościowego zaprojektowany został w podobny sposób, jak miało to miejsce w przypadku zabezpieczeń nadprądowych zwłocznego i bezzwłocznego. W przypadku zabezpieczenia odległościowego, poza możliwością poprawy pracy w trakcie wysokich obciążeń, celem zastosowania dodatkowych algorytmów jest również zapobieganie zadziałaniu zabezpieczenia w przypadku wystąpienia stabilnych kołysań mocy.

Jak to zostało przedstawione w rozdziale 3, również zabezpieczenia odległościowe miały ogromny wpływ na powstawanie i rozwój awarii wielkoobszarowych ze względu na błędne zadziałania zarówno w trakcie przeciążeń jak i w trakcie kołysań mocy. Spowodowane jest to przez fakt, iż w przypadku wystąpienia obu sytuacji istnieje zagrożenie, że wektor impedancji widzianej przez zabezpieczenie znajdzie się w obszarze zadziałania trzeciej strefy, powodując, po krótkim opóźnieniu wynikającym z zapewnienia selektywności zadziałania poszczególnych stref, zadziałanie zabezpieczenia i wyłączenie linii. Zastosowanie algorytmów wspierających działanie zabezpieczenia odległościowego w sposób przedstawiony na rysunku 6.23 pozwala na zapobieganie zadziałaniom wtedy, kiedy nie ma takiej bezwzględnej konieczności.



Rys. 6.23. Schemat blokowy algorytmów wspierającego zabezpieczenie odległościowe.

Podobnie jak w przypadku zabezpieczeń nadprądowych również i w tym przypadku zastosowano algorytmy oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii jako algorytmy wspierające standardowe zabezpieczenie. Poza monitorowaniem stanu pracy linii przy pomocy algorytmu A (Rys. 6.23), monitorowane jest również bezpieczeństwo pracy całego układu linii chronionych przez zabezpieczenie odległościowe (algorytmy B i C), czego opis i przykłady działania zamieszczono w rozdziale 7.

6.3.1. Wartość progowa dla zabezpieczenia odległościowego

W przypadku zabezpieczenia odległościowego sytuacja doboru odpowiedniej wartości progowej *limit* dla algorytmu C, jest o tyle bardziej skomplikowana niż w przypadku poprzednich dwóch zabezpieczeń nadprądowych, że należy w tym celu uwzględnić zarówno możliwość wystąpienia wysokich przeciążeń jak i kołysań mocy. Oba te zjawiska mogą doprowadzić do zadziałania standardowego zabezpieczenia odległościowego poprzez wkroczenie wektora impedancji do charakterystyki trzeciej strefy. Szczególnie widoczne jest to w przypadku układów linii bardziej złożonych niż układ szeregowy (Rys. 5.5), dla których

należy uwzględnić zjawisko podparcia prądu zwarciovego poprzez pozostałe linie w układzie, co znacznie wydłuża trzecią strefę, zgodnie z (5.7).

Podstawowym zadaniem zastosowania algorytmów wspierających zabezpieczenie odległościowe opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii jest rozróżnianie sytuacji awaryjnej od stanu bezpiecznej pracy linii. Aby móc w pełni zrealizować tę funkcję należy wyznaczyć wartości progowe tempa przyrostu temperatury poszczególnych przewodów uwzględniając sytuacje reprezentatywne dla obu przypadków.

Podstawową wadą zabezpieczenia odległościowego jest fakt, że jego zadziałanie w pełni opiera się na sygnałach pochodzących z zabezpieczenia zainstalowanego na początku chronionego układu, bez możliwości monitorowania stanu pracy pozostałych chronionych odcinków linii. Właśnie ten fakt powoduje konieczność uwzględnienia wcześniej wspomnianego zjawiska podparcia. Wykorzystując Dynamiczną Obciążalność Linii, możliwe jest monitorowanie stanu pracy nie tylko linii, w której zainstalowane jest zabezpieczenie odległościowe, ale również dalszych linii chronionych przez to zabezpieczenie w kolejnych strefach.

Tak jak w przypadku obu zabezpieczeń nadprądowych jako sytuację bezpiecznego przeciążenia linii przyjęto sytuację wyłączenia jednego z dwóch torów linii dwutorowej, a wartości progowe $limit_{bezp}$, dla tej sytuacji zostały wyznaczone w rozdziale 6.2 pracy i nie będą tutaj powtarzane.

W celu wyznaczenia wartości progowej $limit_{zw}$ dla sytuacji awaryjnych można by wyznaczyć wartości odpowiadające prądom zwarcia trójfazowego (charakteryzującego się największymi wartościami prądów zwarciovych) na końcu linii. Stwarza to jednak problem, ponieważ ponownie należałoby uwzględnić zjawisko podparcia prądów zwarciovych prądami pochodzącymi z innych źródeł wchodzących w skład układu. Jednak, jak łatwo zauważyć, w przypadku chronionego układu jak na rysunku 5.5, zmiana widziana przez zabezpieczenie odległościowe w obciążeniu przewodów byłaby znikoma, w stosunku do wartości prądów odcinka, w którym wystąpiło zwarcie, a wynikająca z tego wartość tempa przyrostu temperatury mogłaby być niejednokrotnie niższa, niż w przypadku pracy bezpiecznej linii w trakcie przeciążenia.

Rozwiązaniem opisanej powyżej sytuacji byłaby, wspomniana wcześniej, możliwość monitorowania i dostępność sygnałów z całego chronionego układu. Zatem w celu

wyznaczenia wartości progowej $limit_{zw}$, dla sytuacji zwarciovych, należy przyjąć, podobnie jak w przypadku zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego, maksymalne wartości prądów zwarcia wyznaczone z osobna dla każdej linii wchodzącej w skład chronionego układu (zwarcie trójfazowe) na końcu chronionego odcinka. W takiej sytuacji algorytmy oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii wykryją zwarcie w konkretnej linii i przestaną blokować zabezpieczenie odległościowe odpowiedzialne za ochronę tego odcinka układu. Takie podejście pozwoli w pełni zapewnić rozróżnialność sytuacji awaryjnych od bezpiecznej pracy linii przesyłowej.

W celu uwzględnienia również kołysań mocy, jako sytuacji bezpiecznych, przyjęto wartości odpowiadające wartościom reprezentującym sytuacje zwarciove, tak jak w przypadku zabezpieczeń nadprądowych, zgodnie z (6.2). Poszczególne wartości przyjęte dla zabezpieczenia odległościowego zostały przedstawione w tabeli 6.3.

Tabela 6.3. Tempo przyrostu temperatury przewodów AFL-6.

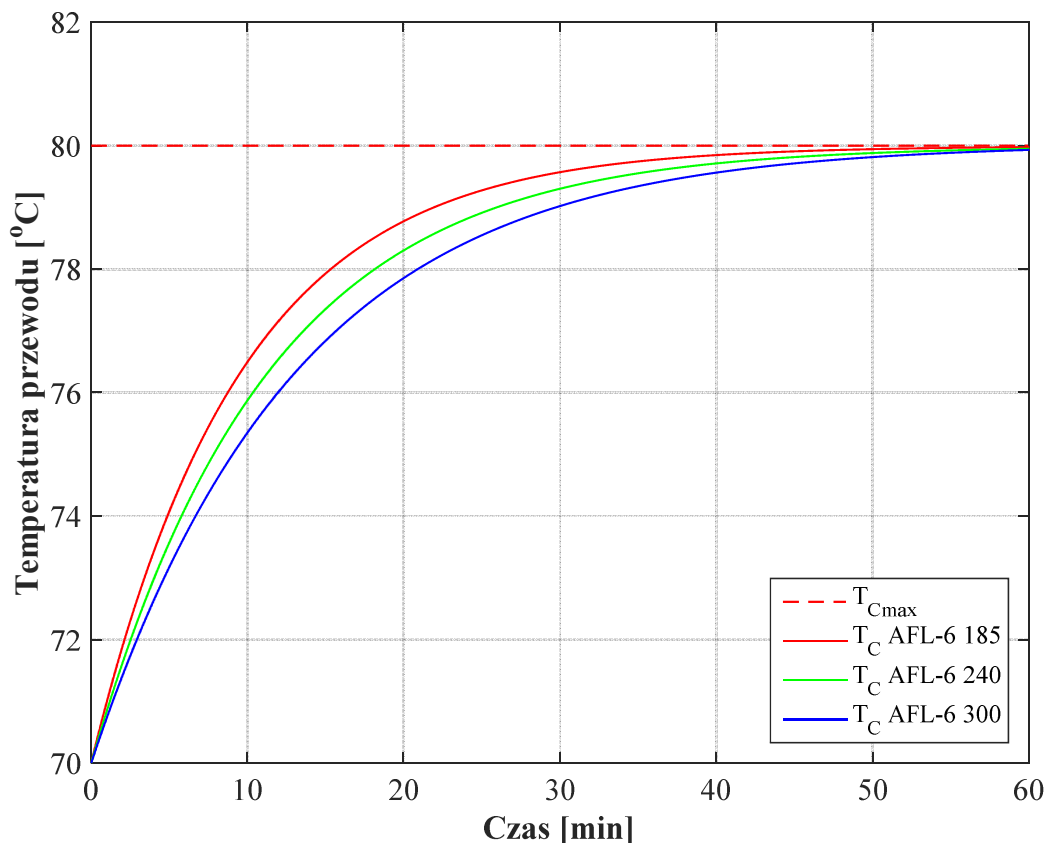
| Typ przewodu | Największa wartość tempa przyrostu temperatury | | $limit$ [°C/ms] |
|--------------|--|-------------------------|--------------------|
| | $limit_{bezp}$ [°C/ms] | $limit_{zw}$ [°C/ms] | |
| AFL-6 185 | 0,0477 | 0,311 | 0,31 |
| AFL-6 240 | 0,0338 | 0,206 | 0,20 |
| AFL-6 300 | 0,0281 | 0,166 | 0,16 |

7. Testowanie opracowanych algorytmów

W rozdziale tym zaprezentowane zostały nowe możliwości monitorowania stanu pracy linii napowietrznych, które pozwalają na informowanie operatora systemu o możliwości wystąpienia stanów zagrożonych awarią z odpowiednim wyprzedzeniem czasowym. Przedstawiono wyniki testów zadziałań standardowych zabezpieczeń oraz ich odpowiedników z wprowadzonymi dodatkowymi algorytmami wspomagającymi opartymi na Dynamicznej Obciążalności Linii. Opisano schematy symulacyjnych układów testowych, modelowanych w środowisku Matlab oraz ATP-EMTP. Dokonano również analiz porównawczych oraz wykazano zasadność stosowania DOL w celu poprawy bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, z naciskiem na zapobieganie awariom wielkoobszarowym.

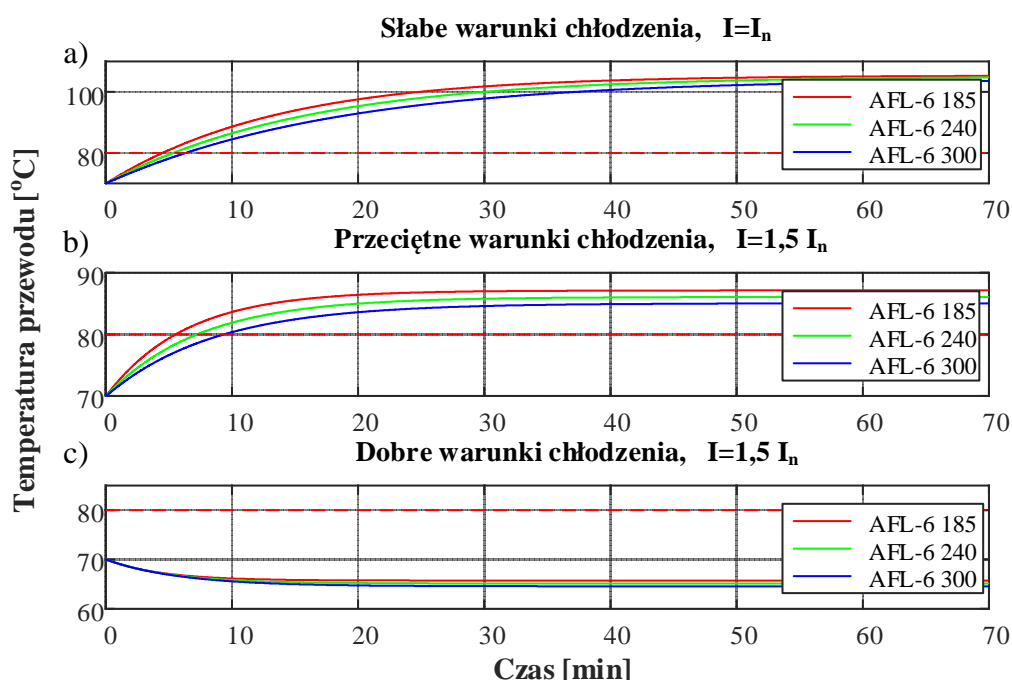
7.1. Monitorowanie temperatury przewodów linii napowietrznych

Podstawową możliwością wynikającą z zastosowania algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii jest uzyskanie informacji o aktualnym i prognozowanym stanie pracy linii, w tym o aktualnej temperaturze przewodów fazowych bez jej bezpośredniego pomiaru.



Rys. 7.1. Nagrzewanie przewodów AFL-6 dla warunków obciążalności letniej.

Na rysunku 7.1 przedstawione zostały krzywe nagrzewania przewodów typu AFL-6 obciążonych prądem znamionowym w trakcie warunków atmosferycznych zgodnych z obowiązującymi normami dotyczącymi wyznaczania obciążalności letniej (prędkość wiatru prostopadłego do przewodów: 0,5 m/s, temperatura powietrza: 30°C, promieniowanie słoneczne: 1000 W/m²). Obliczenia zostały wykonane numerycznie zgodnie z zależnościami przedstawionymi w rozdziale 4. Na podstawie przebiegów można również zauważyć, że prawdziwe tempo przyrostu temperatury przewodu w czasie zależy od zastosowanego przewodu i jest tym większe im mniejszy jest przekrój poprzeczny przewodu, czyli im mniejsze jest jego ciepło właściwe.



Rys. 7.2. Nagrzewanie przewodów AFL-6 w trakcie: a) słabych warunków chłodzenia i obciążeniu znamionowym, b) przeciętnych warunków chłodzenia i obciążeniu 1,5 I_n, c) dobrych warunków chłodzenia i obciążeniu 1,5 I_n.

Rysunek 7.2 przedstawia trzy różne sytuacje, które wyraźnie podkreślają celowość zastosowania algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii w celu monitorowania stanu pracy linii napowietrznych. W przypadku a) w momencie wystąpienia bardzo słabych warunków chłodzenia przewodów oraz jednoczesnym obciążeniu linii prądem o wartości znamionowej, pomimo tego, że wyznaczone na podstawie obecnych standardów obciążenie linii nie zostało przekroczone, to temperatura graniczna dla wszystkich trzech przewodów typu AFL-6 została znacznie przekroczona (wyniosła ponad 100°C). Utrzymywanie pracy linii w takich warunkach stwarza wysokie zagrożenie awarią, ponieważ zwis maksymalny został

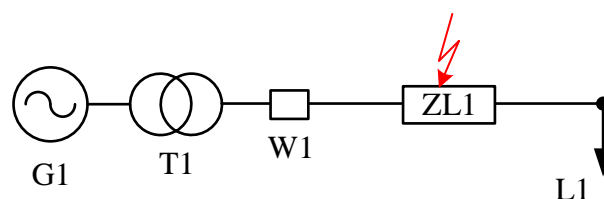
przekroczony, co stwarza zagrożenie wystąpienia zwarć doziemnych (na przykład w wyniku kontaktu przewodów roboczych z gałęziami drzew lub innymi obiektami znajdującymi się w pobliżu linii).

Dzięki zastosowaniu algorytmów opartych na DOL operator nie tylko informowany jest o możliwości wystąpienia zagrożenia w momencie, gdy prąd obciążenia przekracza wartość wyznaczoną na podstawie panujących warunków atmosferycznych, ale również informowany jest o tym, po jakim czasie dojdzie do przekroczenia temperatury granicznej przewodu (Rys. 6.2). W przypadku braku takiego sposobu obserwacji linii z punktu widzenia operatora systemu linia pracuje w sposób bezpieczny, ponieważ nie została przekroczona wartość obciążenia znamionowego.

W przypadku wystąpienia średnich warunków chłodzenia przewodów oraz przekroczenia znamionowego obciążenia linii do wartości $1,5I_n$ (Rys. 7.2b) operator również otrzyma informację alarmową wraz z informacją o tym, po jakim czasie nastąpi przekroczenie limitu temperaturowego przewodów. Z kolei w przypadku wystąpienia dobrych warunków chłodzenia przewodów (Rys. 7.2c) operator otrzyma informację, że mimo pracy linii pod obciążeniem znacznie przekraczającym znamionowe ($I=1,5I_n$) przewody linii nie osiągną wartości temperatury granicznej.

7.2. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z algorytmem wspomagającym

Zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego analizowane było na podstawie modeli w środowisku Matlab i ATP-EMTP. Wyniki analiz przedstawiają porównanie zadziałań standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego oraz zabezpieczenia z zastosowaniem algorytmów wspierających w różnych stanach pracy systemu – zwarć oraz wysokich obciążeniach. Do testowania pracy zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego posłużył układ jednostronnie zasilanej linii przesyłowej 110 kV obciążonej na odległym od źródła końcu. Sytuacje zwarcia symulowane były w różnych odległościach od źródła G1 (Rys. 7.3).



Rys. 7.3. Schemat liniowy modelu do badania pracy zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego.

Pierwszym i podstawowym problemem związanym z poprawą działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego jest brak zdolności rozróżniania pomiędzy stanem awaryjnym (zwarciovym), a stanem przeciążeniowym charakteryzującym się wartością prądu powyżej wartości wynikającej z nastawy rozruchowej. Aby usprawnić możliwości rozróżniania oraz umożliwić pracę linii przesyłowej w trakcie wysokich obciążeń zastosowano algorytmy wspierające oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii przedstawione w rozdziale 6.

W celu zachowania spójności pracy ponownie przedstawiono zależności stosowane do wyznaczania nastawy prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, z których wynika, że wartość prądu rozruchowego (I_r) zabezpieczenia powinna być większa lub równa wartości prądu obciążenia (I_{OBCmax}) z uwzględnieniem współczynnika bezpieczeństwa ($k_b=1,2$) oraz mniejsza lub równa minimalnemu prądowi zwarcia metalicznego na końcu pierwszej zabezpieczanej strefy (I_{Fmin}) z uwzględnieniem współczynnika schematowego ($k_s=1$) oraz współczynnika czułości ($k_c=1,5$) [92]:

$$I_r \geq k_b I_{OBCmax} \quad (7.1)$$

$$I_r \leq \frac{k_s I_{Fmin}}{k_c} \quad (7.2)$$

W dalszej części pracy przyjęto maksymalny prąd obciążenia równy dopuszczalnemu obciążeniu maksymalnemu zgodnie z obciążalnością zimową obowiązującą w Polsce dla poszczególnych przewodów typu AFL-6, a jako minimalny prąd zwarcia (I_{Fmin}) przyjęto prąd zwarcia dwufazowego metalicznego na końcu chronionego odcinka linii, uwzględniając różne z zastosowanych przewodów typu AFL-6. Jako wartości rozruchowe I_r przyjęto wartości równe wartościom wynikającym z zależności (7.1), ponieważ zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, projektowane według standardowego podejścia, powinny zapewniać również ochronę przed przeciążeniami [92]. Poszczególne wartości obliczone na potrzeby wyznaczenia prądu rozruchowego zawarto w tabeli 7.1.

Tabela 7.1. Wartości prądów obciążenia i prądu rozruchowego.

| Typ przewodu | I_{OBCmax} | $k_b I_{OBCmax}$ | I_r | $\frac{k_s I_{Fmin}}{k_c}$ |
|--------------|--------------|------------------|---------------|----------------------------|
| AFL-6 185 | 630 A | 756 A | 756 A | 1210 A |
| AFL-6 240 | 735 A | 882 A | 882 A | 1284 A |
| AFL-6 300 | 850 A | 1020 A | 1020 A | 1438 A |

Jak wynika z tabeli 7.1, wartości nastaw rozruchowych zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego wynoszą odpowiednio 120% obciążenia znamionowego poszczególnych przewodów typu AFL-6. Stanowi to swoisty problem, ponieważ, jak zostało pokazane w poprzednich rozdziałach, zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii w przypadku analizowanych przewodów charakteryzuje się możliwością uzyskania przeciążeń sięgających nawet 200% obciążenia znamionowego, z jednoczesnym zapewnieniem bezpiecznej pracy linii, dla przeciętnie panujących w Polsce warunków atmosferycznych.

W przypadku nastaw przedstawionych w tabeli 7.1 zastosowanie nowych algorytmów wspierających umożliwiających bezpieczne przeciążanie linii przesyłowych ponad ich wartości znamionowe wiąże się z koniecznością zastosowania sygnałów blokujących zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego w zakresie obciążeń pomiędzy nastawą rozruchową I_r , a maksymalnym obciążeniem wynikającym z zastosowania Dynamicznej Obciążalności Linii.

Opóźnienie czasowe zadziałania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego może wynosić od 0 do nawet 10s [59, 60], co stwarza poważny problem polegający na tym, że zwarcia w pobliżu generatora, charakteryzujące się największymi wartościami prądów zwarciovych, wyłączane są po tak długim czasie, powodując poważne zagrożenie dla elementów sieci objętych zwarcie. Standardowym rozwiązaniem w tej sytuacji jest stosowanie w parze z zabezpieczeniem nadprądowym zwłocznym zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego [92].

Stosowanie zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego jako zabezpieczenia wspierającego pracę zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego jest całkowicie słuszne, jednak jest to rozwiązanie niedoskonałe. Konieczność uwzględnienia współczynnika bezpieczeństwa (k_b) w trakcie wyznaczania wartości rozruchowej I_r zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego (5.5) powoduje, że nie chroni ono całej długości linii, a jedynie jej większą część, zależnie od stosunku impedancji źródła do impedancji chronionej linii [92]. Dodatkowo zasięg zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego zależy również od rodzaju zwarcia i ulega dalszemu skróceniu w przypadku wystąpienia zwarcia dwufazowego charakteryzującego się prądami o wartościach niższych, o około 15%, w stosunku do zwarcia trójfazowego, dla którego wyznaczana jest wartość rozruchowa. Zagadnienie współpracy zabezpieczeń nadprądowego zwłocznego i bezzwłocznego zostało przeanalizowane w rozdziale 7.3 pracy.

Zastosowanie Dynamicznej Obciążalności Linii pozwala całkowicie wyeliminować powyższy problem, pozwalając, aby cała monitorowana linia pozostawała w pełni chroniona przez zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne, jednocześnie zapewniając krótsze czasy zadziałania dzięki dodatkowym algorytmom wspierającym.

Wykorzystanie algorytmów wspierających opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii w przypadku zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego polega przede wszystkim na:

1. całkowitym wstrzymaniu zadziałania zabezpieczenia w przypadku przekroczenia przez prąd obciążenia wartości rozruchowej I_r , na czas nieokreślony, w przypadku korzystnych warunków chłodzenia przewodów i stwierdzenia stanu bezpiecznej pracy linii – temperatura przewodów nie osiągnie temperatury granicznej,
2. wstrzymaniu zadziałania zabezpieczenia w przypadku przekroczenia przez prąd obciążenia wartości rozruchowej I_r , na czas określony, w przypadku wykrycia przez algorytm możliwości przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów po upływie czasu wynikającego z warunków chłodzenia przewodów,
3. umożliwieniu zadziałania zabezpieczenia z czasem szybszym niż wynikający z zastosowanej zwłoki czasowej, gdy wartość progowa *limit* zostanie przekroczona i jednocześnie przekroczona została wartość rozruchowa zabezpieczenia I_r . Należy tutaj zaznaczyć, że wyłączenie szybsze, niż wynika to ze zwłoki czasowej zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, nie powoduje utraty selektywności zabezpieczeń, ponieważ decyzja podejmowana jest przy pewności, że zwarcie wystąpiło w linii, w której zainstalowane jest zabezpieczenie, a nie w kolejnej lub następnej, do których wyłączenia konieczne jest zachowanie pełnej selektywności zabezpieczeń.

Należy wspomnieć tutaj również, iż algorytmy wspomagające oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii blokują jedynie człon poszczególnych zabezpieczeń odpowiedzialny za wykrywanie zwarć międzyfazowych symetrycznych (trójfazowych), gdyż jedynie jako takie widziane są sytuacje przeciążeniowe, charakteryzujące się obciążeniem symetrycznym oraz brakiem udziału prądów składowej zerowej.

Wyniki prezentowane w tym rozdziale przedstawiają jedynie sytuacje reprezentatywne dla każdego z możliwych zastosowań dodatkowych algorytmów wspierających zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne wskazując, iż możliwe jest ich zastosowanie i spełniają one swoje funkcje w sposób pewny. Nie jest możliwe przedstawienie wszystkich możliwych sytuacji ich

wykorzystania, chociażby z powodu tak wielu możliwych kombinacji wystąpienia różnych warunków atmosferycznych, różnych długości linii lub też różnych przewodów stosowanych do konstrukcji linii.

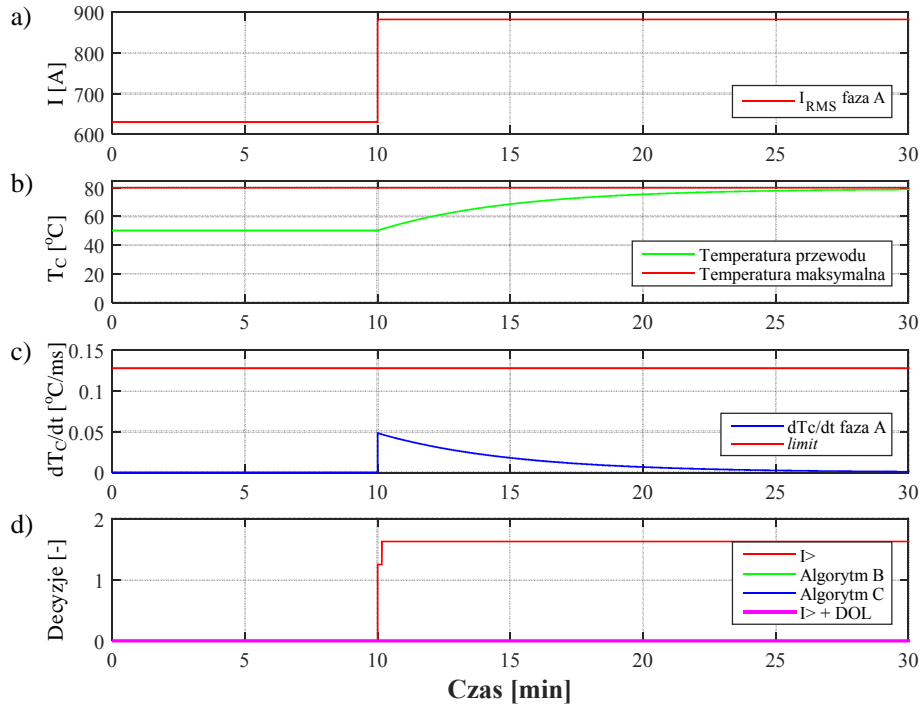
7.2.1. Wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia na czas nieokreślony

Przez całkowite wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego w przypadku przekroczenia przez wartości prądu obciążenia wartości rozruchowej I_r , na czas nieokreślony, rozumiane jest wystąpienie przeciążenia powyżej wartości rozruchowej I_r oraz jednoczesnego wystąpienia takich warunków chłodzenia przewodów, które pozwolą na bezpieczną pracę linii bez możliwości osiągnięcia temperatury maksymalnej przewodów.

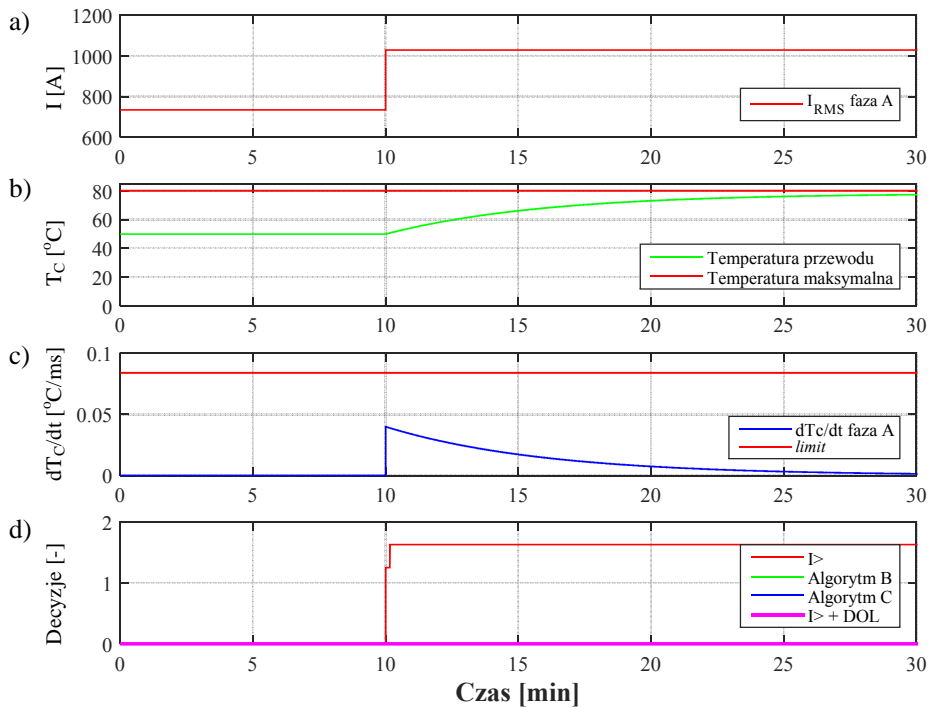
Aby zaprezentować działanie standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz zabezpieczenia wzbogaconego o algorytmy wspierające oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii dla przewodów AFL-6: 185, 240 i 300, w dalszej części pracy zostaną zaprezentowane przebiegi prądów obciążenia przewodów oraz odpowiadające im przebiegi temperatury przewodów, przebiegi tempa przyrostu temperatury przewodu oraz zadziałania algorytmów (standardowego zabezpieczenia nadprądowego, algorytmu B, algorytmu C oraz zabezpieczenia wspartego przez oba algorytmy) jako odpowiedź na skokową zmianę obciążenia z wartości znamionowej I_n do wartości $1,4 I_n$, w trakcie korzystnych warunków chłodzenia przewodów (prędkość wiatru wiejącego pod kątem 45° do kierunku linii $V_w=3,5$ m/s, temperatura powietrza $T_a=20^\circ\text{C}$, nasłonecznienie $S_a=1000$ W/m²).

W celu zachowania czytelności przedstawionych wyników, zakładając obciążenie symetryczne, wartości skuteczne prądów prezentowane będą tylko dla jednej fazy, tak jak i odpowiadające im przebiegi temperatury przewodów oraz tempa przyrostu temperatury.

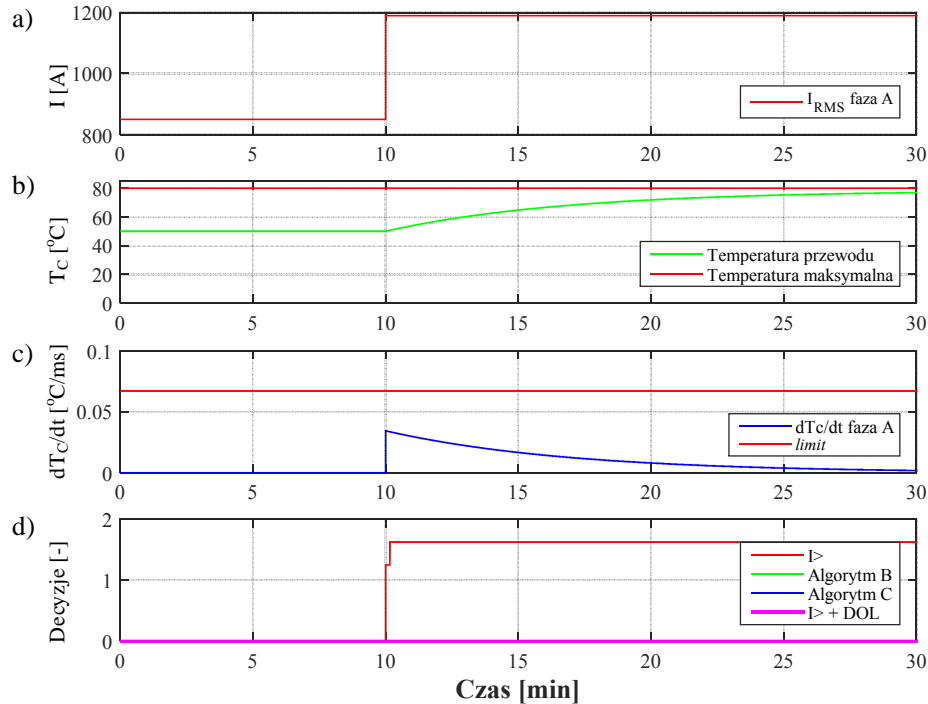
Zgodnie z opisaną powyżej sytuacją, dla przewodów AFL-6 185, 240 i 300 na rysunkach 7.4, 7.5 i 7.6 przedstawiono: a) wartości skuteczne prądów w trakcie skokowej zmiany obciążenia, b) wartości temperatury przewodów odpowiadające zmianom obciążenia, c) wartości tempa przyrostu temperatury, oraz d) decyzje poszczególnych algorytmów.



Rys. 7.4. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 185



Rys. 7.5. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 240.



Rys. 7.6. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 300.

Dla wszystkich analizowanych przewodów AFL-6 na rysunkach 7.4, 7.5 i 7.6 można zauważyć, że żaden z algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii nie został pobudzony, tym samym wstrzymując zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zadziałania. Z kolei, również dla wszystkich przewodów, standardowe zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne zostało pobudzone w momencie wystąpienia przeciążenia i zadziałało po ustawionej zwłóce czasowej $\Delta t=10s$, wyłączając linię bez zaistnienia takiej konieczności.

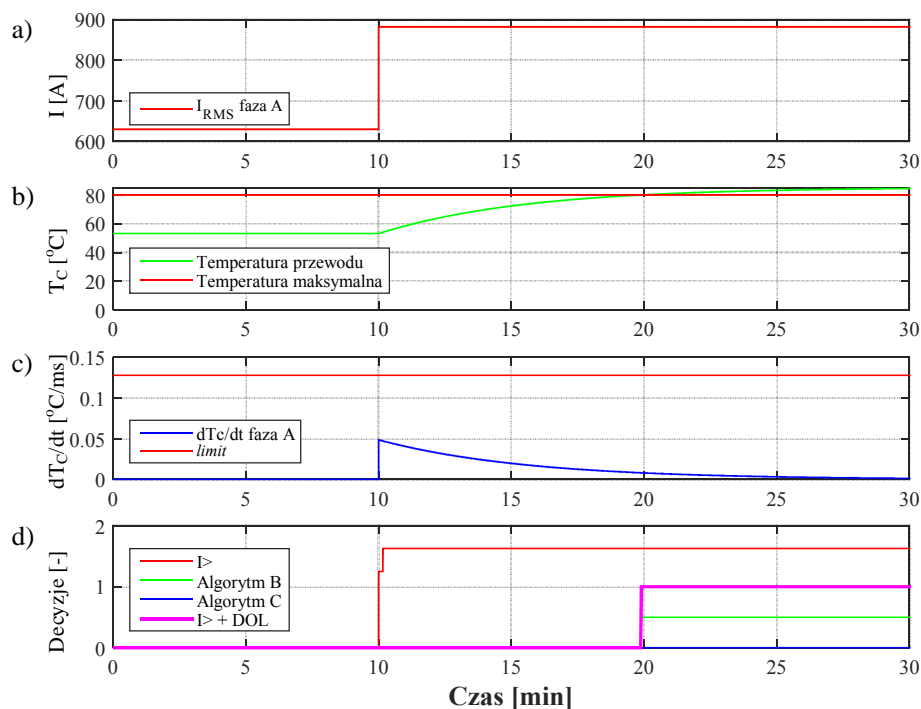
7.2.2. Wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia na czas określony

Poprzez wstrzymanie zadziałania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego w przypadku przekroczenia przez prąd obciążenia wartości rozruchowej I_r , na czas określony, rozumiane jest wystąpienie przeciążenia powyżej wartości rozruchowej I_r oraz jednoczesnego wystąpienia takich warunków chłodzenia przewodów, które pozwolą na bezpieczną pracę linii przez określony czas. W takiej sytuacji zabezpieczenie wsparte dodatkowymi algorytmami (algorytmem B i C) umożliwi dalszą pracę linii tylko do momentu, w którym przewody osiągną temperaturę graniczną, a po tym czasie nastąpi wyłączenie linii.

Jednocześnie, w momencie wykrycia prądów obciążenia stwarzających możliwość nagrzania się przewodów do temperatury maksymalnej, operator systemu zostanie

poinformowany o takim zagrożeniu (wyłączenie linii) oraz podany zostanie czas, jaki pozostał do tego momentu. Stwarza to dla operatora systemu możliwość podjęcia ewentualnych działań mających na celu odciążenie zagrożonej wyłączeniem linii.

Aby zaprezentować działanie standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz zabezpieczenia wspartego algorytmami wspierającymi opartymi na Dynamicznej Obciążalności Linii dla przewodów AFL-6: 185, 240 i 300 dla sytuacji wstrzymania zadziałania zabezpieczenia przez czas określony w dalszej części pracy zostaną zaprezentowane przebiegi prądów obciążenia przewodów oraz odpowiadające im przebiegi temperatury przewodów, przebiegi tempa przyrostu temperatury przewodu oraz zadziałania poszczególnych algorytmów (standardowego zabezpieczenia nadprądowego, algorytmu B, algorytmu C oraz zabezpieczenia wspartego przez oba algorytmy) jako odpowiedź na skokową zmianę obciążenia z wartości znamionowej I_n , dla zimowych limitów obciążeń, do wartości $1,4 I_n$, w trakcie średnich warunków chłodzenia przewodów (prędkość wiatru wiejącego pod kątem 45° do kierunku linii $V_w = 3$ m/s, temperatura powietrza $T_a = 20^\circ\text{C}$, nasłonecznienie $S_a = 1000$ W/m²).

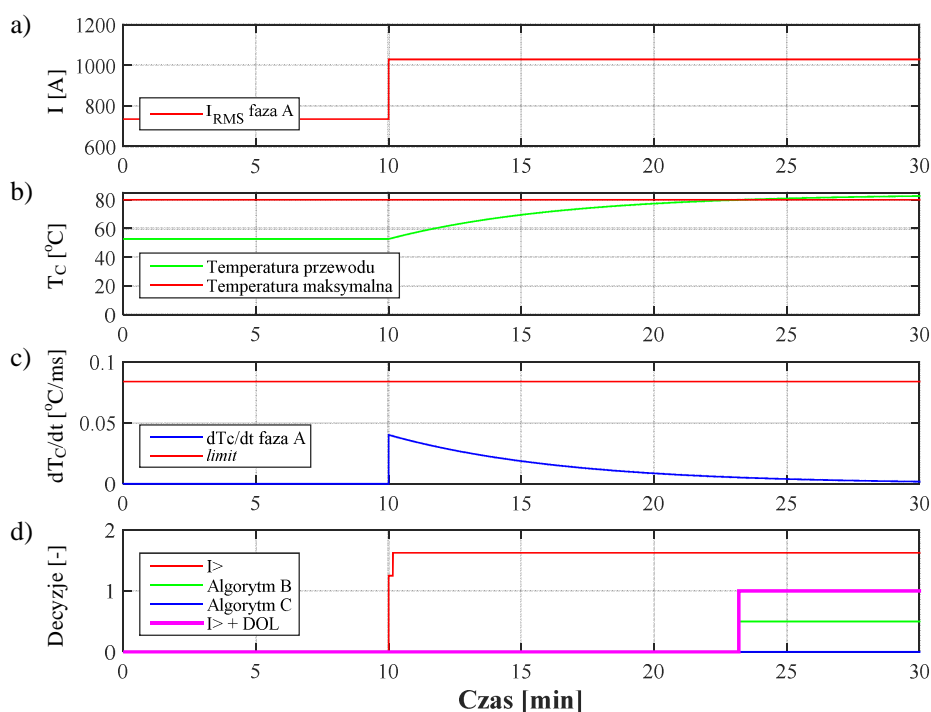


Rys. 7.7. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 185.

Dla sytuacji przedstawionej na rysunku 7.7, prezentującym przebiegi wartości skutecznej prądu w trakcie przeciążenia przewodu AFL-6 185 oraz wartości temperatury przewodu i tempa jej przyrostu jako odpowiedzi na zmianę obciążenia przedstawione zostały również decyzje

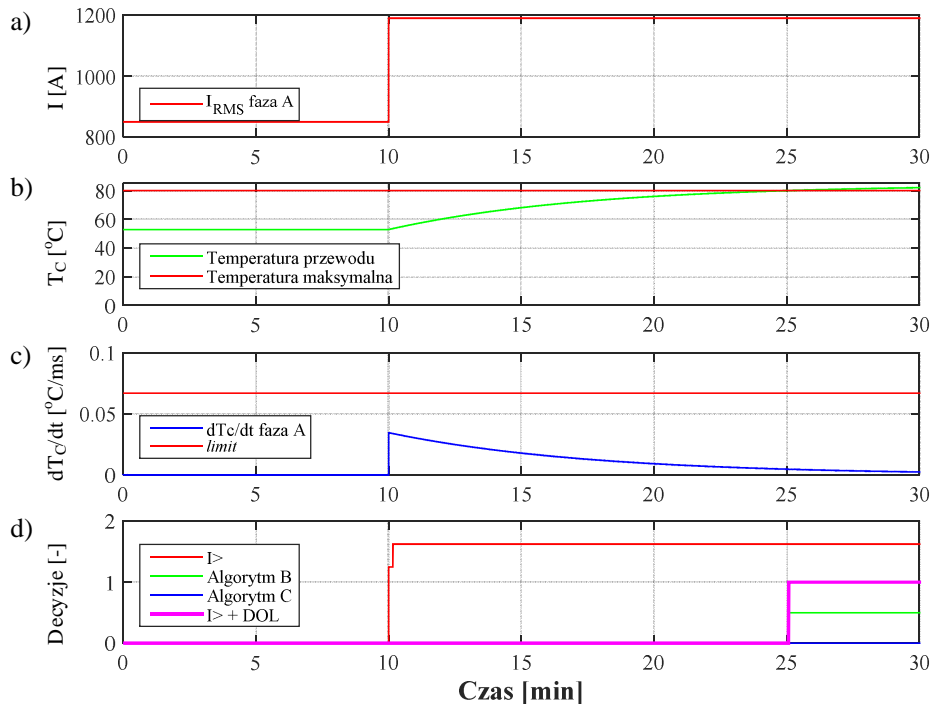
poszczególnych zabezpieczeń i algorytmów. Jak można zauważyć na rysunku 7.7d, standardowe zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne zostało pobudzone w momencie wystąpienia przeciążenia, a zadziałało po upływie nastawy czasowej $\Delta t=10$ s, natomiast zabezpieczenie wsparte algorytmami DOL zadziałało dopiero po 9 minutach i 53 sekundach od wystąpienia przeciążenia, ze względu na pobudzenie algorytmu B (Rys. 7.7b) w wyniku przekroczenia temperatury maksymalnej przewodu.

Ponieważ operator systemu uzyskał informację o zagrożeniu wyłączenia linii już w momencie wystąpienia przeciążenia, można było przez ten czas podjąć ewentualne działania mające na celu odciążenie linii.



Rys. 7.8. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 240.

W sytuacji analogicznej z powyższą, przebiegi poszczególnych wartości i decyzji zabezpieczeń, dla przewodów AFL-6 240 i AFL-6 240, zostały przedstawione na rysunkach 7.8 i 7.9. Również w przypadku tych przewodów, zadziałanie standardowego zabezpieczenia zostało wstrzymane przez 13 minut i 30 sekund dla przewodu AFL-6 240 (Rys. 7.8d) i 15 minut i 5 sekund AFL-6 300 (Rys. 7.9d). Również w obu przypadkach pobudzony został algorytm B.



Rys. 7.9. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 300.

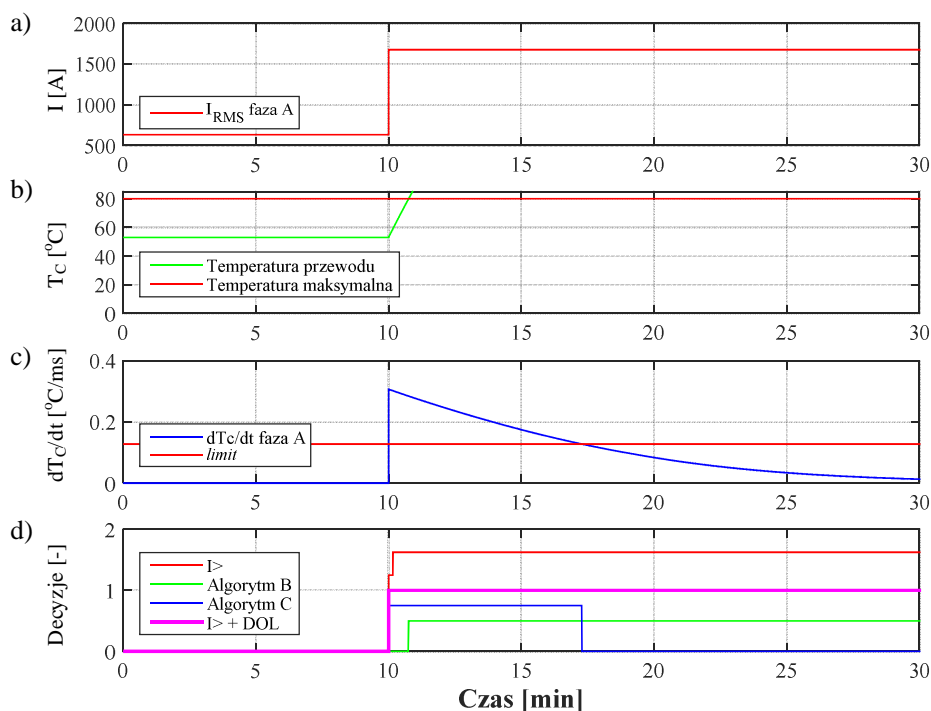
Wszystkie przedstawione w rozdziałach 7.2.1 i 7.2.2 sytuacje wskazują wysoką zasadność stosowania algorytmów wspierających opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii w przypadku zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego. W przypadku dobrych warunków chłodzenia można całkowicie uniknąć zbędnego zadziałania zabezpieczenia wynikającego z rozpoznawania przeciążenia jako sytuacji zwarciowej, a w przypadku gorszych warunków chłodzenia można uniknąć zadziałania przez czas określony, wynikający głównie z zastosowanych do konstrukcji linii przewodów oraz panujących warunków atmosferycznych.

7.2.3. Przyspieszenie zadziałania zabezpieczenia

Przyspieszenie zadziałania standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego możliwe jest w przypadku jednoczesnego pobudzenia zabezpieczenia przez nastawę prądu rozruchowego I_r , oraz zadziałania algorytmu wspierającego. Należy podkreślić, że nie oznacza to rezygnacji z selektywności zabezpieczeń, poprzez wykorzystanie opomiarowania linii algorytm jest w stanie zlokalizować, w której linii doszło do zwarcia.

W tym rozdziale, jako sytuacje reprezentatywne, przedstawiono wystąpienie zwarcia trójfazowego na końcu linii 110 kV o długości 100 km. Ponownie, ze względu na zachowanie

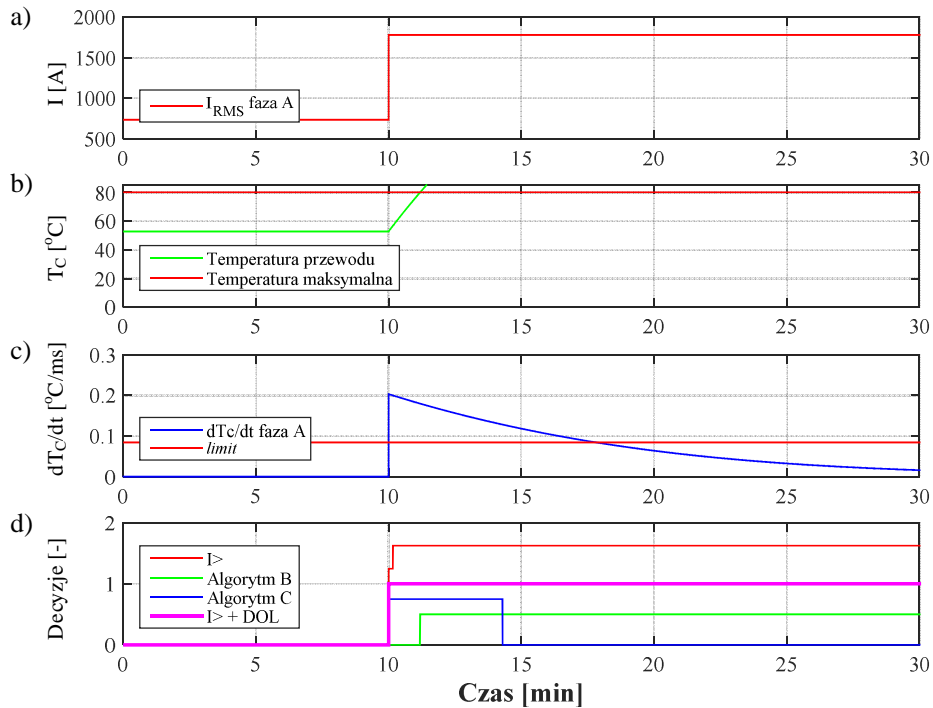
czytelności rysunków oraz ze względu na symetryczny charakter zwarcia, przedstawione zostały przebiegi tylko dla jednej fazy A.



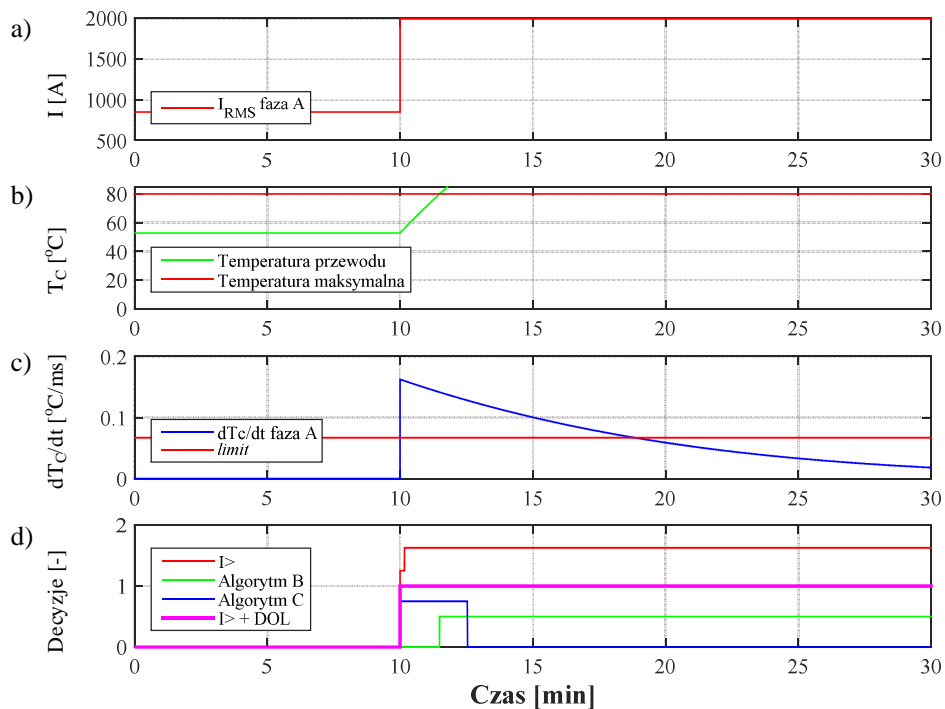
Rys. 7.10. Przebiegi w trakcie zwarcia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziaływanie algorytmów. Przewód AFL-6 185.

W trakcie sytuacji zwarciowej przedstawionej na rysunku 7.10, dla przewodu AFL-6 185, można zauważyć, że wysokie wartości skuteczne prądów zwarciowych powodują bardzo szybkie nagrzewanie się przewodu, co z kolei wpływa na zadziaływanie algorytmu C poprzez przekroczenie wartości progowej *limit* (Rys. 7.10c i d). Dzięki temu, możliwe jest zrezygnowanie ze zwłoki czasowej standardowego zabezpieczenia i wyłączenie linii od razu w momencie wystąpienia zwarcia.

Podobnie sytuacja zwarciowa prezentuje się dla przewodów typu AFL-6 240 (Rys. 7.11) oraz AFL-6 300 (Rys. 7.12). Również dla obu tych przewodów zadziaływanie zabezpieczenia wspartego algorytmami opartymi na DOL, poprzez pobudzenie algorytmu C (Rys. 7.11c, oraz Rys. 7.12c), pozwoliło na przyspieszenie zadziaływania zabezpieczenia w porównaniu z zabezpieczeniem standardowym (Rys. 7.11d, oraz Rys. 7.12d).



Rys. 7.11. Przebiegi w trakcie zwarcia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 240.

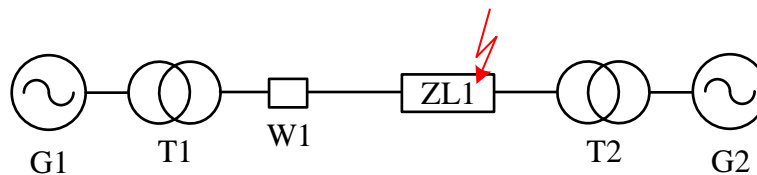


Rys. 7.12. Przebiegi w trakcie zwarcia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 300.

Również w przypadku sytuacji zwarciowej, wyniki symulacji prezentowane na rysunkach 7.10, 7.11 i 7.12, wskazują na wysoką zasadność zastosowania DOL jako wsparcia standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego.

7.3. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne z algorytmem wspomagającym

Analiza działania zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego przeprowadzona została na podstawie modeli zbudowanych w środowisku Matlab i ATP-EMTP. Wyniki analiz przedstawiają porównanie zadziałań standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz zabezpieczenia z zastosowaniem algorytmów wspierających w różnych stanach pracy systemu – zwarć oraz wysokich obciążeniach. Do testowania pracy zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego zainstalowanego po stronie źródła G1, posłużył układ dwustronnie zasilanej linii przesyłowej 110 kV, a sytuacje zwarciove symulowane były na końcu linii o długości 100 km licząc od źródła G1 (Rys. 7.13).



Rys. 7.13. Schemat liniowy modelu do badania pracy zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego.

W przypadku zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego, wykorzystanie Dynamicznej Obciążalności Linii w celu umożliwienia pracy linii w przypadku wystąpienia przeciążenia o wartościach prądów wyższych niż wartość rozruchowa zabezpieczenia może być mocno ograniczone ze względu na wysokie wartości tych nastaw. Aby usprawnić możliwości rozpoznawania sytuacji zwarciowych oraz umożliwić pracę linii przesyłowej w trakcie wysokich obciążeń zastosowano algorytmy wspierające oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii przedstawione w rozdziale 6.

Z zależności stosowanej do wyznaczania nastawy prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego wynika, że wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia (I_r) powinna być większa lub równa wartości maksymalnego prądu zwarcia metalicznego na końcu chronionej linii z uwzględnieniem współczynnika bezpieczeństwa ($k_b=1,2$) [92], zgodnie z zależnością (7.3):

$$I_r \geq k_b I_{Fmax} \quad (7.3)$$

W dalszej części pracy przyjęto maksymalny prąd obciążenia równy dopuszczalnemu obciążeniu maksymalnemu zgodnie z obciążalnością zimową obowiązującą w Polsce dla poszczególnych przewodów typu AFL-6, a jako maksymalny prąd zwarcia (I_{Fmax}) przyjęto

prąd zwarcia trójfazowego metalicznego na końcu chronionego odcinka linii, uwzględniając różne z zastosowanych przewodów typu AFL-6. Jako wartości rozruchowe I_r przyjęto wartości wynikające z zależności (7.3). Wartości prądów obciążenia, oraz wartości prądów zwarciovych wyznaczonych na potrzeby wyznaczenia wartości prądu rozruchowego zawarto w tabeli 7.2.

Tabela 7.2. Wartości prądu rozruchowego dla zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego.

| Typ przewodu | I_{OBCmax} | $k_b I_{Fmax}$ | I_r | $\frac{I_r}{I_{OBCmax}} \cdot 100\%$ |
|--------------|--------------|----------------|---------------|--------------------------------------|
| AFL-6 185 | 630 A | 1843 | 1843 A | 292 % |
| AFL-6 240 | 735 A | 1955 | 1955 A | 266 % |
| AFL-6 300 | 850 A | 2193 | 2193 A | 258 % |

Jak wynika z powyższej tabeli, wartości nastaw rozruchowych zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego wynoszą odpowiednio 292%, 266% i 258% obciążenia znamionowego poszczególnych przewodów. Tak wysokie wartości prądu rozruchowego I_r w stosunku do prądu obciążenia znamionowego wskazują, iż w przypadku zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego możliwość wykorzystania Dynamicznej Obciążalności Linii do poprawy jego działania w aspekcie przeciążeniowym jest znacznie utrudniona i możliwa jedynie w przypadku bardzo dobrych warunków chłodzenia przewodów, oraz w przypadku linii długich, dla których wartość prądu zwarciovego na końcu linii jest znacznie niższa niż w przypadku linii krótkich.

Wykorzystanie algorytmów wspierających opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii w przypadku zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego polega na:

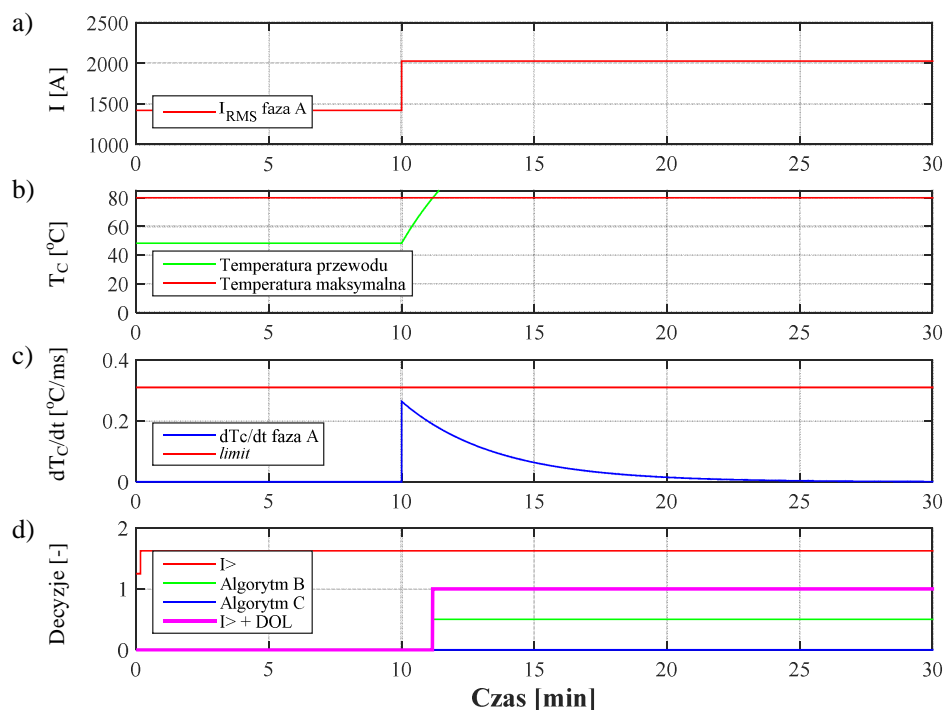
1. całkowitym lub chwilowym wstrzymywaniu zadziałania zabezpieczenia w przypadku przekroczenia przez prąd obciążenia wartości rozruchowej I_r na czas wynikający z bardzo korzystnych warunków chłodzenia przewodów i stwierdzenia stanu bezpiecznej pracy linii,
2. wsparciu zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego w przypadku zwarć na końcu chronionej linii, które znajdują się poza zasięgiem objętym przez zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne (zjawisko to zostało opisane szerzej w rozdziale 7.2 pracy).

7.3.1. Wstrzymywanie zadziałania zabezpieczenia

Aby zaprezentować działanie standardowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz zabezpieczenia wspartego algorytmami opartymi na technikach Dynamicznej Obciążalności Linii dla sytuacji tymczasowego wysokiego przeciążenia w dalszej części pracy

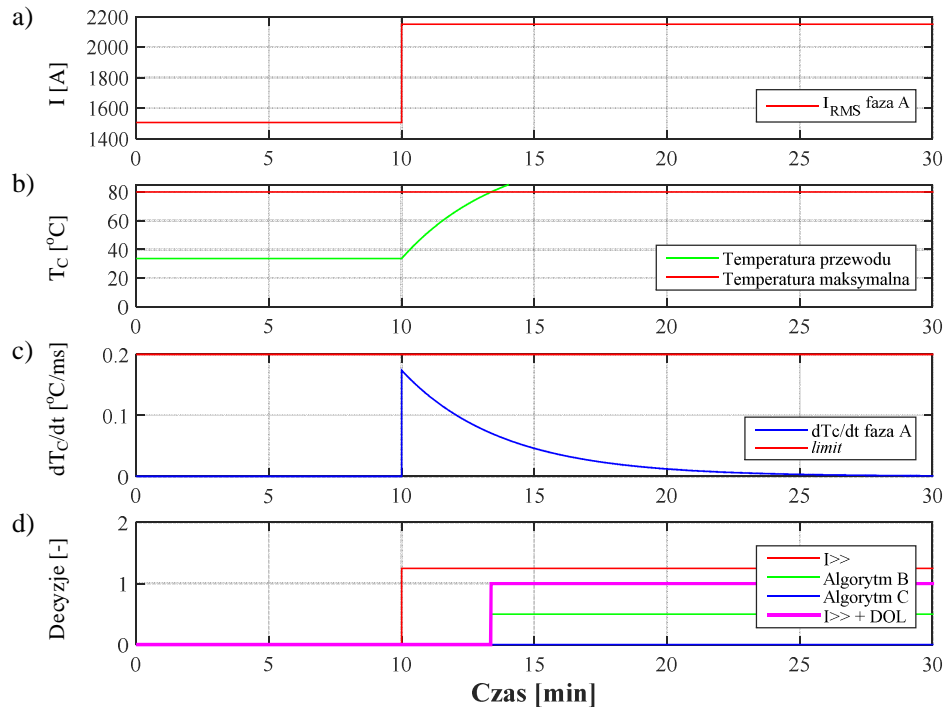
zostaną przedstawione przebiegi prądów obciążenia przewodów AFL-6: 185, 240 i 300 oraz odpowiadające im przebiegi temperatury przewodów, przebiegi tempa przyrostu temperatury przewodu oraz zadziałania poszczególnych algorytmów, jako odpowiedź na skokową zmianę obciążenia z wartości $0,8I_r$, do wartości $1,1I_r$. Wartość $1,1I_r$ została przyjęta jako kolejny krok zwiększającym poziom istniejącego już przeciążenia, na przykład na skutek rozwoju awarii wielkoobszarowej.

Dla przeprowadzonych analiz przyjęto bardzo dobre warunki chłodzenia wynoszące odpowiednio: prędkość wiatru wiejącego pod kątem 90° do kierunku linii $V_w= 8$ m/s, temperatura powietrza $T_a= -20^\circ\text{C}$, nasłonecznienie $S_a= 700$ W/m²).

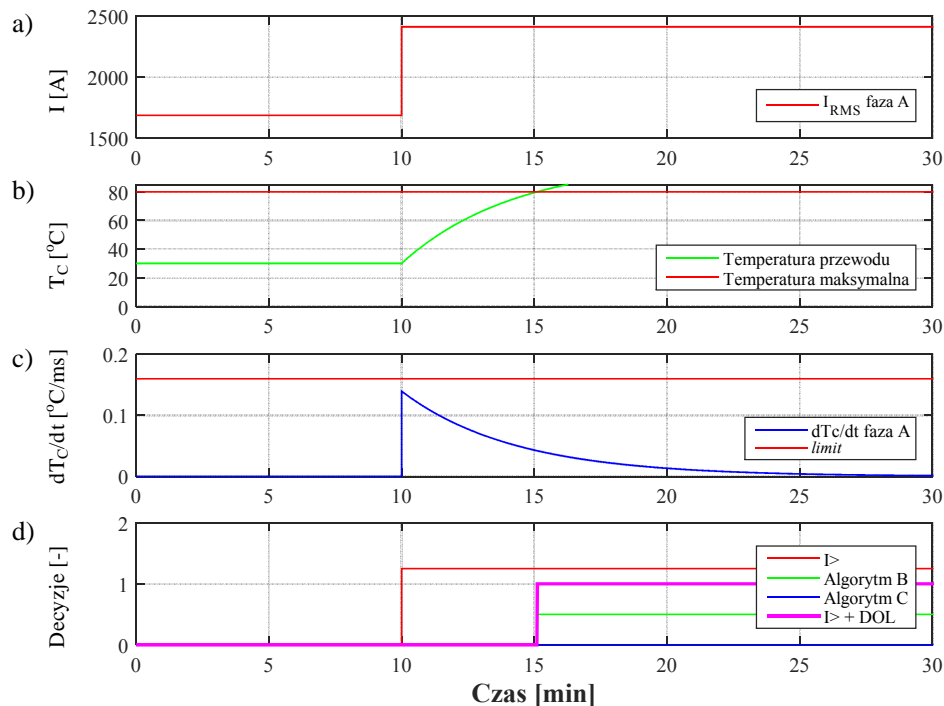


Rys. 7.14. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 185.

W trakcie opisanej powyżej sytuacji, dla przewodu AFL-6 185, widać na rysunku 7.14, że po ponad minucie od wystąpienia zmiany obciążenia nastąpiło przekroczenie maksymalnej temperatury przewodu, co spowodowało pobudzenie algorytmu B (Rys. 7.14b). Na rysunku 7.14d można zauważyć, że standardowe zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne zadziałało w momencie wystąpienia przeciążenia, a wsparte algorytmami DOL dopiero po przekroczeniu temperatury maksymalnej, czyli 1 minutę i 9 sekund później.



Rys. 7.15. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 240.



Rys. 7.16. Przebiegi w trakcie przeciążenia, a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie algorytmów. Przewód AFL-6 300.

Wyniki prezentowane dla przewodów AFL-6 240 oraz AFL-6 300 na rysunkach 7.15 i 7.16 dla sytuacji analogicznej z powyższą, również wskazują na możliwość opóźnienia wyłączenia linii w przypadku wysokich przeciążeń. Dla przewodu AFL-6 240 uzyskano

opóźnienie wynoszące 3 minuty i 22 sekundy (Rys. 7.15d), a dla przewodu AFL-6 300 uzyskano dodatkowe 5 minut i 6 sekund pracy linii (Rys. 7.16d).

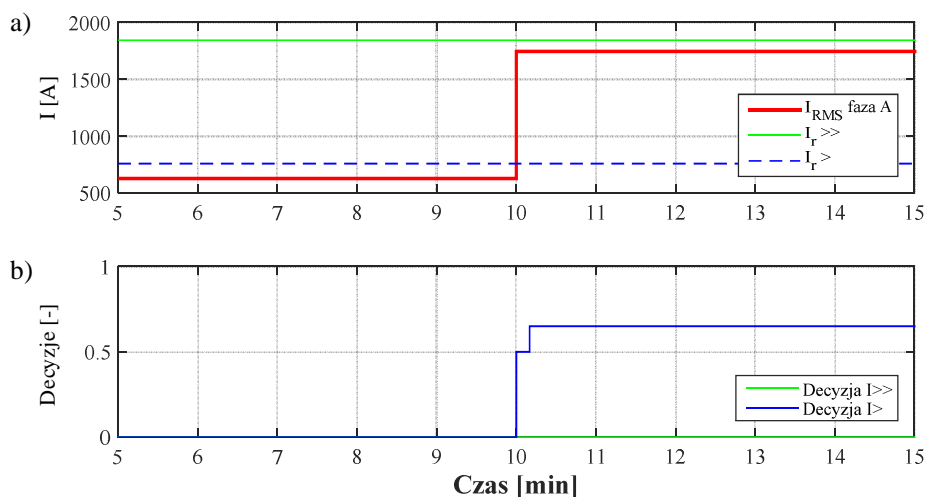
Ciężko w opisanej powyżej sytuacji mówić o możliwości podjęcia ewentualnych działań przez operatora, ze względu na znikoma ilość dostępnego czasu (od niewiele ponad minuty do około 5 minut – w zależności od zastosowanego przewodu). Można jednak sobie wyobrazić sytuację, w której spośród dwóch mocno przeciążonych linii równoległych, jedna jest wyłączona ze względu na zwarcie przemijające, zatem druga z nich zostanie przeciążona jeszcze bardziej, tak jak w omawianym przypadku. Istnieje możliwość, że zadziałanie szybkiego lub powolnego SPZ pozwoli zatem na przywrócenie do pracy wyłączonej linii, a obciążenie obu linii równoległych powróci do poprzedniego poziomu, nie stwarzając dalszego zagrożenia dla pracy linii.

7.3.2. Poprawa współpracy zabezpieczeń nadprądowych

Jednym z podstawowych zadań zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego jest wspieranie zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego. Ponieważ zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne charakteryzuje się długimi czasami zadziałania w przypadku największych wartości prądów zwarciovych (w pobliżu źródła), zasadne jest zastosowanie zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego jako zabezpieczenia działającego bez zwłoki czasowej, co pozwala na znacznie szybsze wyłączenia linii.

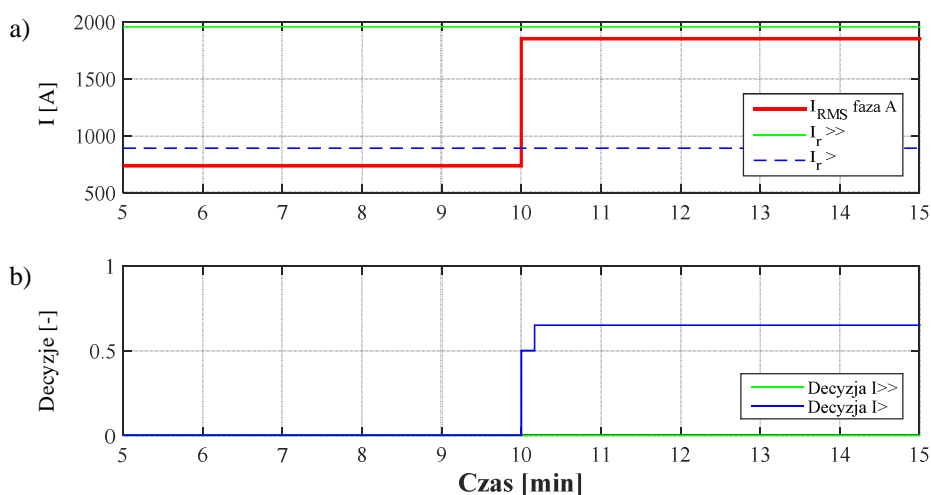
Ze względu na sposób wyznaczania nastawy rozruchowej zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego – zgodnie z zależnością (7.3), która uwzględniać musi zarówno błędy przekładników prądowych, jak również wpływ składowej nieokresowej prądu zwarciovego (poprzez współczynnik bezpieczeństwa k_b), następuje skracanie zasięgu jego zadziałania. Zatem zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne może wspierać zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne tylko na określonym odcinku linii. Zasięg zabezpieczenia bezzwłocznego zależy zarówno od impedancji źródła, jak i od samej impedancji linii.

W rozpatrywanym przypadku linii 110 kV o długości 100 km zasięg zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego, dla którego prąd zwarcia trójfazowego będzie równy nastawie rozruchowej I_r , wynosi 75,8 km czyli 75,8% długości linii. Dla pozostałej części linii nie jest możliwe zapewnienie wsparcia zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego z wykorzystaniem poprawnie nastawionego zabezpieczenia bezzwłocznego.

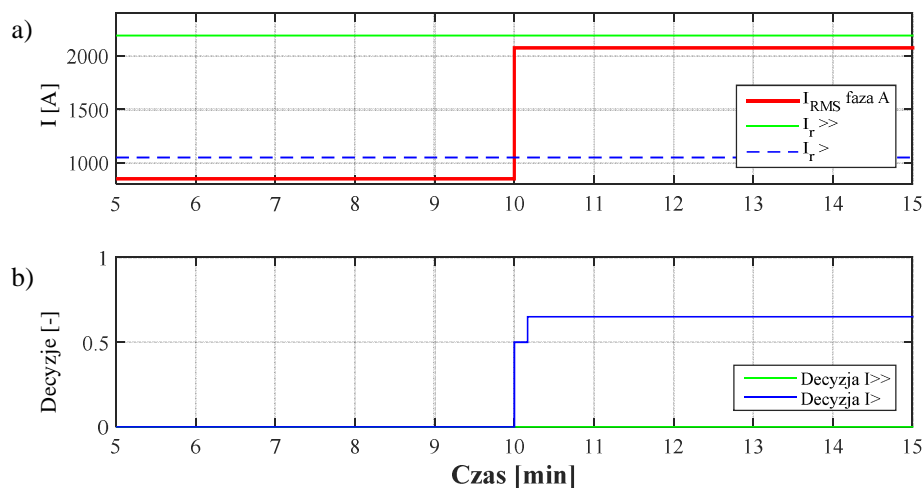


Rys. 7.17. Przebiegi w trakcie zwarcia trójfazowego w 80 km linii, a) wartości skuteczne prądu, b) zadziałanie zabezpieczeń, dla przewodu AFL-6 185.

Na rysunku 7.17 przedstawione zostały wartości skuteczne prądu oraz decyzje poszczególnych zabezpieczeń, dla zwarcia zlokalizowanego w 80 km linii. Na rysunku 7.17a można zauważyć, że tylko nastawa rozruchowa zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego została przekroczona i zgodnie z tym, na rysunku 7.17 b) widoczne jest pobudzenie zabezpieczenia zwłocznego w momencie wystąpienia zwarcia, oraz zadziałanie po upływie nastawionej zwłoki czasowej $\Delta t=10$ s. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne nie zadziało, ponieważ impedancja linii w tej odległości powoduje zbyt niskie wartości prądów zwarciovych w stosunku do nastawy rozruchowej zabezpieczenia.



Rys. 7.18. Przebiegi w trakcie zwarcia trójfazowego w 80 km linii, a) wartości skuteczne prądu, b) zadziałanie zabezpieczeń, dla przewodu AFL-6 240.



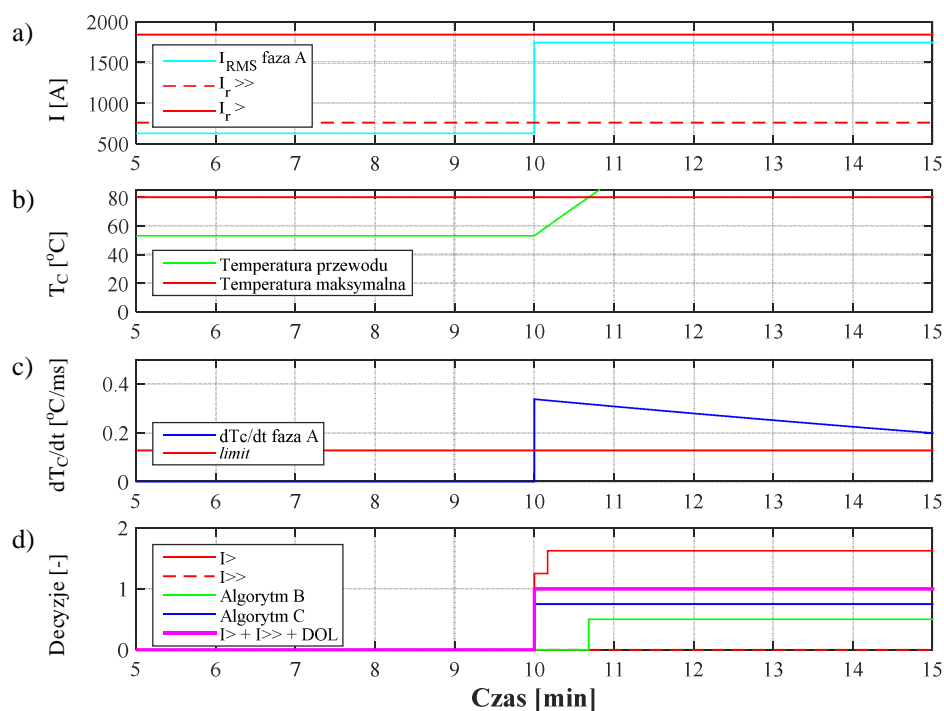
Rys. 7.19. Przebiegi w trakcie zwarcia trójfazowego w 80 km linii, a) wartości skuteczne prądu, b) zadziałanie zabezpieczeń, dla przewodu AFL-6 300.

Na rysunkach 7.18 i 7.19 została przedstawiona sytuacja tożsama z powyższą, dla przewodów AFL-6 240 i AFL-6 300. W obu przypadkach również tylko nastawa rozruchowa zabezpieczenia zwłocznego została przekroczona, powodując zadziałanie tego zabezpieczenia. Wartości prądów nie przekroczyły wartości rozruchowej zabezpieczenia bezzwłocznego.

Rysunki 7.17, 7.18 i 7.19 ilustrują sytuację, w której nie jest możliwe wsparcie zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego przy pomocy zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego dla całej długości linii, niezależnie od zastosowanych do konstrukcji linii przewodów typu AFL-6.

W celu poprawy funkcji wspierania zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych przy pomocy zabezpieczeń nadprądowych bezzwłocznych zastosowano algorytmy dodatkowe oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii w obu zabezpieczeniach standardowych. Takie podejście zapewnia nie tylko lepsze zadziałanie każdego z zabezpieczeń osobno, ale również podwójnie zabezpiecza chronioną linię.

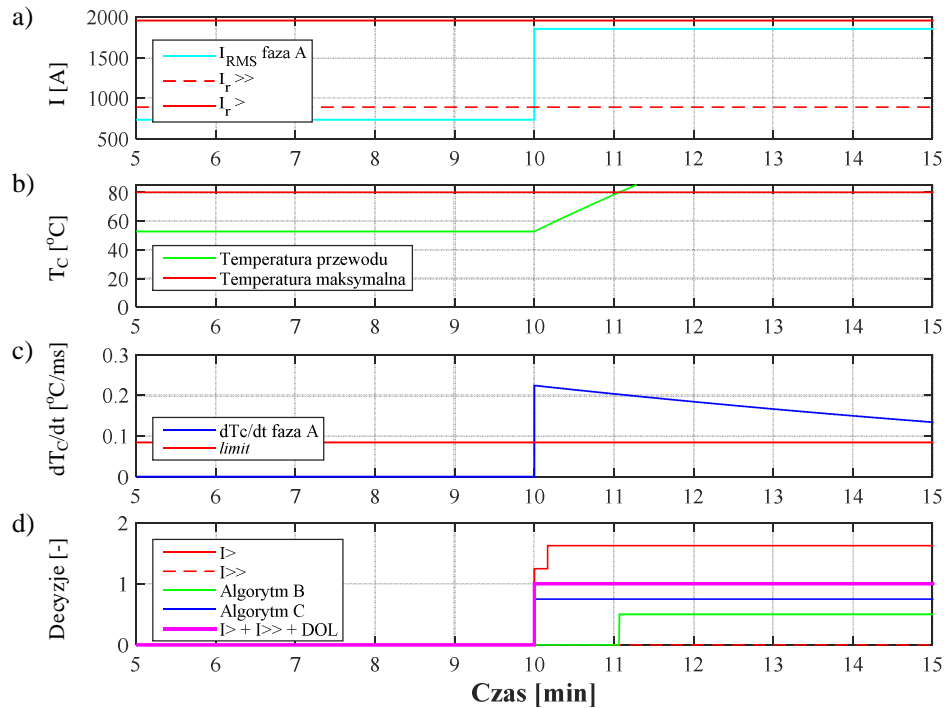
W celu weryfikacji działania algorytmów przedstawiono ponownie sytuację wystąpienia zwarcia trójfazowego w odległości 80 km od źródła, aby pokazać, iż z wykorzystaniem dodatkowych algorytmów w pełni chroniona jest cała linia z jednoczesnym zapewnieniem jak najkrótszych czasów zadziałania zabezpieczeń. Takie podejście pozwala na uniknięcia sytuacji, w której prądy zwarciove na końcu linii utrzymywane są przez cały okres wynikający z opóźnienia zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego.



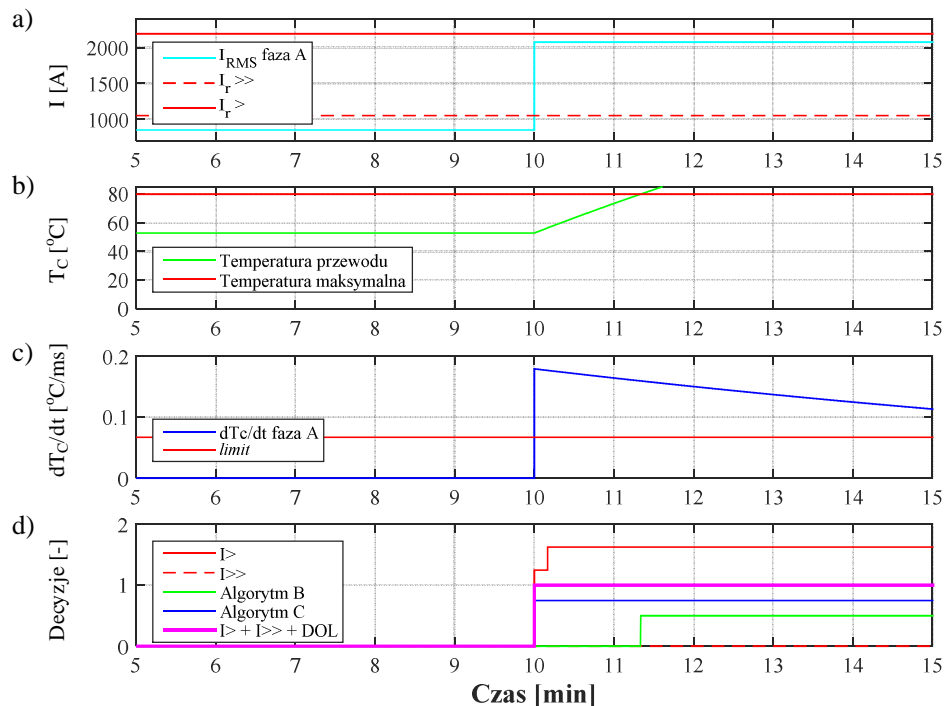
Rys. 7.20. Przebiegi w trakcie zwarcia trójfazowego w 80 km linii, a) wartości skuteczne prądu fazy A, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie zabezpieczeń nadprądowych oraz zestawu zabezpieczeń z algorytmami DOL (AFL-6 185).

W trakcie wystąpienia zwarcia w 80 km linii, dla przewodu AFL-6 185, zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne zostało pobudzone w momencie wystąpienia zwarcia, tak jak i przekroczone została wartość progowa tempa przyrostu temperatury (Rys. 7.20c), co spowodowało zadziałanie zespołu zabezpieczeń wspartego algorytmami DOL (Rys. 7.20d), bez zbędnej zwłoki czasowej. Zabezpieczenie bezzwłoczne nie zadziało.

Sytuacja analogiczna z powyższą miała również miejsce dla przewodów AFL-6 240 i AFL-6 300 (Rys. 7.21 i 7.22). W obu przypadkach w wyniku sytuacji zwarciowej pobudzone zostały zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne oraz przekroczone została wartość progowa tempa przyrostu temperatury przewodu, co spowodowało zadziałanie algorytmu C (Rys. 7.21c i 7.22c). W wyniku jednoczesnego pobudzenia zabezpieczenia zwłocznego oraz algorytmu C nastąpiło zadziałanie zespołu zabezpieczeń wspartych algorytmami DOL, a zespół zabezpieczeń standardowych zadziałałby dopiero po ustalonej zwłoce czasowej ($\Delta t=10$ s). Również i w tych przypadkach (Rys. 7.21d i 7.22d), zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne nie zadziało, ze względu na zbyt niską wartość prądów zwarciowych.



Rys. 7.21. Przebiegi w trakcie zwarcia trójfazowego w 80 km linii, a) wartości skuteczne prądu fazy A, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie zabezpieczeń nadprądowych oraz zestawu zabezpieczeń z algorytmami DOL (AFL-6 240).

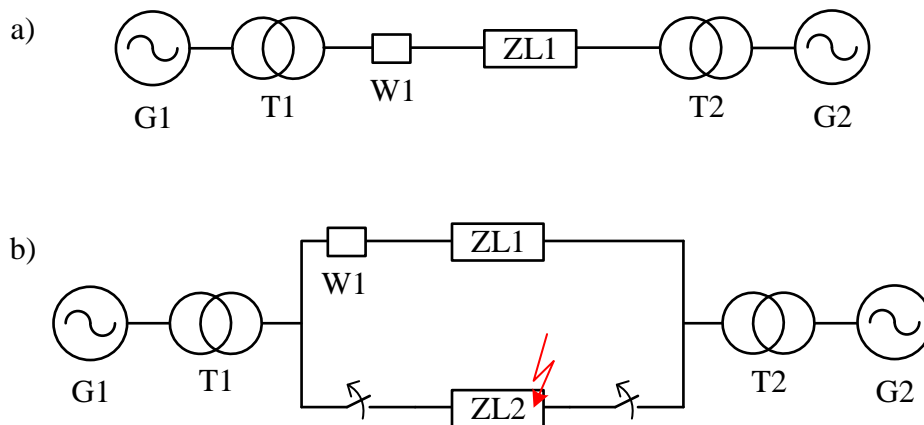


Rys. 7.22. Przebiegi w trakcie zwarcia trójfazowego w 80 km linii, a) wartości skuteczne prądu fazy A, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) zadziałanie zabezpieczeń nadprądowych oraz zestawu zabezpieczeń z algorytmami DOL (AFL-6 300).

Na podstawie analizy rysunków: 7.20, 7.21 i 7.22 można stwierdzić, że zasadne jest stosowanie zespołu zabezpieczeń nadprądowego zwłocznego i bezzwłocznego wspartego dodatkowymi algorytmami opartymi na Dynamicznej Obciążalności Linii, ponieważ zapewnia to pełną ochronę linii oraz skraca czas zadziałania tego zespołu zabezpieczeń.

7.4. Zabezpieczenie odległościowe z algorytmem wspomagającym

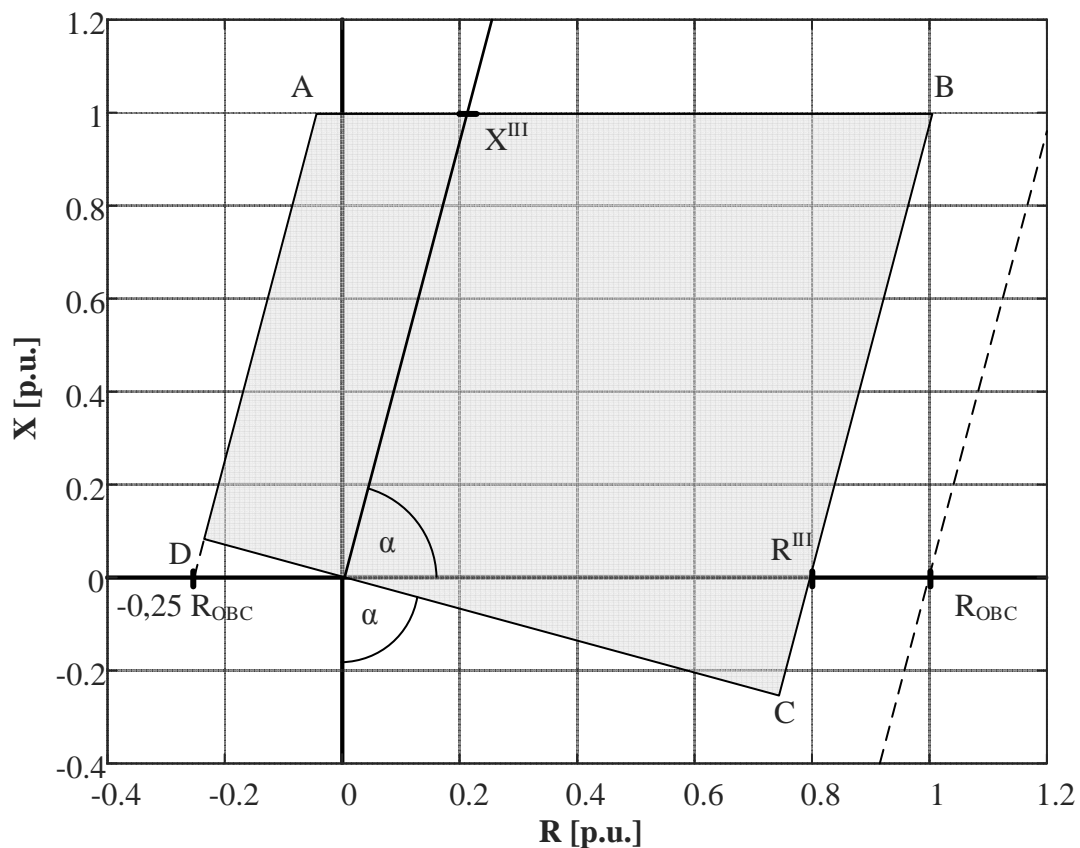
Działanie zabezpieczenia odległościowego analizowane było na podstawie modeli w środowisku Matlab i ATP-EMTP. Wyniki analiz przedstawiają porównanie standardowego zabezpieczenia odległościowego oraz zabezpieczenia z zastosowaniem algorytmów wspierających, opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii, w trakcie wysokich przeciążeń oraz kołysań mocy. Do testowania zabezpieczenia odległościowego posłużyły dwa układy: układ dwustronnie zasilanej linii przesyłowej 110kV – dla analizy sytuacji przeciążeniowych (Rys. 7.23a) oraz układ dwustronnie zasilanej linii równoległej ze źródłem G1 w postaci generatora synchronicznego – dla analizy kołysań mocy (Rys. 7.23b). W celu analizy kołysań mocy symulowano wyłączenie jednego z dwóch torów linii równoległej spowodowane zwarcie w tym torze.



Rys. 7.23. Schematy liniowe modeli do badania zabezpieczenia odległościowego w trakcie: a) wysokich przeciążeń, b) kołysań mocy.

Podstawowym problemem związanym działaniem standardowego zabezpieczenia odległościowego jest brak zdolności rozróżniania pomiędzy stanem awaryjnym (zwarciovym), a stanem przeciążeniowym charakteryzującym się wartością prądu powyżej wartości wynikającej z nastawy rozruchowej. Aby usprawnić możliwości rozróżniania oraz umożliwić pracę linii przesyłowej w trakcie wysokich obciążeń zastosowano algorytmy wspierające oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii przedstawione w rozdziale 6.

W przypadku zabezpieczenia odległościowego należy zwrócić uwagę na to, że o ile w przypadku pierwszej i drugiej strefy zabezpieczenie nie ma problemów z rozróżnianiem sytuacji zwarciowej od bezpiecznej pracy linii, o tyle problem występuje w przypadku trzeciej strefy. Szczególnie jest to widoczne w przypadku układu, w którym w chronionym układzie znajdują się dodatkowe źródła energii, co powoduje konieczność uwzględniania prądów podparcia w trakcie wyznaczania zasięgu charakterystyki trzeciej strefy dla linii 220 kV i 400 kV (szczegółowy opis zjawiska podparcia znajduje się w rozdziale 5.3 pracy).



Rys. 7.24. Charakterystyka poligonalna trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego.

Na rysunku 7.24 przedstawiono na układzie współrzędnych zespolonych charakterystykę trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego. Jako wartości bazowe służące do przedstawiania wartości *per unit* przyjęto: dla reaktancji – zasięg reaktancyjny trzeciej strefy (X^{III}) obliczany zgodnie z zależnością (7.4), dla rezystancji – wartość rezystancji obciążenia (R_{OBC}) wyznaczanej na podstawie zależności (7.5):

$$X^{III} = 1,5(X_{AB} + X_{BC}) \quad (7.4)$$

$$R_{OBC} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} I_{\max}} \quad (7.5)$$

Wyznaczając poszczególne odcinki ograniczające obszar trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego (Rys. 7.24) uwzględniono wartość kąta linii $\alpha = 75^\circ$. Wartość ta została przyjęta, jako popularnie występująca wśród domyślnych nastaw zabezpieczeń odległościowych linii 110 kV i jest stosowana między innymi w zabezpieczeniach: **REL 511** firmy ABB, **MICOM P435** firmy Schneider Electric oraz **ZCS-4E** firmy Computer & Controls). Odcinek AB odpowiada wartości zasięgu reaktancyjnego X^{III} wyznaczonego zgodnie z zależnością (7.4), odcinek BC, zgodny z kątem linii (α), wyznaczony na podstawie zasięgu rezystancyjnego wyznaczonego zgodnie z zależnością (7.6) mającą na celu odstrojenie zasięgu trzeciej strefy zabezpieczenia od występujących przeciążeń [60]:

$$R^{III} = 0,8 \cdot R_{OBC} \quad (7.6)$$

Odcinek CD przecina początek układu współrzędnych pod kątem $90-\alpha$, aż do przecięcia się z odcinkiem DA wyznaczonym konstrukcyjnie przy pomocy prostej przecinającej pod kątem α oś odciętych dla wartości $-0,25 \cdot R_{OBC}$ [60].

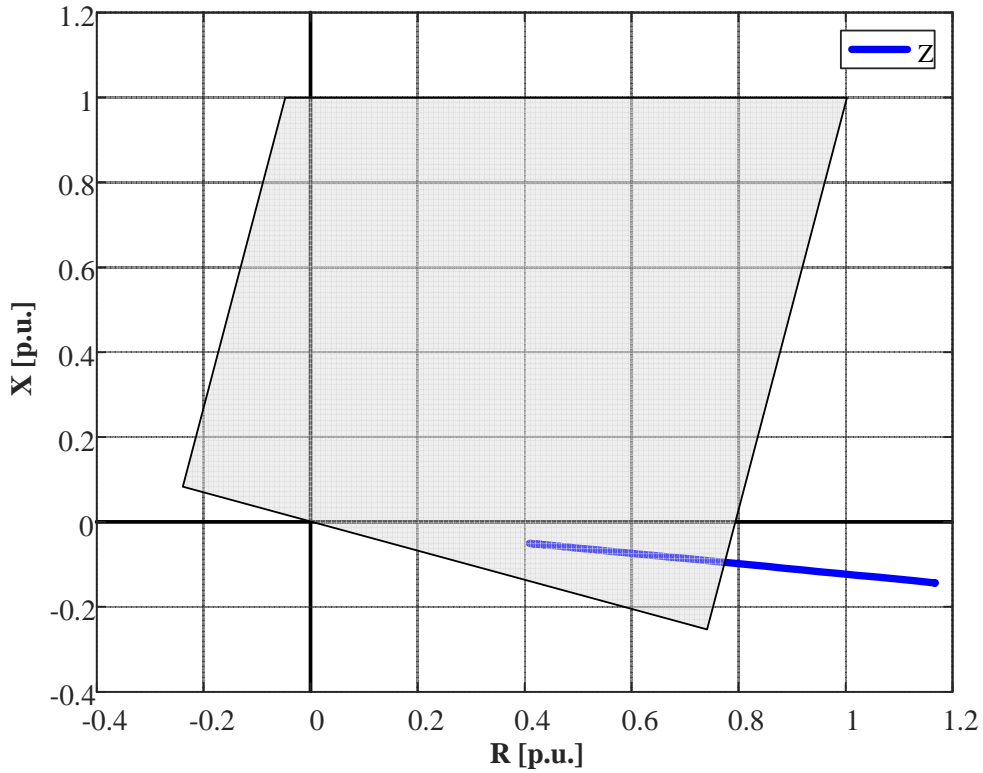
Ponieważ, zgodnie z ideą pracy, rozpatrywane są sytuacje przeciążeniowe oraz kołysania mocy, charakterystyka zawiera tylko część do przodu, bez często stosowanej części wstecznej.

7.4.1. Wstrzymanie zadziałania zabezpieczenia w trakcie przeciążeń

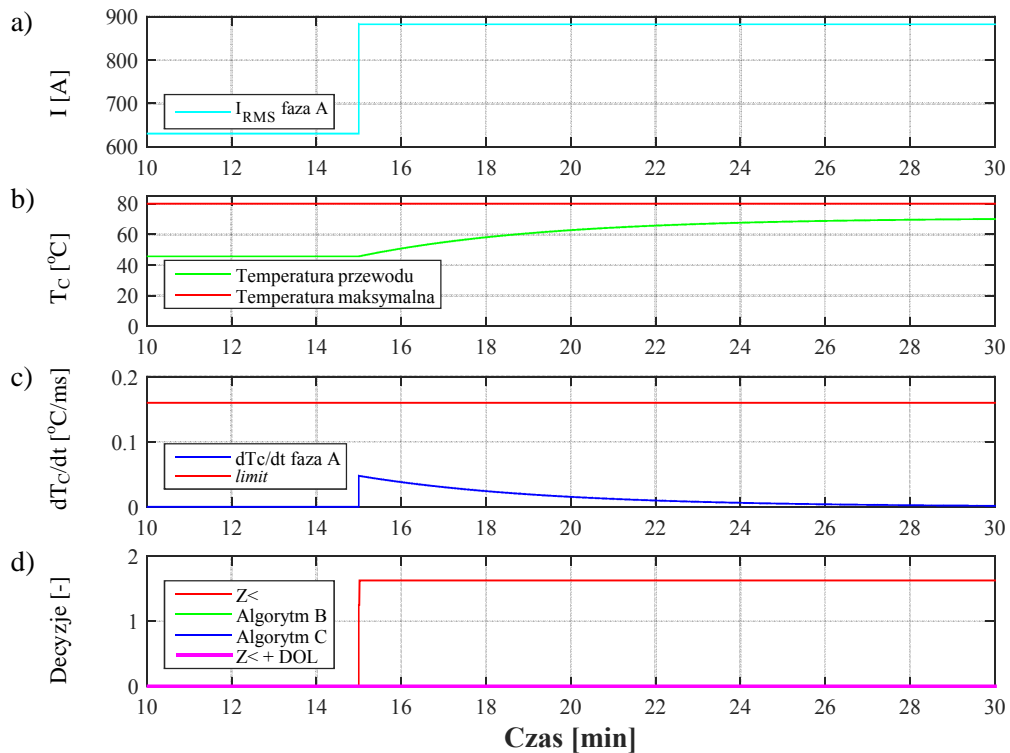
Pomimo tego, że w trakcie projektowania charakterystyki trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego mającego chronić układ linii o napięciu znamionowym 110 kV nie należy brać pod uwagę wpływu podparcia prądu zwarciovego [60], to jednak sposób wyznaczania zasięgu rezystancyjnego trzeciej strefy, sam w sobie wyklucza możliwość przeciążenia linii powyżej wartości wynikającej z połączenia zależności (7.5) oraz.

W celu zapewnienia ciągłości pracy linii, również w przypadku wystąpienia przeciążeń powyżej wartości $1,2I_n$, kiedy jest to możliwe dzięki dostatecznie dobrym warunkom chłodzenia przewodów, zastosowano omawiane wcześniej oparte na Dynamicznej Obciążalności Linii algorytmy A i B, jako algorytmy wspierające standardowe zabezpieczenie odległościowe.

W tej części pracy przedstawione zostaną wyniki analiz działania standardowego zabezpieczenia odległościowego oraz zabezpieczenia wspartego przez algorytmy dodatkowe oparte na DOL.



Rys. 7.25. Trzecia strefa zabezpieczenia odległościowego oraz trajektoria impedancji w trakcie przeciążenia, dla przewodu AFL-6 185.



Rys. 7.26. a) Wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) wartość tempa przyrostu temperatury przewodu, d) decyzje poszczególnych algorytmów, dla przewodu AFL-6 185.

Na rysunku 7.25 wyraźnie widać, że trajektoria impedancji widzianej przez zabezpieczenie odległościowe dla przewodu AFL-6 185, w trakcie zmiany obciążenia z wartości znamionowej (według zimowych limitów obciążeń) do wartości $1,4I_n$, wkroczyła w obszar zadziałania trzeciej strefy, pobudzając zabezpieczenie i powodując jego zadziałanie po nastawionej zwłoce czasowej.

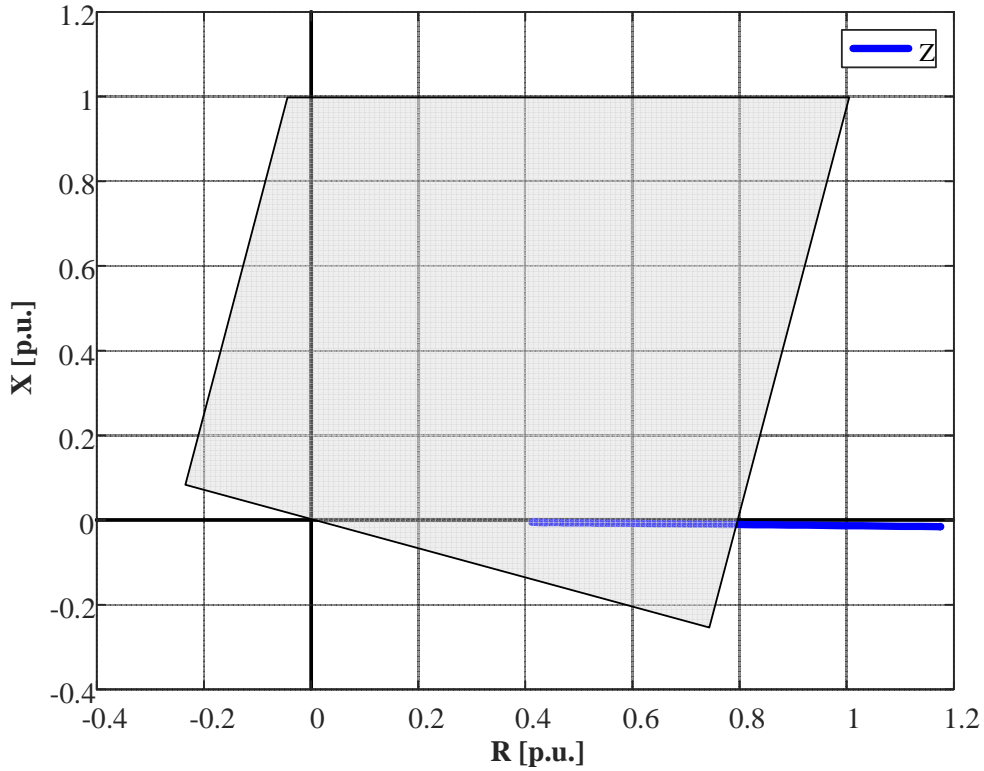
Biorąc pod uwagę rozpatrywane w pracy sytuacje przeciążeń, nie ma znaczenia jak długa jest zwłoka czasowa zadziałania trzeciej strefy zabezpieczenia, o ile wektor impedancji pozostanie w obszarze zadziałania wystarczająco długo, aby wyzwolić zadziałanie zabezpieczenia. Ponieważ jednak prezentowane sytuacje przeciążeniowe są długotrwałe, każda nastawa opóźnienia przyjęta zgodnie z zasadami określonymi w [60], mówiącymi, że zwłoka czasowa zadziałania trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego nie powinna być dłuższa niż 3 sekundy, a w wyjątkowych sytuacjach nie powinna przekraczać 5 sekund, to każda z tych wartości zostałaby przekroczona i zabezpieczenie z pewnością by zadziało.

Na potrzeby przedstawienia wyników przyjęto zwłokę czasową zadziałania trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego $\Delta t_3=1$ s.

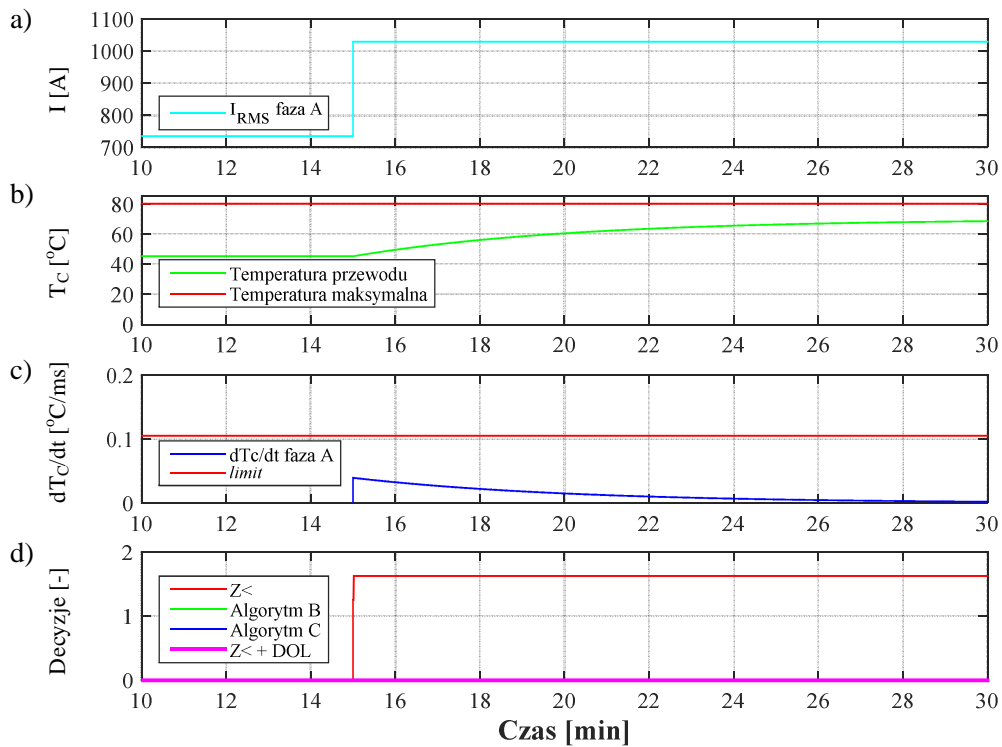
Rysunek 7.26a przedstawia zmiany wartości skutecznego prądu obciążenia fazy A przed (I_n) i w trakcie przeciążenia ($1,4I_n$) oraz odpowiadający tym zmianom wzrost temperatury przewodu, bez przekroczenia wartości temperatury maksymalnej (Rys. 7.26b), oraz tempo przyrostu temperatury przewodu, również bez przekroczenia wartości progowej *limit* (Rys. 7.26c).

Na rysunku 7.26d przedstawione zostały decyzje poszczególnych algorytmów odpowiadające przedstawionej powyżej sytuacji. Można łatwo zauważyć, iż żaden z algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii nie został pobudzony, w przeciwieństwie do standardowego zabezpieczenia odległościowego, zatem zabezpieczenie odległościowe wsparte nowymi algorytmami, zgodnie z logiką przedstawioną na rysunku 6.23, również nie zadziało umożliwiając kontynuację przeciążenia jako sytuacji bezpiecznej dla pracy linii przesyłowej.

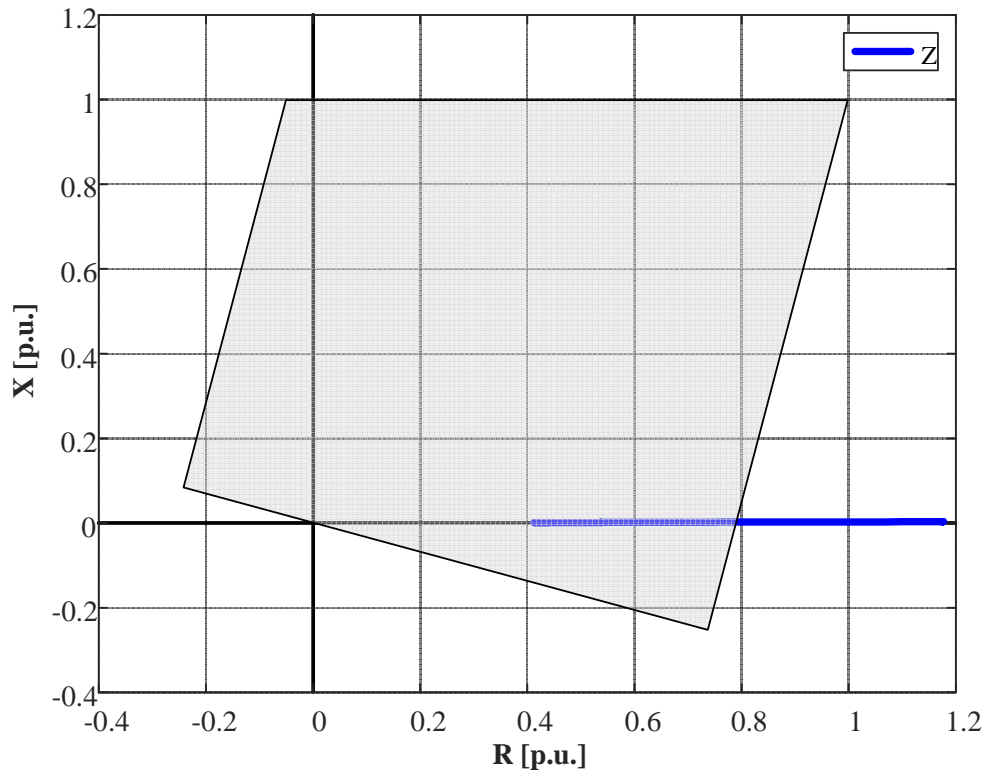
Rysunki 7.27 i 7.29 przedstawiają trajektorie impedancji widzianej przez zabezpieczenie odległościowe dla linii wykonanej odpowiednio z przewodów: AFL-6 240 i AFL-6 300, w trakcie sytuacji analogicznej z powyższą, z uwzględnieniem wartości znamionowych prądów poszczególnych przewodów.



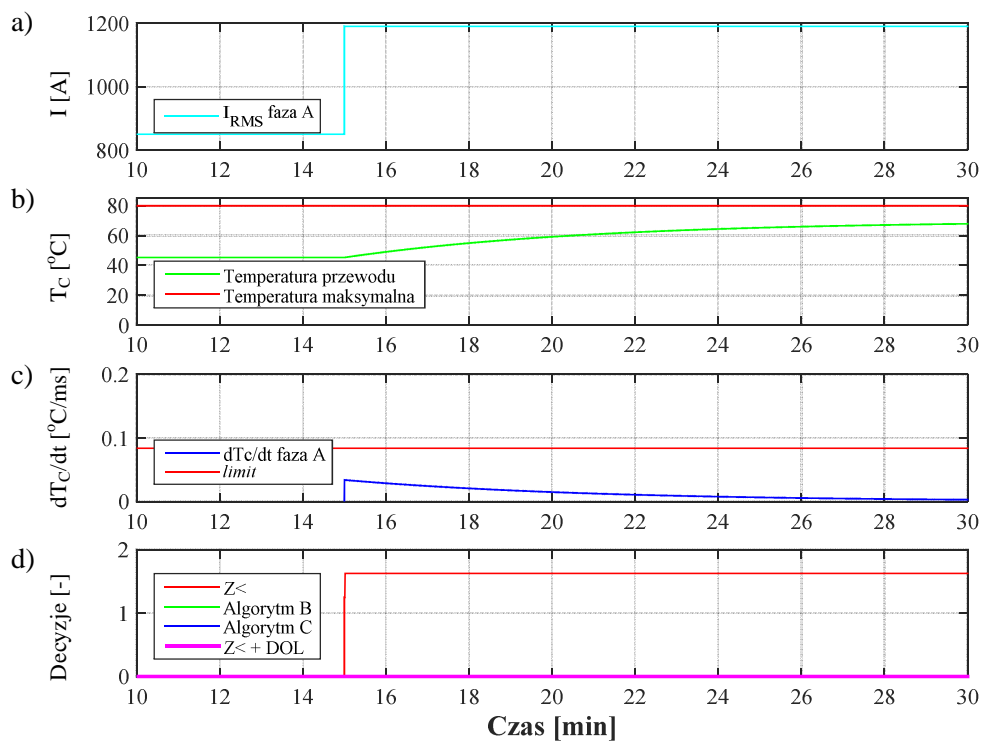
Rys. 7.27. Trzecia strefa zabezpieczenia odległościowego oraz trajektoria impedancji w trakcie przeciążenia przewodu AFL-6 240.



Rys. 7.28. a) Wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) wartość tempa przyrostu temperatury przewodu, d) decyzje poszczególnych algorytmów, dla przewodu AFL-6 240.



Rys. 7.29. Trzecia strefa zabezpieczenia odległościowego oraz trajektoria impedancji w trakcie przeciążenia przewodu AFL-6 300.



Rys. 7.30. a) wartości skuteczne prądu, b) temperatura przewodu, c) wartość tempa przyrostu temperatury przewodu, d) decyzje poszczególnych algorytmów, dla przewodu AFL-6 300.

Na rysunkach 7.28 i 7.30 przedstawione zostały przebiegi wartości skutecznych prądu obciążenia fazy A odpowiadające zmianom prądów obciążenia z wartości znamionowych (I_n) do wartości $1,4I_n$ w trakcie przeciążenia oraz odpowiadające tym zmianom: wzrost temperatury przewodu, bez przekroczenia wartości temperatury maksymalnej (Rys. 7.28b i 7.30b), tempo przyrostu temperatury przewodu, również bez przekroczenia wartości progowej *limit* (Rys. 7.28c i 7.30c).

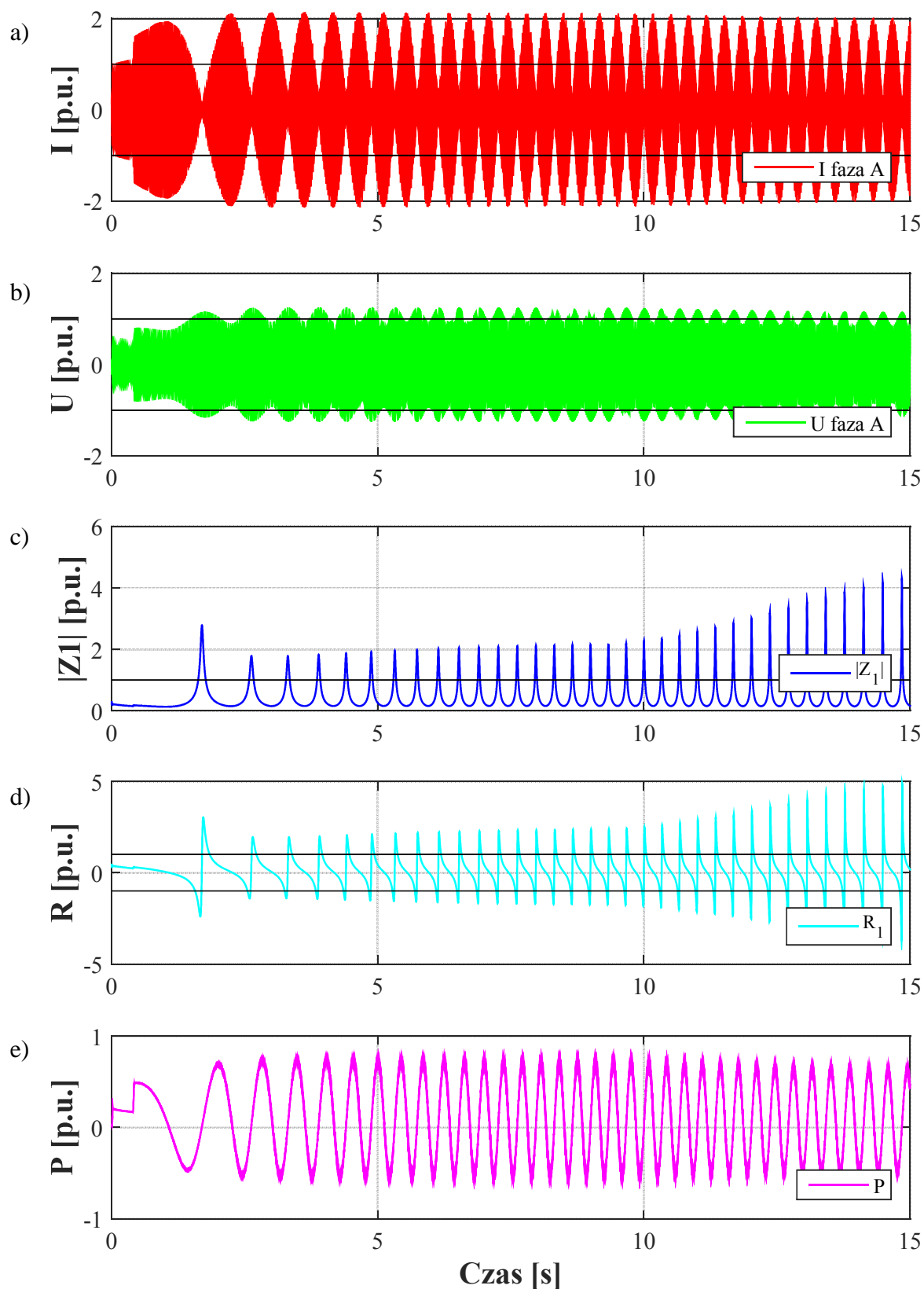
Na podstawie rysunków 7.28d i 7.30d można zauważyć, że w obu przypadkach, żaden z dodatkowych algorytmów opartych na DOL nie został pobudzony w wyniku zmiany obciążenia, tak jak i zabezpieczenie odległościowe wsparte przez algorytmy A i B. Standardowe zabezpieczenie odległościowe zostało pobudzone i zadziało po ustalonej zwłoce czasowej, powodując niepotrzebne wyłączenie linii.

7.4.2. Wstrzymanie zadziałania zabezpieczenia w trakcie kołysań mocy

Zadziałanie zabezpieczenia odległościowego w trakcie kołysań mocy na skutek pobudzenia trzeciej strefy w wyniku przejścia wektora impedancji przez obszar zadziałania stanowi poważny problem. Jest to częste zjawisko biorące szczególny udział w rozwoju awarii wielkoobszarowych (przykłady udziału zabezpieczeń odległościowych w rozwoju blackoutów zawarte zostały w rozdziale 3.1 pracy).

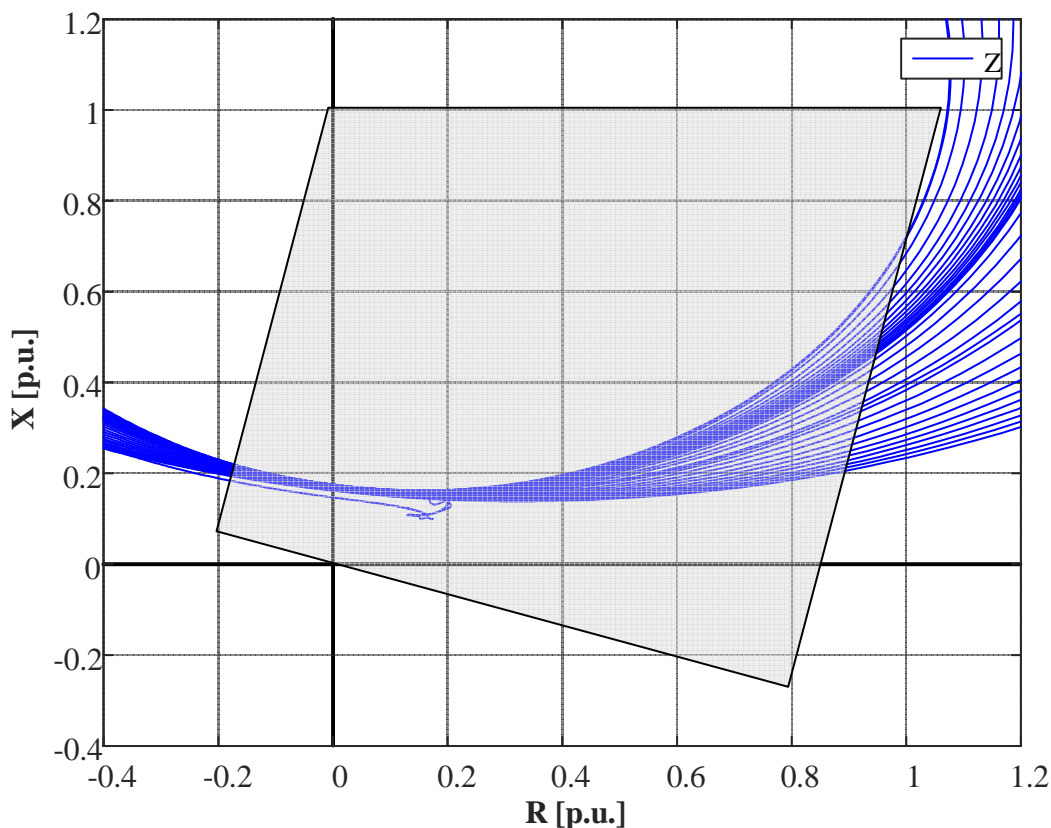
Większość obecnie produkowanych zabezpieczeń odległościowych posiada różnego rodzaju algorytmy blokowania zadziałania zabezpieczenia w trakcie kołysania mocy, jednak częstość ich udziału w rozwoju awarii wielkoobszarowych, pozwala sądzić, że nie sprawdzają się one w każdym przypadku. Ponadto obecnie dla sieci o poziomie napięć 110 kV, nie ma obowiązku stosowania blokad przeciwkołysaniowych [60], co jest dodatkowym przyczynkiem dla opracowania i stosowania odpowiednich algorytmów wspierających zabezpieczenie odległościowe.

Na potrzeby analizy porównawczej działania standardowego zabezpieczenia odległościowego oraz zabezpieczenia wspartego poprzez wykorzystanie algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii, w trakcie kołysania mocy, przyjęto zwłokę czasową wyzwolenia trzeciej strefy $\Delta t_3=0,6$ s, co jest wartością zgodną z ogólnymi zasadami doboru nastaw zabezpieczeń zawartych w [60] oraz stanowi domyślną wartość nastawy Δt_3 w zabezpieczeniu odległościowym 7SA522 firmy Siemens [70].



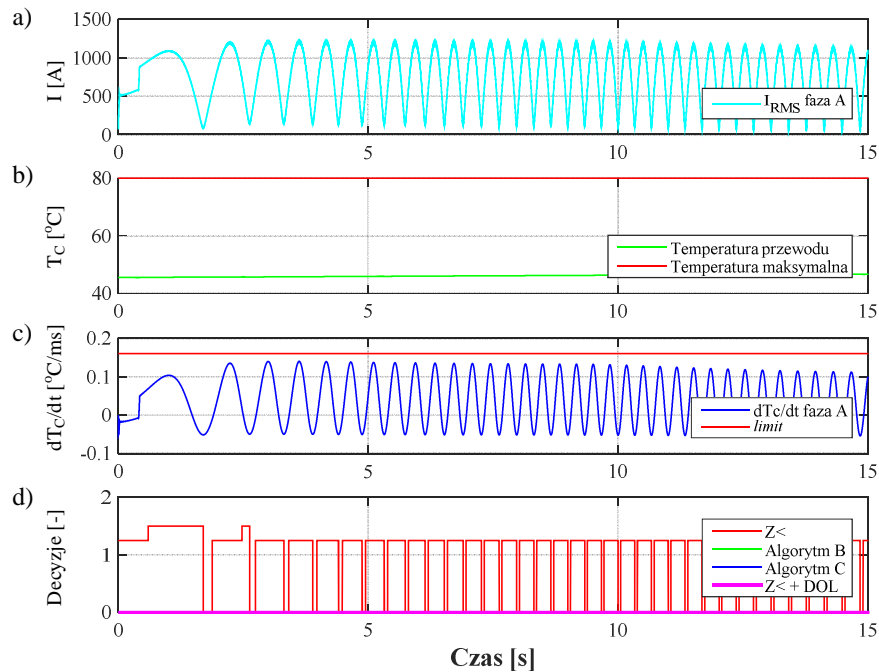
Rys. 7.31. Przebiegi w trakcie asynchronicznego kołysania mocy, a) prąd fazy A, b) napięcie fazy A, c) moduł impedancji składowej zgodnej, d) rezystancja, e) moc czynna.

Rysunek 7.31 przedstawia uzyskane z symulacji wybranej sytuacji zwarciowej (z użyciem programu ATP-EMTP), charakterystyczne dla asynchronicznych kołysań mocy przebiegi prądów, napięć, modułu impedancji i rezystancji widzianej przez zabezpieczenie odległościowe oraz mocy czynnej wynikającej z poziomów prądów i napięć linii przesyłowej. Poszczególne wielkości zostały przedstawione w jednostkach per unit, tak aby mogły odnosić się do wszystkich analizowanych przewodów bez konieczności powtarzania rysunków. Jako bazowe wartości przyjęte zostały: prąd znamionowy obciążenia przewodów według obciążalności zimowej, napięcie znamionowe sieci (110 kV), wartość reaktancji odpowiadająca zasięgowi reaktancyjnemu trzeciej strefy (wyznaczona z zależności (7.4)), wartość rezystancji odpowiadająca zasięgowi rezystancyjnemu trzeciej strefy (wyznaczona na podstawie zależności (7.5)), wartość mocy czynnej wynikająca z poziomu napięcia sieci i wartości prądu znamionowego dla obciążalności zimowej. Ze względu na niewielkie różnice wynikające z różnicy stosunku rezystancji do reaktancji linii skonstruowanych z użyciem różnych przewodów oraz ze względu na konieczność doboru charakterystyki trzeciej strefy osobno dla każdego przewodu, można przyjąć, że różnice te są pomijalnie małe, a taki sposób prezentowania wyników jest jak najbardziej poprawny.

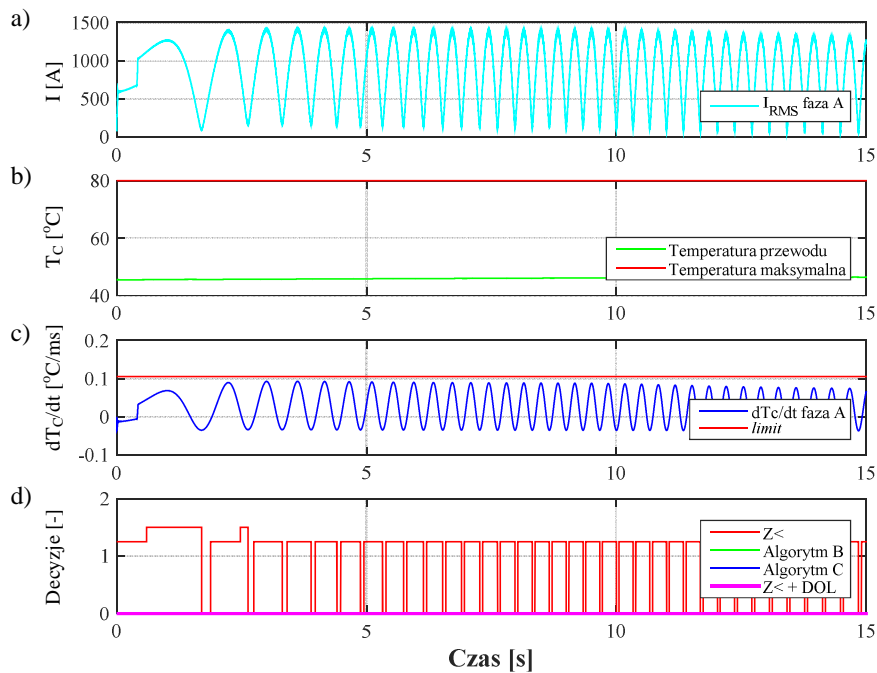


Rys. 7.32. Charakterystyka trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego oraz trajektoria impedancji w trakcie kołysania mocy.

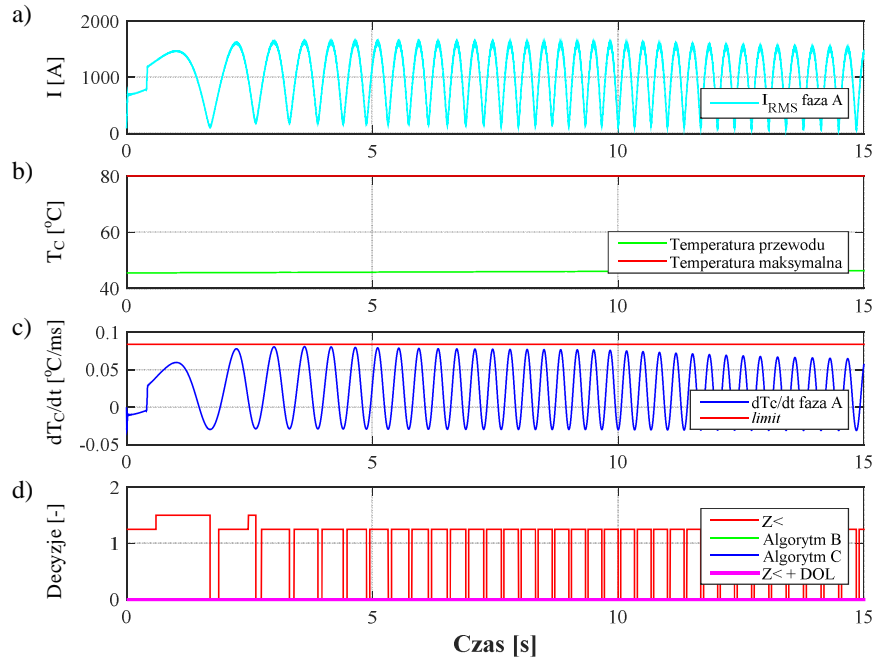
Na rysunku 7.32 przedstawiony został obszar trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego wraz z trajekcją mierzonej impedancji. Na rysunku można zauważyć, że wektor impedancji widziany przez zabezpieczenie odległościowe wielokrotnie wkroczył w obszar zadziałania powodując pobudzenie zabezpieczenia.



Rys. 7.33. Przebiegi w trakcie asynchronicznego kołysania mocy a) wartość skuteczna prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) decyzje poszczególnych algorytmów. Przewód AFL-6 185.



Rys. 7.34. Przebiegi w trakcie asynchronicznego kołysania mocy a) wartość skuteczna prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) decyzje poszczególnych algorytmów. Przewód AFL-6 240.



Rys. 7.35. Przebiegi w trakcie asynchronicznego kołysania mocy a) wartość skuteczna prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) decyzje poszczególnych algorytmów. Przewód AFL-6 300.

Dla wszystkich rozpatrywanych przewodów typu AFL-6 (185, 240 i 300) na rysunkach 7.33, 7.34 i 7.35 przedstawiono: a) wartości skuteczne prądów fazy A w trakcie kołysania mocy, b) odpowiadające im wartości temperatury przewodu, c) wartości tempa przyrostu temperatury oraz d) decyzje poszczególnych algorytmów.

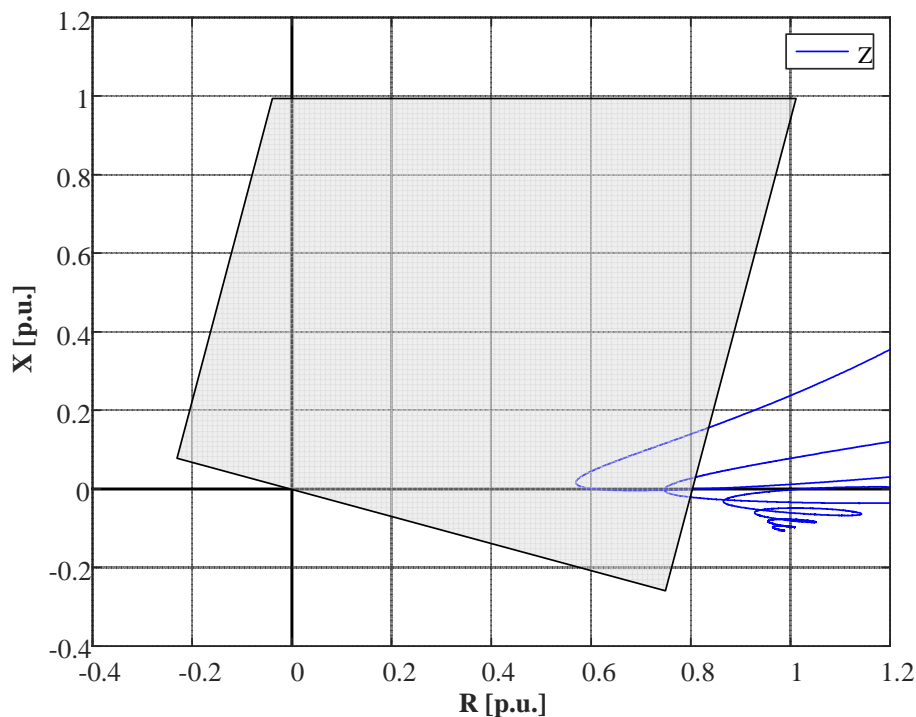
Na rysunkach 7.33, 7.34 i 7.35 d w trakcie dwóch pierwszych przejść wektora impedancji przez charakterystykę, zadziałanie standardowego zabezpieczenia odległościowego zostało przedstawione dwustopniowo. Niższa wartość (1,2) oznacza pobudzenia zabezpieczenia, a wyższa (1,5) oznacza zadziałanie zabezpieczenia w wyniku pozostawiania wektora impedancji w strefie zadziałania przez czas dłuższy niż przyjęta zwłoka czasowa.

Można również zauważyć, że dla wszystkich rozpatrywanych przewodów zadziałanie zabezpieczeń nastąpiło tylko dla dwóch pierwszych kołysań, ponieważ czas przejścia wektora impedancji dla pozostałych był zbyt krótki, aby je wyzwolić.

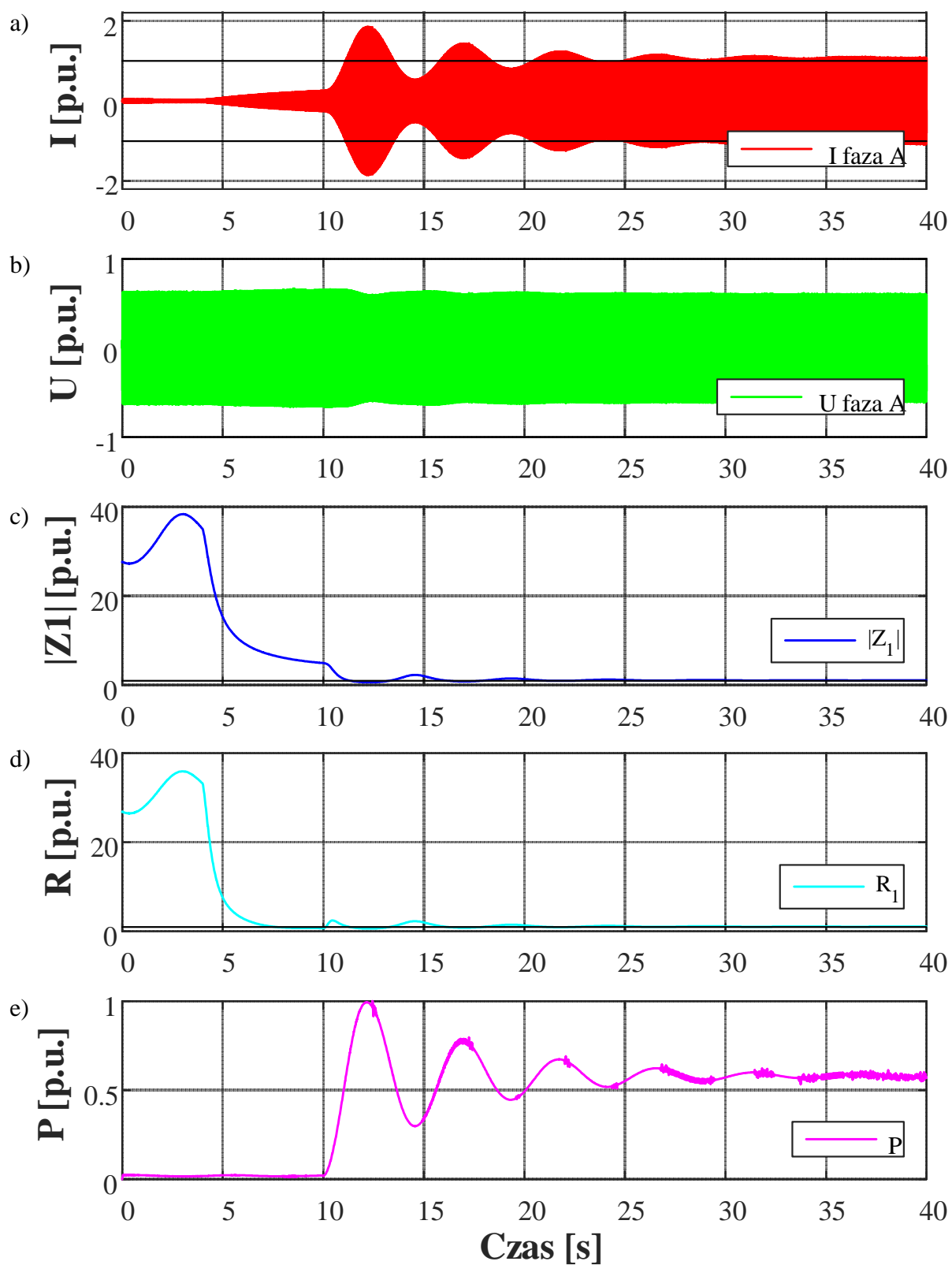
Podsumowując przedstawioną sytuację należy stwierdzić, że kołysania mocy doprowadziłyby do zadziałania standardowego zabezpieczenia odległościowego, a dzięki zastosowaniu dodatkowych algorytmów wspierających (A i B) zostały wstrzymane, co umożliwiłoby dalszą bezpieczną pracę linii, jeśli generator (ekwiwalent systemu) mógłby pozostać w synchronizmie z resztą systemu przez połączenie chronioną linią przesyłową. Inną sprawą jest, że w przedstawionym przypadku zabezpieczenia od pracy asynchronicznej /

poślizgu biegunów powinny wyłączyć generator po pierwszym lub kolejnym poślizgu. Nie jest natomiast zadaniem zabezpieczenia odległościowego linii podejmowania akcji w takiej sytuacji, co wyraźnie osiągnięto przez wprowadzenie algorytmów wspierających opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii.

Przedstawiane w pracy algorytmy mogą znaleźć zastosowanie nie tylko w sieciach 110 kV, ale również w sieciach o wyższych poziomach napięć. W celu przedstawienia działania algorytmów wspierających opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii dla linii 400 kV przedstawiono rzeczywistą sytuację wyłączenia linii 400 kV przez zabezpieczenie odległościowe w wyniku kołysania mocy, która miała miejsce w Czechach przy elektrowni szczytowo-pompowej Dlouhé Stráně. Prezentowane poniżej przebiegi prądów, napięć i impedancji są symulacją opartą na dokładnym modelu fragmentu systemu i zostały zweryfikowane z przebiegami pochodzącymi z rejestratorów zainstalowanych w rozdzielni transformatorowej wspomnianej wyżej elektrowni. Przebiegi te przedstawiają synchroniczne kołysanie mocy, które miało miejsce po skokowym zwiększeniu prądu wzbudzenia i skokowym zwiększeniu wymuszenia mechanicznego hydrogeneratora synchronicznego o mocy znamionowej $S_n=355$ MVA.



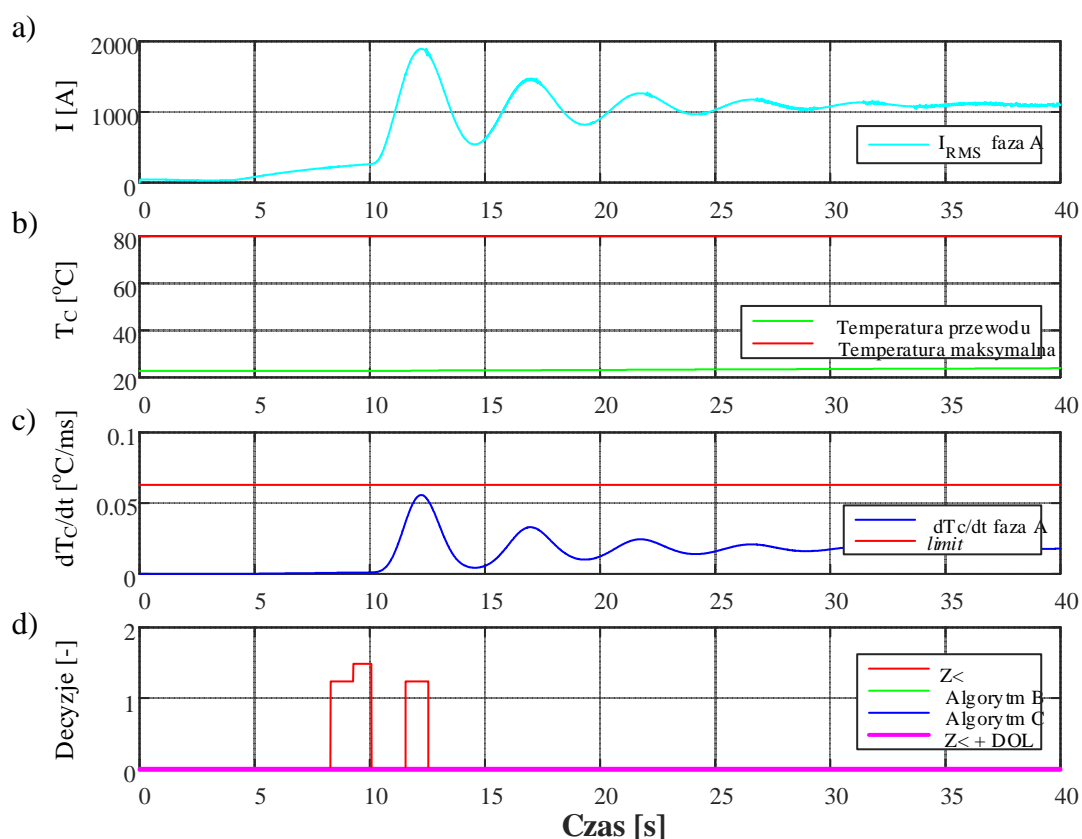
Rys. 7.36. Charakterystyka trzeciej strefa zabezpieczenia odległościowego oraz trajektoria impedancji w trakcie synchronicznego kołysania mocy.



Rys. 7.37. Przebiegi w trakcie synchronicznego kołysania mocy, a) prąd fazy A, b) napięcie fazy A, c) moduł impedancji składowej zgodnej, d) rezystancja, e) moc czynna.

Rysunek 7.36 przedstawia charakterystykę trzeciej strefy, część skierowaną w kierunku do przodu, zabezpieczenia MICOM P443 zainstalowanego w stacji transformatorowej w/w elektrowni oraz trajektorię impedancji zarejestrowaną w trakcie synchronicznego kołysania mocy. Zwłoka czasowa trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego wynosiła $\Delta t_3=1$ s. Z kolei na rysunku 7.37 przedstawiono kolejno: a) przebieg prądu, b) przebieg napięcia, c) moduł impedancji składowej zgodnej, d) rezystancję składową zgodną, e) moc czynną, odpowiadające zarejestrowanym przebiegom. Pokazana na obu rysunkach symulacja trwa dłużej niż sytuacja rzeczywista, gdzie wyłączenie linii nastąpiło w chwili zadziałania zabezpieczenia odległościowego.

Na potrzeby prezentowanej sytuacji, ze względu na fakt, iż w konstrukcjach linii 400 kV nie stosuje się żadnego z dotychczas prezentowanych przewodów, wprowadzono do rozważań przewód typu AFL-8 525. Znamionowa obciążalność tego przewodu dla letnich limitów obciążalności wynosi 1020 A. Wyznaczona, zgodnie z założeniami przyjętymi w rozdziale 6.3.1, wartość progowa *limit* dla tego przewodu wyniosła 0,063 °C/ms.



Rys. 7.38. Kołysanie mocy a) wartość skuteczna prądu, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury, d) decyzje poszczególnych algorytmów. Przewód AFL-6 300.

Na rysunku 7.38 przedstawione zostały: a) wartość skuteczna prądu w trakcie synchronicznego kołysania mocy, b) temperatura przewodu, c) tempo przyrostu temperatury przewodu oraz d) decyzje poszczególnych algorytmów wraz z decyzją zabezpieczenia P443.

W trakcie przedstawionej sytuacji, zabezpieczenie MICOM P443 zostało pobudzone w chwili 8,287 s, a zadziało, wyłączając linię w 9,287 s. Symulacja bazująca na zapisach rejestratorów umożliwia dalszą obserwację poszczególnych przebiegów i tak, na rysunku 7.38d. widać, że zabezpieczenie zostałoby pobudzone jeszcze raz. Niestety w sytuacji rzeczywistej zabezpieczenie linii zadziało, nie będąc zablokowanym przez blokadę antykołysaniową.

Zastosowanie dodatkowych algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii pozwoliłoby uniknąć zadziałania zabezpieczenia w tej sytuacji, ponieważ nie została przekroczona ani temperatura maksymalna, ani wartość progowa tempa przyrostu temperatury.

8. Podsumowanie i wnioski

Niniejsza praca doktorska dotyczy zastosowania techniki Dynamicznej Obciążalności Linii do poprawy pracy zabezpieczeń linii przesyłowych oraz zwiększeniu bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

We wstępie pracy zebrano i podsumowano wymagania dotyczące stosowania aparatury zabezpieczeniowej w systemach elektroenergetycznych wskazując jednocześnie na fakt, iż wprowadzając do zabezpieczeń elektroenergetycznych dodatkowe algorytmy należy pamiętać o zachowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa. Spełnione muszą być wymagania dotyczące selektywności, niezawodności, prędkości zadziałania oraz czułości zabezpieczeń. W dalszej części pracy starano się udowodnić, iż możliwa jest taka implementacja nowych algorytmów, opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii, która umożliwia spełnienie wszystkich tych warunków.

W trakcie przeprowadzonych w rozdziale 3 badań wskazano cechy wspólne dla rozwoju różnych awarii wielkoobszarowych, kładąc szczególny nacisk na najczęściej powtarzające się zdarzenia rozpoczynające awarię oraz towarzyszące jej rozwojowi. Wśród nich wyróżniono:

- przeciążenia – powodujące zbytnie nagrzewanie się przewodów, prowadzące w konsekwencji do zwarć doziemnych z udziałem drzew lub innych elementów znajdujących się pod linią, i / lub wyzwajające zabezpieczenia nadprądowe i odległościowe ze względu na zbyt wysokie wartości prądu;
- kołysania mocy – powodujące zadziałania zabezpieczeń odległościowych, ze względu na wkroczenie wektora impedancji widzianej przez zabezpieczenia do charakterystyki zadziałania trzeciej strefy;
- brak informacji o stanie pracy linii 110 kV – prowadzący do tego, że operator systemu nie będąc świadomym istniejących na liniach przeciążeń, nie miał możliwości podjęcia działań mających na celu ich odciążenie (problem ten został zauważony jako szczególnie istotny podczas awarii w Polsce).

Na podstawie analiz przedstawionych w rozdziale 4, porównując wyniki uzyskane z symulacji z wynikami z rzeczywistych pomiarów udowodniono, że użyte modele cieplne przewodów są poprawne. Uzyskane wyniki zostały następnie wykorzystane do opracowania procedury wyznaczania dopuszczalnej temperatury przewodów z użyciem obu rozważanych modeli.

Wskazano również, że zastosowanie algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii umożliwi monitorowanie termicznego stanu linii napowietrznych, pozwalając na pełne wykorzystanie ich możliwości przesyłowych. Jest to szczególnie istotne, biorąc pod uwagę, że powszechnie występujące warunki chłodzenia przewodów są lepsze niż te przyjęte na etapie projektowym.

Udowodniono również, że możliwe jest informowanie operatora systemu o możliwości przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów, z pewnym wyprzedzeniem czasowym, w przypadku, gdy aktualne obciążenie linii przekracza wartość wyznaczoną na podstawie pomiarów warunków atmosferycznych.

W rozdziale 5 wskazano na niedoskonałości zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných i bezzwłoczných oraz zabezpieczenia odległościowego, proponując jednocześnie zastosowanie algorytmów opartych na Dynamicznej Obciążalności Linii jako rozwiązania mającego na celu poprawę działania tych zabezpieczeń.

W rozdziale 6 zaprezentowano dodatkowe algorytmy monitorujące termiczny stan linii oraz wspierające działanie standardowych zabezpieczeń nadprądowych i odległościowych.

Na podstawie testów symulacyjnych zawartych w rozdziale 7 udowodniono możliwość zastosowania algorytmów wspierających dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego, osiągając, z jednej strony możliwość bezpiecznego przeciążania linii napowietrznych powyżej wartości prądu rozruchowego, a z drugiej strony umożliwiając w sytuacji zwarciowej zadziałanie zabezpieczenia w czasie krótszym, niż wynika to z przyjętej zwłoki czasowej, nie rezygnując przy tym z selektywności zabezpieczeń.

Wskazano na możliwość zastosowania algorytmów wspierających, opartych na DOL, dla zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego, które pozwalają na wstrzymanie reakcji zabezpieczenia w sytuacji przeciążeniowej. Przedstawiono także możliwość wykorzystania algorytmów wspierających dla zespołu zabezpieczeń nadprądowych zwłocznego i bezzwłocznego, likwidując wadę zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego polegającą na ograniczonym zasięgu działania i uzyskując ochronę linii na całej jej długości.

Na podstawie analizy sytuacji wystąpienia przeciążeń, kołysań asynchronicznych i synchronicznych, powodujących zadziałanie standardowego zabezpieczenia odległościowego wykazano, że zastosowanie dodatkowych algorytmów wspierających opartych na Dynamicznej

Obciążalności Linii pozwala na unikanie wyłączeń dla sytuacji, w których nie ma takiej bezwzględnej konieczności.

Na podstawie wszystkich przeprowadzonych analiz udowodniono, że zastosowanie algorytmów monitorujących termiczny stan pracy linii oraz algorytmów wspierających standardowe zabezpieczenia nadprądowe i odległościowe pozwala na uzyskanie poprawy bezpieczeństwa pracy systemu pod względem unikania zwarć spowodowanych przekroczeniem dopuszczalnego zwisu przewodów oraz eliminacji zbędnych działań zabezpieczeń, tak powszechnych w trakcie rozwoju awarii wielkoobszarowych. Tym samym udowodniono prawdziwość postawionej na początku pracy tezy:

„Adaptacyjne zabezpieczenie przeciążeniowe linii przesyłowych wykorzystujące techniki dynamicznej obciążalności wpływa na zwiększenie możliwości przesyłowych linii i poprawę bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego”.

Autor zdaje sobie sprawę, że przedstawione rozwiązania zostały przetestowane na ograniczonej bazie sygnałów uzyskanych z symulacji oraz zarejestrowanych w sieci. Kontynuacja prac nad zaproponowaną techniką może iść w kierunku szerszego testowania opracowanych algorytmów dla wybranych scenariuszy awarii wielkoobszarowych oraz potencjalnego wdrożenia algorytmów w rzeczywistych układach zabezpieczeń i sterowania.

9. Literatura

- [1] ALSTOM, MiCOM P341, Application Guide, Dynamic Line Rating Protection Relay, 2012.
- [2] ALSTOM, MiCOM P341, Technical Manual, Interconnection Protection Relay, 2012.
- [3] Anderson P. M., Power System Protection, IEEE Press, Piscataway 1999.
- [4] Andersson G., Donalek P., Farmer R., Hatziargyriou N., Kamwa I., Kundur P., Martins N., Paserba J., Pourbeik P., Sanchez-Gasca J., Schulz R., Stankovic A., Taylor C., Vittal V., Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005.
- [5] Balcerek P., Synchronofazory na straży stabilności sieci elektroenergetycznej, ABB Corporate Research, 24.11.2010.
- [6] Berizzi A., The Italian 2003 blackout, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, 6-10 June 2004.
- [7] Bertizlioglu, I. N., Yalcin, T., Ozgonenel, O., An investigation about blackout for power systems, 19th Conference on Signal Processing and Communications Applications (SIU), Antalya, 20-22 April 2011 IEEE.
- [8] Bhatt N. B., "August 14, 2003 U.S.-Canada blackout," presented at the IEEE PES General Meeting, IEEE Denver, CO, 2004.
- [9] Białek J. W., Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003, PowerTech 2007, paper ID: 177.
- [10] Blackburn J. L., Domin T. J., Protective Relaying. Principles and Applications, CRC Press, Boca Raton 2007.
- [11] Blume S. W., Electric Power System Basics, IEEE Press, John Wiley & Sons, Ltd, 2007 IEEE.
- [12] Carreras B. A., Lynch V. E., Newman D.E., Dobson I., Blackout mitigation assessment in power transmission systems, Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 6-9 Jan.2003.
- [13] Chen Ch-S., Liu Ch-W., Jiang J-A., Application of Combined Adaptive Fourier Filtering Technique and Fault Detector to Fast Distance Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 2, April 2006.
- [14] CIGRE, ELECTRA No. 144, 1992. "The thermal behaviour of overhead conductors". Section 1 and 2.
- [15] CIGRE, ELECTRA No. 174, 1997. "The thermal behaviour of overhead conductors". Section 3.
- [16] CIGRE, Thermal Behaviour of Overhead Conductors, Working Group 22.12, August 2002.
- [17] Corsi S., Sabelli C., General Blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, 6-10 June 2004.
- [18] Das B., Reddy J. V., Fuzzy-Logic-Based Fault Classification Scheme for Digital Distance Protection, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005.

- [19] Deb A. K., Powerline Ampacity System: Theory, Modeling and Applications, June 29, 2000, CRC Press.
- [20] Dizdarevic, N., Majstrovic, M.; Mandic, N.; Blackout from the system operators' perspective, Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, pp: 937-942.
- [21] El-Hadidy A., Rehtanz Ch., Blocking of Distance Relays Zone3 under Load Encroachment Conditions- A New Approach Using Phasor Measurements Technique, Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010, Paper ID 200.
- [22] ENERGA-OPERATOR SA, Przewody elektroenergetycznych linii napowietrznych 110kV, Specyfikacja techniczna, Załącznik nr 21 do „Standardów technicznych w ENERGA-OPERATOR SA”, 2013.
- [23] Habibi-Ashrafi F., Johnosn A. P., Vo S., Catanese D., Fazory – nowa ścieżka rozwoju, Elektroenergetyka: współczesność i rozwój, Polskie Sieci Energetyczne 2011 Nr 2(8), s. 110-117.
- [24] Henneaux P., Labeau P., Maun J.-C., Blackout Probabilistic Risk Assessment and Thermal Effects: Impacts of Changes in Generation, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 28, No. 4, November 2013, pp: 4722- 4731.
- [25] Henneaux P., Labeau P., Maun J.-C., Role of thermal effects in blackout probabilistic risk assessment, 2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Winnipeg, MB, 3-5 October 2011.
- [26] Heyde O., Lerch E., Styczynski Z., Zapobieganie Blackout-om dzięki użyciu systemu DSA ze szczególnym uwzględnieniem analizy działań zabezpieczających w warunkach utraty stabilności napięciowej, Blackout Conference Poznan, January 2010.
- [27] Horowitz S. H., Phadke A. G., Power System Relaying, John Wiley & Sons, Ltd., England 2008.
- [28] Horowitz S. H., Phadke A. G., Third Zone Revisited, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 21, No. 1, January 2006.
- [29] IEEE, Guide to the Installation of Overhead Transmission Line Conductors, IEEE Std 524-1992.
- [30] IEEE, Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-1993.
- [31] IEEE, Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-2006.
- [32] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Państwowy Instytut Badawczy, Mapy Klimatyczne dla Polski, Wielolecie 1971-2000.
- [33] Kacejko P., Pijarski P., Algorytm dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznej, Przegląd Elektrotechniczny, NR 5/2008, s.80-83.
- [34] Kacejko P., Pijarski P., Obciążalność cieplna linii napowietrznych - pytania, perspektywy, zagrożenia, Automatyka Elektroenergetyczna nr 3 (56) 2007, str.: 26-32.

- [35] Kacejko P., Pijarski P., Przyłączenie farm wiatrowych – rozsądne ograniczenia zamiast przewymiarowanych inwestycji, Konferencja 2009, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa – Ożarów Mazowiecki, 21-22 kwietnia 2009.
- [36] Kang T., Zhang R., Zhao F., Han A., How could advanced distribution automation have prevented the 2006 U.S. Northwest Queen blackout, 2014 2nd International Conference on Systems and Informatics (ICSAI), Shanghai, 15-17 November 2014, pp: 143-147.
- [37] Karolewski B., Pytel J., Ochrona małych elektrowni zakładowych przed skutkami awarii systemowych, Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej, Nr 65, 2011.
- [38] Kasztenny B., Finney D., „Fundamentals of distance protection”, 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp.1–34, 1–3 April 2008.
- [39] Korniluk W., Woliński K. W., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, Oficyna Wydawnicza Politechniki Białostockiej, Białystok 2012.
- [40] Lai L. L., Zhang H. T., Lai Ch. S., Xu F. Y., Mishra S., Investigation on July 2012 Indian blackout, Proceedings of the 2013 International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Tianjin, 14-17 July, 2013.
- [41] Larsson S., Ek E., The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. Svenska Kraftnät, the Swedish Transmission System Operator (TSO).
- [42] Li Ch., Sun Y., Analysis of the blackout in Europe on November 4, 2006. Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International, pp: 939 – 944.
- [43] Li Ch., Sun Y., Chen X., Recommendations To Improve Power System Security: Lessons Learned From The Europe Blackout On November 4, 42nd International Universities Power Engineering Conference, 2007, UPEC 2007, 4-6 Sept. 2007, Brighton, pp:529-533.
- [44] Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, Ltd, England 2008.
- [45] Makarov Y. V., Reshetov V. I., Stroev V. A., Voropai N. I., Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia, Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 11, Nov 2005.
- [46] Mechraoui A., Thomas D. W. P., A New Blocking Principle With Phase And Earth Fault Detection During Fast Power Swings For Distance Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 3, July 1995.
- [47] Mei Sh-W., Yadana, Weng X-F, Xue A-Ch., Blackout Model Based on OPF and its Self-organized Criticality, Chinese Control Conference 2006, Harbin, 7-11 August 2006.
- [48] Moazzamia M., Hooshmanda R. A., Khodabakhshiana A., Yazdanpanaha M., Blackout Prevention in Power System Using Flexible AC Transmission System Devices and Combined Corrective Actions, Electric Power Components and Systems, Volume 41, Issue 15, 2013, pp. 1433-1455.
- [49] Network Protection & Automation Guide, Edition May 2011, ALSTOM Grid, May 2011.

- [50] North American Electric Reliability Council, Technical Analysis of the August 14, 2003, Blackout, What Happened, Why, and What Did We Learn. Report of the NERC Board of Trustees by the NERC Steering Group, July 13, 2004.
- [51] Phadke A. G., Thorp J. S., Computer Relaying for Power Systems, John Wiley & Sons Ltd, England 2009.
- [52] Pimjaipong W., Junrussameevilai T., Maneerat, N., Blackout Prevention Plan - The Stability, Reliability and Security Enhancement in Thailand Power Grid, Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES, 18-18 August 2005, pp: 1-6.
- [53] Piechocki P., Rojewski W., Pokora S., Awaria w środkowo-zachodniej części KSE w dniu 4 lipca 2009r., Automatyka Elektroenergetyczna nr 3/2010, str. 34-39.
- [54] Piechocki P., Rojewski W., Sobierajski M., Pokora S., Kaskadowa awaria napięciowa w środkowo-zachodniej części KSE w dniu 4 lipca 2009r., Blackout A Krajowy System Elektroenergetyczny, IV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna, Poznań-Rosnówko 16-18 czerwca 2010.
- [55] Polska Norma PN-E-05100-1:1998, Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa.
- [56] Polska Norma PN-EN-50341-1:2005, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne.
- [57] Polska Norma PN-EN-50341-3:2002, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 3: Zbiór normatywnych warunków krajowych.
- [58] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania sieci. Wersja 1.2, Warszawa, 17 marca 2006.
- [59] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Standardowe specyfikacje techniczne, Zabezpieczenie nadprądowe, Departament Eksploatacji, Warszawa, grudzień 2010.
- [60] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia, PSE Operator S.A., Warszawa 2010
- [61] Pourbeik P., Kundur P. S., Taylor C. W., The Anatomy of a Power Grid Blackout, IEEE power & energy magazine, September/October 2006, pp. 22-29.
- [62] Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych. Wydanie IV. Warszawa, Instytut Elektroenergetyki, 1997.
- [63] Report on the Grid Disturbances on 30th July and 31st July 2012, Submitted in Compliance to CERC Order in Petition No. 167/Suo-Motu/2012 dated 1st Aug2012, 8th August 2012.
- [64] Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2012, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2012.
- [65] Saccomanno F., Electrical Power Systems. Analysis and Control, IEEE Press, Piscataway 2003.

- [66] Schmidt N.P., Comparison between IEEE and CIGRE ampacity standards, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, October 1999.
- [67] Sforna M., Delfanti M., Overview of the events and causes of the 2003 Italian blackout, Power Systems Conference and Exposition, 2006 Atlanta. PSCE '06. 2006 IEEE PES pp:301-308.
- [68] Shaobo Z., Zhanhui S., Challenges and Opportunities in Emergency Management of Electric Power System Blackout, 2010 International Conference on E-Product E-Service and E-Entertainment (ICEEE), 7-9 November 2010, Henan, pp: 1-4.
- [69] Shortle J., Rebennack, S., Glover F.W., Transmission-Capacity Expansion for Minimizing Blackout Probabilities, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 29, No. 1, January 2014, pp: 43-52.
- [70] Siemens, SIPROTEC, Distance Protection 7SA522 v4.70, Manual, Siemens 02.2011.
- [71] Siwy E., Żmuda K., Przepustowość termiczna linii napowietrznych na potrzeby bieżącej eksploatacji, projektowania oraz planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych, V Konferencja Naukowo-Techniczna - Sieci 2004, Wrocław, 15-17 września 2004 r.
- [72] Sobierajski M., Wiszniewski A., Synal B., Rojewski W., Weryfikacja Raportu Komisji Poawaryjnej pt.: „Awaria w zachodniej części KSE 4 lipca 2009”. Raport Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Serii SPR nr 35/2009, Wrocław 2009.
- [73] Staszewski Ł., Habrych M., Zwiększenie możliwości przesyłowych napowietrznych linii elektroenergetycznych z zachowaniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa, Mechanizacja i Automatykacja Górnictwa 2014, nr 5, s. 28-35.
- [74] Staszewski L., Rebizant W., The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations, Modern Electric Power Systems, Wrocław 2010.
- [75] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W., Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003.
- [76] Szewczyk M., Wymagania normatywne pomiarów synchronicznych w infrastrukturze elektroenergetyki, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 90 NR 3/2014.
- [77] Tziouvaras, D., Relay Performance During Major System Disturbances, 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2007. 27-29 March 2007, College Station, TX.
- [78] Ungrad H., Winkler W., Wiszniewski A., Protection techniques in electrical energy systems, Marcel Dekker, INC, New York 1995.
- [79] U.S.-Canada Power System Outage Task Force. (2004) Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations.
- [80] Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne (J.t.: Dz. U. z 2006r. Nr 89, poz. 625).
- [81] Venkatesan R., Balamurugan B., A Real-Time Hardware Fault Detector Using an Artificial Neural Network for Distance Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, No. 1, January 2001.

- [82] Voropai N. I., Analysis of blackout development mechanisms in electric power systems, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pp: 1-7.
- [83] Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1999.
- [84] Yamashita K., Li J., Zhang P., Liu C-C., Analysis and Control of Major Blackout Events, Power Systems Conference and Exposition, Seattle 2009. PSCE '09, IEEE/PES, pp: 1-4.
- [85] Yang M-Y., Zhu Y-L., Study on adaptive distance protection using multi-agent technology, The 7th International Power Engineering Conference, 2005, IPEC 2005, Nov. 29 2005-Dec. 2 2005, Singapore.
- [86] Yip H. T., An C., Aten M.; Ferris, R., Dynamic line rating protection for wind farm connections, Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, Calgary 29-31 July 2009, pp: 1-5.
- [87] Yong H. S., Allan T., Flexible AC transmission systems (FACTS), IEE Power and Energy Series 30, United Kingdom 1999.
- [88] Younas, M.W., Qureshi, S. A., Analysis of Blackout of National Grid System of Pakistan in 2006 and the Application of PSS and FACTS Controllers as Remedial Measures, International Conference on Electrical Engineering, 2007, 11-12 April 2007, Lahore.
- [89] Zarządzenie nr 29 Ministra Górnictwa i Energetyki z 17 lipca 1974 r, w sprawie doboru przewodów i kabli elektroenergetycznych do obciążeń prądem elektrycznym. Dziennik Budownictwa z 1974 r. nr 7. poz. 22.
- [90] Zhizhe Z., Deshu Ch., An Adaptive Approach in Digital Distance Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 1, January 1991.
- [91] Ziegler G. Numerical Distance Protection, Principles and Applications, SIEMENS, 2011.
- [92] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M., Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce, WNT, Warszawa 1983.
- [93] Strona internetowa: <http://www.wunderground.com>