

Adaptacyjne zabezpieczenie nadprądowe linii napowietrznych

Streszczenie. Analiza awarii wielkoobszarowych w ciągu ostatnich kilkunastu lat wskazała na przeciążenia jako jedną z głównych przyczyn ich powstawania i rozwoju. Zauważono również, że w przypadku zabezpieczeń nadprądowych i odległościowych przeciążenia często powodują ich zadziałanie mimo dopuszczalnych warunków pracy systemu. W artykule przedstawiono możliwości wprowadzenia algorytmów dynamicznej obciążalności linii w celu uzyskania poprawy działania zabezpieczeń nadprądowych i unikania przyszłych awarii wielkoobszarowych.

Abstract. Analysis of recent blackouts over the last two decades has indicated overloads as being responsible for initiation and development of most large area failures. The overload occurrences have also been found to correspond especially with the overcurrent and distance protection, often causing their overfunction under allowable power system operating conditions. This paper presents a possibility to improve the operation of overcurrent protection relays, for the sake of avoiding future blackout occurrences, by introduction of the Dynamic Line Rating algorithms. **Overcurrent protection relays, for the sake of avoiding future blackout occurrences**

Słowa kluczowe: zabezpieczenie nadprądowe linii, dynamiczna obciążalność linii, awaria wielkoobszarowa, zabezpieczenie adaptacyjne
Keywords: overcurrent line protection, dynamic line rating, blackout, adaptive protection.

Wstęp

Ze względu na fakt, iż skala uszkodzeń spowodowanych zwarciem zależy w dużym stopniu od czasu jego trwania, konieczne jest, aby zabezpieczenia elektroenergetyczne działały jak najszybciej. Jednakże, aby odizolować od systemu tylko te elementy, które zostały objęte zwarciem, muszą one działać również w sposób absolutnie selektywny. Dodatkowym wymogiem dla nowoczesnych zabezpieczeń jest ich niezawodność, tj. brak tendencji do niepotrzebnego działania w normalnych warunkach pracy oraz braku reakcji podczas zwarć. Ponieważ wymagania te są częściowo sprzeczne, znalezienie odpowiedniego kompromisu jest jednym z głównych wyzwań dla obsługujących je inżynierów. Wymagany krótki czas reakcji oraz wysoka selektywność działania jest często problemem powodującym niepożądane zadziałania, mogące w następstwie prowadzić do wielu problemów, a nawet do poważnych awarii wielkoobszarowych.

Awaryjne wielkoobszarowe były w przeciągu ostatnich kilkunastu lat poważnym problemem w zakresie bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych. Wystąpienie wielu z nich pociągnęło za sobą długotrwałe przerwy w dostawie energii i ogromną liczbę osób nimi dotkniętych (Tabela 1). Podczas analizy awarii wielkoobszarowych z ostatnich kilkunastu lat stwierdzono, że przeciążenia linii są jedną z głównych przyczyn powstawania i/lub dalszego rozwoju blackoutu. Skojarzone z przeciążeniami są dwa poważne problemy występujące w trakcie ich trwania: ze względu na wysokie wartości prądu zabezpieczenia nadprądowe mogą rozpoznać je jako zwarcia oraz istnieje niebezpieczeństwo przekroczenia dopuszczalnego zwisu przewodów ze względu na efekty termiczne towarzyszące przepływowi prądu znacznie przekraczającego wartość prądu znamionowego przewodów. Idealnym rozwiązaniem obu problemów wydaje się być wprowadzenie algorytmów opartych na dynamicznej obciążalności linii (DOL) do standardowych przekładników nadprądowych.

W następnym rozdziale niniejszego artykułu przedstawiono najpierw analizę wybranych awarii wielkoobszarowych, które wystąpiły na przestrzeni lat 2000-2017. Głównym celem analiz było znalezienie wspólnych cech i zidentyfikowanie szczególnych zagrożeń w procesie ich powstawania i dalszego rozwoju. W kolejnym rozdziale omówiono aktualny stan monitorowania pracy systemu, podkreślając obecne zastosowania technik dynamicznej obciążalności linii. Następnie przedstawiono proponowane podejście do zastosowania techniki DOL wraz z modelami

matematycznymi i schematem blokowym proponowanych algorytmów. Zaprezentowano także zalety zastosowania dynamicznej obciążalności linii zamiast stosowania sztywnych standardów i wynikających z nich nastaw. Rozwiązania mające na celu zapobieganie powstawaniu i rozwojowi awarii wielkoobszarowych zostały przedstawione w kolejnej części artykułu, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości poprawy działania zabezpieczeń nadprądowych. Zaprezentowano również analizę symulacyjną proponowanych algorytmów w różnych warunkach pracy systemu oraz warunkach pogodowych.

Analiza wybranych awarii wielkoobszarowych

Pierwszym krokiem na drodze do wyeliminowania możliwości wystąpienia awarii wielkoobszarowych jest analiza i zrozumienie samego procesu tworzenia i rozwoju takich awarii. Z punktu widzenia poprawy niezawodności systemu przesyłowego i dystrybucyjnego należy zidentyfikować najbardziej niekorzystne zjawiska w tym względzie i ich główne przyczyny.

Dotychczas przeprowadzone zostało wiele analiz awarii wielkoobszarowych, które przedstawiono w pracach [1-9]. Analizy wykonane przez autorów niniejszego artykułu pozwoliły na stwierdzenie, że sekwencja zdarzeń była bardzo podobna w przypadku wszystkich uwzględnionych awarii. Warto zauważyć, że każda z nich rozwinęła się z jednego zdarzenia lub z kilku małych awarii, które zgodnie z teorią zdarzeń kaskadowych wywoływały kolejną. W ten sposób wyłączenie niektórych elementów systemu spowodowało zmiany kierunku i wartości przepływu prądu obciążenia, co z kolei doprowadziło do przerw w pracy linii i/lub generatorów. W konsekwencji kolejne wyłączenia powodowały przeciążenia, kołysania mocy, niestabilność kątową i/lub napięciową, które obejmowały coraz większy i większy obszar, aż do całkowitego załamania zasilania znacznej części systemu elektroenergetycznego.

Tabela 1. Główne awaryjne wielkoobszarowe w latach 2000 - 2017

Data	Główne cechy awarii		
	Miejsce wystąpienia	Liczba ludności objęta awarią	Utracona moc
VII 2012	Indie	670 mln	32 GW
XI 2009	Brazylia/Paragwaj	67 mln	17 GW
XI 2006	Polska/Niemcy	15 mln	17 GW
VIII 2005	Jawa/Bali	100 mln	20 GW
IX 2003	Włochy	57 mln	27 GW
VIII 2003	USA/Kanada	50 mln	62 GW

A. Analiza powstawania i rozwoju blackoutów

Na podstawie przeprowadzonej analizy największych awarii wielkoobszarowych ujawniono wiele wspólnych cech zarówno w procesie formowania, jak i podczas dalszego rozwoju awarii. Można łatwo zauważyć, że wszystkie blackoutu'y powstawały w sposób zbliżony do siebie, tj. kaskadowo. Oznacza to, że wszystkie rozwijały się stopniowo, a wynikiem kolejnych zdarzeń były następujące po sobie wyłączenia kolejnych elementów, które stopniowo pogarszały stan pracy znacznych fragmentów sieci, aż do całkowitej zapaści zasilania, często pozostawiając bardzo rozległe obszary całkowicie bez dostaw energii elektrycznej.

Ze względu na złożoność procesów powstawania awarii wielkoobszarowych nie można przewidzieć dokładnej ścieżki ich rozwoju lub szczególnej kolejności wystąpienia następujących jej etapów. Można jednak zidentyfikować pewne powtarzające się zdarzenia odpowiedzialne za rozwój większości blackoutów, a mianowicie:

- wyłączenia linii przez automatykę zabezpieczeniową spowodowane przeciążeniami (głównie zabezpieczenia odległościowe i nadprądowe),
- wyłączenia linii przez automatykę zabezpieczeniową spowodowane wysokorezystancyjnymi zwarciami doziemnymi powstałymi w wyniku zbyt dużego zwisu przewodu i kontaktu przewodów z gałęziami drzew lub innymi obiektami znajdującymi się pod linią,
- wyłączenia linii przez automatykę zabezpieczeniową spowodowane kołysaniami mocy (ze względu na wysokie wartości prądów fazowych),
- wyłączenia linii przez automatykę zabezpieczeniową spowodowane obniżeniem napięcia i wysokim obciążeniem linii (zwłaszcza zadziałanie trzeciej strefy zabezpieczeń odległościowych),
- wyłączenie generatorów ze względu na złe warunki napięciowe i częstotliwościowe panujące w systemie,
- brak informacji o stanie pracy systemu i jego poszczególnych elementów.

Wnikliwa analiza awarii wielkoobszarowych, o których mowa w niniejszym artykule, doprowadziła do wniosku, że przeciążenia linii przesyłowych i dystrybucyjnych są nie tylko najczęściej występującymi zdarzeniami w początkowej fazie rozwoju, ale także najczęstszym elementem serii wydarzeń kaskadowych odpowiedzialnych za dalszy rozwój awarii. Można zauważyć, że prędzej czy później przeciążenia miały miejsce w każdej analizowanej awarii.

Zwykle warunki przeciążenia linii powstają wskutek nieprawidłowego działania lub awarii w systemie, która nie jest związana bezpośrednio z pracą linii. Przeciążenia wyłączane są po pewnym określonym czasie przez urządzenia automatyki zabezpieczeniowej, a to z kolei może powodować dalsze rozprzestrzenianie się awarii. Taka sytuacja miała miejsce między innymi na początku blackoutu we Włoszech, gdzie automatyka zabezpieczeniowa spowodowała wyłączenie jednej z dwóch głównych linii przesyłowych 400 kV, co skutkowało przekierowaniem przepływu energii na inną trasę, a tym samym przeciążeniem drugiej linii o około 10% jej obciążalności znamionowej. Takie przeciążenie było już wystarczające, aby po pewnym czasie wyłączyć drugą linię i w następstwie kolejne, powodując rozwój zdarzeń kaskadowych prowadzących do blackoutu [2].

B. Zapobieganie awariom wielkoobszarowym

Jednym z możliwych rozwiązań mających na celu unikanie powstawania i/lub rozprzestrzeniania się blackoutu może być wprowadzenie różnych systemów nadzoru i kontroli nad systemem typu SCADA. Dzięki temu operatorzy uzyskują dostęp do informacji o stanie pracy systemu a także, w razie konieczności, będą informowani o

ewentualnej możliwości wystąpienia blackoutu już na wstępnym etapie jego tworzenia się.

Uzyskiwanie bieżących informacji o stanie pracy jest wysoce pożądane i użyteczne w ocenie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i zapewnienia jego ciągłej i bezpiecznej pracy. Dostarczenie wystarczająco wcześniej informacji o możliwym ryzyku zależy od wielu czynników, w tym od odpowiedniego opomiarowania sieci i pewnego systemu komunikacji. Dostępność wiarygodnych danych o stanie pracy sieci być może nie pozwoli całkowicie uniknąć awarii wielkoobszarowych, ale z pewnością stwarza możliwość zmniejszenia obszaru objętego awarią lub całkowitego zaprzestania ich dalszego rozwoju, minimalizując w ten sposób ewentualne straty wynikające z awarii.

Aktualne możliwości zapobiegania blackoutom

W erze złożonych systemów elektroenergetycznych bardzo istotna jest możliwość obserwacji i analizy ich obecnego stanu, a także wpływania na ten stan. Operatorzy systemów, nie od dziś, mają wiele narzędzi do kontrolowania pracy swoich systemów (linie rezerwowe, wyłączanie odbiorców o niskim priorytecie, ręczne wyłączanie linii, itp.). Analizowane w poprzedniej sekcji awarie wielkoobszarowe jasno dowodzą jednak, iż aktualny stan zabezpieczeń i możliwości monitorowania pracy systemu nie znajduje się jeszcze na wystarczającym poziomie. Szczególnie możliwość monitorowania pracy systemów elektroenergetycznych pozostawia wiele do życzenia, co może mieć poważne konsekwencje w przypadku wystąpienia awarii na dużym obszarze.

Dzięki dzisiejszemu potencjałowi technicznemu coraz częściej wdraża się systemy monitorowania i sterowania, także w celu zapobiegania blackoutom. Wśród tych rozwiązań należy wymienić jako najpopularniejsze:

- urządzenia do pomiarów synchronicznych (Phasor Measurements Units – PMU), które pozwalają na monitorowanie stanu pracy sieci przesyłowej między innymi pod kątem stabilności napięciowej, co jest możliwe dzięki synchronizowanym pomiarom wartości prądów i napięć w systemie oraz ich przesunięć fazowych [10, 11];
- elastyczne systemy przesyłowe AC (Flexible AC Transmission Systems – FACTS) oraz stabilizatory systemowe (Power System Stabilizers - PSS), których głównym celem jest kontrola stanu pracy systemu w stanie ustalonym; niemniej, dzięki w miarę krótkiemu czasowi reakcji urządzeń wchodzących w skład systemów FACTS mogą one zostać również użyte do poprawy stabilności pracy systemu, na przykład umożliwiając poprawę tłumienia w przypadku kołysań mocy [12];
- dynamiczna ocena bezpieczeństwa (Dynamic Security Assessment – DSA), której głównym zadaniem jest analiza zarówno aktualnego stanu systemu, jak i przewidywanie stanu pracy w niedalekiej przyszłości, tak aby operator mógł podjąć ewentualne kroki zapobiegawcze proponowane przez układy DSA [13].

Główną wadą powyższych technik jest fakt, że wszystkie one wykorzystują wyłącznie pomiary wielkości elektrycznych i nie biorą pod uwagę zmian warunków pogodowych, które mogą mieć istotny wpływ na funkcjonowanie i obciążalność linii. Jedną z metod obserwacji i analizy stanu linii przesyłowych jest zastosowanie tak zwanej dynamicznej obciążalności linii (DOL).

Dużą zaletą techniki dynamicznej obciążalności linii jest fakt, że układy na niej oparte mogą być wykorzystywane na już istniejących liniach, a także mogą być rozważane na

etapie projektowania nowych linii. Korzystanie z technologii DOL daje operatorom również możliwość uzyskiwania użytecznych informacji dotyczących stanu pracy linii i wykorzystania ich w celu poprawy bezpieczeństwa pracy systemu.

Od lat opracowywane są wdrożenia techniki DOL do systemów elektroenergetycznych - istnieją już pewne rozwiązania, które z powodzeniem znalazły swoje zastosowanie. Jednym z takich rozwiązań jest algorytm dynamicznej regulacji mocy wyjściowej źródeł rozproszonych do aktualnych możliwości przesyłowych linii łączącej generatory rozproszone zainstalowane off-shore z systemem na kontynencie. Algorytm obniża lub zwiększa wytwarzanie energii w zależności od warunków pogodowych. Z punktu widzenia automatyki zabezpieczeniowej szczególnie wartym wspomnienia jest rozwiązanie realizowane w zabezpieczeniu generatora MiCOM P341. Tutaj funkcja DOL ma na celu wyznaczenie w czasie rzeczywistym aktualnej możliwości przesyłowej linii w oparciu o pomiar warunków pogodowych. Przekaznik posiada 6 zdefiniowanych przedziałów, które można wykorzystać do zarządzania poziomem mocy generowanej przez generatory rozproszone. Wysyłane są polecenia, aby utrzymać lub zmniejszyć ich wydajność, gdy prąd płynący w linii zbliżony jest do jej aktualnych możliwości obciążeniowych. W przypadku braku możliwości obniżenia mocy generowanej zabezpieczenie może wyłączyć dany generator [14].

Rozwiązanie przedstawione w niniejszym artykule różni się od wyżej wymienionego, gdyż zakłada wdrożenie algorytmów dynamicznej obciążalności linii bezpośrednio do zabezpieczeń nadprądowych w celu poprawy ich działania. Wprowadzenie pomiarów nieelektrycznych na szeroką skalę zwiększa bezpieczeństwo linii przesyłowych i dystrybucyjnych, a tym samym przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa całego systemu elektroenergetycznego i jego niezawodności.

Dynamiczna obciążalność linii

Projektując linię napowietrzną bierze się pod uwagę rozszerzalność cieplną przewodów, czyli przyjmuje się, że w trakcie wystąpienia największego zwiisu normalnego, 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.

Na etapie projektowania linii napowietrznej przyjmuje się warunki atmosferyczne bardzo restrykcyjne 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. Takie podejście stwarza możliwość przekroczenia temperatury granicznej 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 [15-18].

W celu optymalnego wykorzystania linii napowietrznych, przy jednoczesnym zapewnieniu ich bezpiecznej pracy, można zastosować dynamiczną obciążalność linii, w oparciu o fakt, iż w trakcie korzystnych warunków pogodowych możliwe jest przekroczenie nominalnego poziomu obciążenia, przy czym nie dochodzi wówczas do

przekroczenia temperatury roboczej przewodów, a tym samym nominalnego zwiisu.

Różnice w obciążeniu znamionowym przewodu obliczonym na etapie projektowania i obciążeniu obliczonym w czasie rzeczywistym przy użyciu DOL są znaczne i mogą wynosić od kilku do 200% obciążenia znamionowego. Warto zauważyć, że bardzo popularne w wielu krajach wprowadzenie zimowych limitów zwiększa przepustowość linii tylko o około 14% w porównaniu do limitów letnich [24].

A. Modele matematyczne

Algorytm dynamicznej obciążalności linii oparty jest na równaniu bilansu cieplnego. Istnieją dwa powszechnie stosowane modele matematyczne opisujące zachowanie termiczne przewodu. Pierwszy został wprowadzony przez IEEE [19], a drugi przez CIGRE [20]. Oba modele opisują zachowanie termiczne przewodnika z dość dobrą dokładnością. Biorąc pod uwagę stan ustalony (stałe obciążenie i warunki pogodowe), równanie bilansu cieplnego staje się zgodne z (1) dla IEEE i (2) dla CIGRE:

$$(1) \quad Q_c + Q_r = Q_s + Q_j$$

$$(2) \quad Q_c + Q_r + Q_w = Q_j + Q_m + Q_s + Q_i$$

gdzie: Q_c – chłodzenie poprzez konwekcję, Q_r – chłodzenie poprzez radiację, Q_w – chłodzenie przez parowanie, Q_j – ciepło Joule'a, Q_m – nagrzewanie poprzez efekt naskórkowości, Q_s – nagrzewanie poprzez promieniowanie słoneczne oraz Q_i – nagrzewanie na skutek wyładowań koronowych.

W przypadku obu powyższych równań tylko ciepło Joule'a uzależnione jest od wartości skutecznej prądu. Wiedząc o tym, możliwe jest określenie maksymalnej dopuszczalnej wartości prądu dla określonych warunków pogodowych, która nagrzeje przewód do maksymalnej dopuszczalnej temperatury. Takie obliczenia przybierają postać (3) dla modelu IEEE i (4) dla modelu CIGRE:

$$(3) \quad I_{\max \text{IEEE}} = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_s}{R}}$$

$$(4) \quad I_{\max \text{CIGRE}} = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r + Q_w - Q_m - Q_s - Q_i}{R}}$$

gdzie: R – rezystancja przewodu.

Aby w pełni wykorzystać zalety dynamicznej obciążalności linii, konieczne jest określenie w czasie rzeczywistym tymczasowego maksymalnego poziomu obciążenia dla danych warunków pogodowych, zamiast wartości stałych, które zwykle zakłada się podczas etapu projektowania linii. Ten problem jest znacznie bardziej złożony i wymaga użycia bilansu ciepła dla stanu przejściowego. Równanie bilansu cieplnego modelu przewodu w stanie przejściowym według IEEE przyjmuje postać (5), a dla modelu CIGRE postać (6):

$$(5) \quad q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + q_j$$

$$(6) \quad q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_j + q_m + q_s + q_i$$

gdzie: m - masa przewodu na metr, C_p - ciepło właściwe przewodu, dT_c - zmiana temperatury przewodu przypadająca na jedną iterację.

Przekształcając równania (5) i (6) można określić temperaturę przewodu wyłącznie na podstawie pomiarów prądu i warunków pogodowych. Podczas procesu iteracyjnego można ustalić bieżącą temperaturę przewodu w oparciu o jego temperaturę w poprzednim kroku oraz zmianę temperatury w kroku następnym. Zmiana temperatury przewodów zgodnie z IEEE przybiera postać równania (7), a dla modelu CIGRE równania (8):

$$(7) \quad dT_{cIEEE(i)} = \frac{q_{s(i)} + q_{j(i)} - q_{c(i)} - q_{r(i)}}{mC_p} dt$$

$$(8) \quad dT_{cCIGRE(i)} = \frac{q_{j(i)} + q_{m(i)} + q_{s(i)} + q_{i(i)} - q_{c(i)} - q_{r(i)}}{mC_p} dt$$

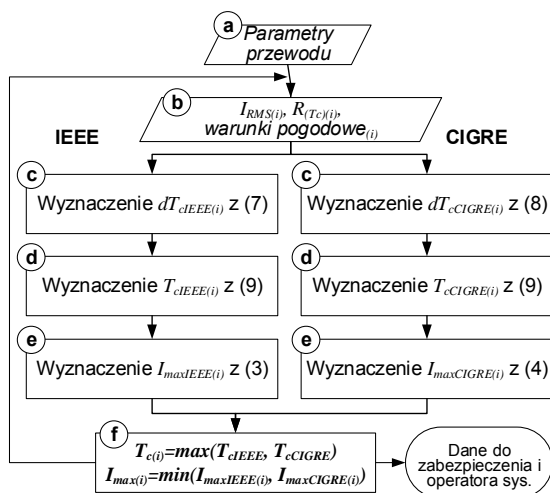
Następnie temperaturę przewodu określa się dla obu modeli za pomocą równania ogólnego (9):

$$(9) \quad T_{c(i)} = T_{c(i-1)} + dT_{c(i)}$$

gdzie indeksy i oraz $i-1$ odpowiadają bieżącemu oraz poprzedniemu krokowi iteracji.

B. Zastosowanie DOL

Podstawowym zastosowaniem techniki DOL jest określenie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia dla aktualnie panujących warunków pogodowych w obszarze wokół danej linii napowietrznej. Warunki pogodowe są monitorowane w czasie rzeczywistym, a DOL wykonuje obliczenia w oparciu o zmierzone wartości, dając w rezultacie zaktualizowane wartości obciążalności chwilowej. Ponieważ przedstawione modele matematyczne różnią się nieznacznie od siebie, istnieją zatem pewne rozbieżności w obliczeniach [21]. Nowe podejście, przedstawione na Rysunku 1 uwzględnia te różnice.



Rys.1. Schemat blokowy dwu-modelowego algorytmu DOL

Pierwszym krokiem, który należy podjąć w celu implementacji algorytmów opartych na dynamicznej obciążalności linii, jest określenie i wprowadzenie poszczególnych parametrów zarówno geometrycznych przewodu, jak i jego typu i zastosowanych materiałów (Rys.1, blok a). Ten krok jest wykonywany tylko raz, podczas fazy implementacji algorytmu. Po wprowadzeniu wszystkich danych mierzona jest wartość skuteczna prądu oraz parametry pogodowe (Rys.1, blok b) z wybranym krokiem iteracji. Następnie przeprowadzane są obliczenia iteracyjne w czasie rzeczywistym (równoległe - dla obu modeli matematycznych) określające aktualną zmianę temperatury przewodu na krok iteracji (Rys. 1, bloki c) i temperaturę przewodu w kroku następnym (Rys. 1, bloki d).

W konsekwencji, algorytmy obliczają dopuszczalne obciążenia dla obecnych warunków pogodowych (Rys. 1, bloki e), a w ostatnim kroku, ze względów bezpieczeństwa, wyższa temperatura przewodu oraz niższa dopuszczalna obciążalność brane są pod uwagę do dalszego przetwarzania (Rys. 1, blok f). Wybranie wyższej wartości temperatury przewodu (T_c) i niższej wartości dopuszczalnego obciążenia (I_{max}) spośród obliczonych wartości gwarantuje, że ostateczna decyzja zabezpieczenia o wyłączeniu linii będzie podejmowana zawsze z maksymalnym poziomem bezpieczeństwa, nawet kosztem kilku „utraconych” amperów.

Warto wspomnieć, że istnieją rzetelne modele obliczeniowe, które potrafią przewidzieć zachowanie termiczne linii w krótkich i długich horyzontach czasowych [22, 23], które mogłyby być wykorzystane do poprawy jakości monitorowania stanu pracy linii, jednak ich zastosowanie w zabezpieczeniu może spowodować wprowadzenie niepotrzebnych niepewności.

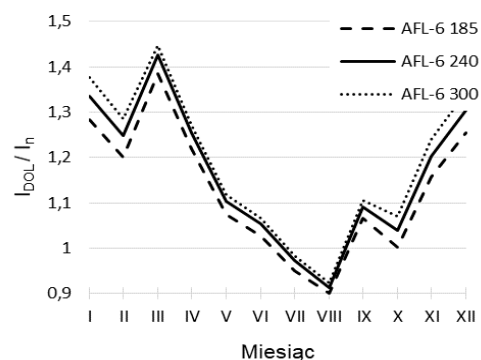
C. Obciążalność letnia i zimowa a DOL

W celu zaprezentowania różnic między możliwościami obciążeniowymi przewodów napowietrznych z uwzględnieniem zastosowania dynamicznej obciążalności linii oraz letnich i zimowych limitów obciążalności dla powszechnie używanych w Polsce przewodów w Tabeli 2 przedstawiono listę przewodów wraz z nominalnymi dopuszczalnymi poziomami obciążeń. Dopuszczalne obciążalności z powyższej tabeli obliczane są dla najgorszych warunków pogodowych z punktu widzenia chłodzenia przewodów. I tak, dla polskich standardów warunki te to: temperatura powietrza: 30 °C, prędkość wiatru: 0,5 m/s, promieniowanie słoneczne: 1000 W/m² dla obciążenia letnich, oraz temperatura powietrza: 20 °C, prędkość wiatru: 0,5 m/s, promieniowanie słoneczne: 770 W/m² dla obciążalności zimowych [15].

Tabela 2. Dopuszczalna obciążalność przewodów AFL-6 [24]

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

Jak łatwo zauważyć, takie warunki meteorologiczne są raczej rzadko spotykane w Polsce, można zatem z całą pewnością spodziewać się, że linie napowietrzne są przez większość czasu eksploatowane poniżej rzeczywistych możliwości. Na Rysunku 2 przedstawiono obciążalności przewodów wyznaczone na podstawie miesięcznych najgorszych warunków pogodowych (chłodzenie przewodu) w Polsce przy użyciu technik DOL w porównaniu do obciążalności przedstawionych w Tabeli 2.



Rys.2. Obciążalność linii w trakcie najgorszych warunków chłodzenia dla poszczególnych miesięcy w stosunku do obciążalności znamionowej

Jak można zauważyć, nawet w przypadku najgorszych warunków chłodzenia, które miały miejsce w Polsce w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat, możliwości obciążeniowe przewodów obliczane według norm są znacznie niższe od rzeczywistości dopuszczalnych. Wykorzystanie dynamicznej obciążalności linii umożliwiłoby zatem wykorzystanie linii napowietrznych nawet do 147% prądu znamionowego. Należy podkreślić, że taki zysk możliwy jest zakładając najgorsze warunki chłodzenia, zatem dla średnich lub dobrych efekt ten uległby jeszcze znacznej poprawie. Z drugiej strony, można również zauważyć, że za równo w lipcu jak i w sierpniu możliwości obciążeniowe wyznaczone na podstawie DOL są niższe od obciążenia znamionowego (około 90% prądu znamionowego) ze względu na znacznie mniej korzystne warunki chłodzenia niż te przyjęte w procesie projektowania linii. Innymi słowy, oznacza to, że bez użycia systemu opartego o dynamiczną obciążalność linii operator systemu nie zdawałby sobie sprawy z przekroczenia rzeczywistych dopuszczalnych limitów, a zatem nie widziałby potrzeby podjęcia ewentualnych działań mających na celu poprawę takiego stanu pracy.

Ulepszone zabezpieczenie nadprądowe z funkcją zapobiegania awariom wielkoobszarowym

W poprzednich sekcjach artykułu wskazano na przeciążenia oraz nadmierny zwis przewodów jako zdarzenia mające największy wpływ na rozpoczęcie lub kontynuację procesów tworzenia się awarii wielkoobszarowych. W tej sekcji z kolei udowodnione zostanie, że w przypadku wykorzystania dodatkowych algorytmów opartych na dynamicznej obciążalności linii istnieje możliwość minimalizacji zagrożenia w obu przypadkach.

W przypadku nadmiernego zwisu, którego wystąpienie może stwarzać zagrożenie kontaktu przewodu z innymi sąsiadującymi obiektami, zastosowanie DOL może być bardzo skuteczne. Jak pokazano na Rysunku 1, algorytmy DOL określają dopuszczalny limit obciążenia w zależności od aktualnych warunków pogodowych: zwiększając możliwą obciążalność w przypadku warunków dobrego chłodzenia przewodu lub obniżając ją w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych. Takie podejście może całkowicie wyeliminować prawdopodobieństwo wystąpienia nadmiernego zwisu, a także rozwiązuje inny poważny problem - brak informacji o stanie pracy linii.

W przypadku przeciążeń przekraczających dopuszczalny, określony przez nastawy standardowego zabezpieczenia nadprądowego, poziom 1,1÷1,2 prądu znamionowego, przeciążenia te są identyfikowane jako warunki zwarcia, co skutkuje wyłączeniem linii po odpowiedniej zwłoce czasowej. W takich przypadkach potrzebny jest dodatkowy algorytm blokujący (Rys. 3), który w czasie rzeczywistym określa temperaturę przewodu i o ile nie przekracza ona temperatury granicznej przewodu, zabezpieczenie pozwala na dalszą, bezpieczną pracę linii (traktując przeciążenie jako dopuszczalne).

A. Standardowe zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne

Nastawa zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego ustalana jest zazwyczaj pomiędzy wartościami minimalnego prądu zwarcia linii zabezpieczanej oraz maksymalnego dopuszczalnego obciążenia, z uwzględnieniem współczynnika bezpieczeństwa, jak w [24]:

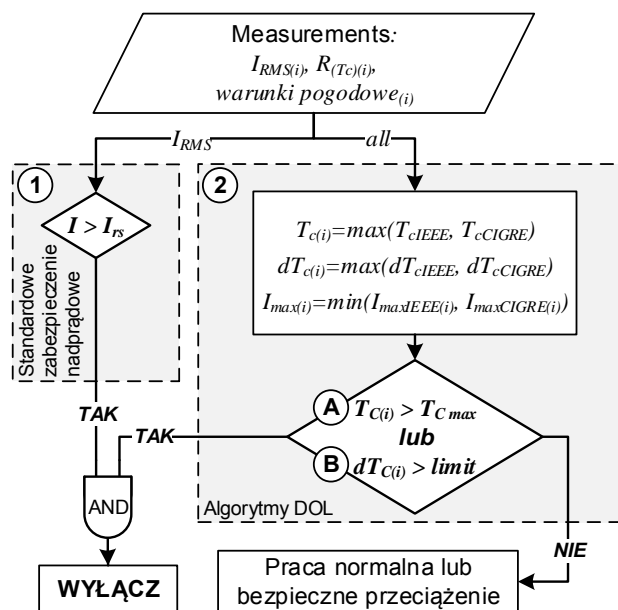
$$(10) \quad I_{Fmin} > I_{rs} > k_s I_{Lmax}$$

gdzie: I_{Fmin} – minimalny prąd zwarcia, I_{rs} – nastawa zabezpieczenia, k_s – współczynnik bezpieczeństwa, I_{Lmax} – maksymalny prąd obciążenia.

W trakcie analizy blackoutów zauważono, że zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne były szczególnie podatne na występujące przeciążenia, ponieważ nastawa I_{rs} , zazwyczaj ustawiona na około 110% do 120% prądu znamionowego, była wielokrotnie przekraczana. Jednocześnie zauważono, że warunki pogodowe w trakcie występujących przeciążeń, były na tyle korzystne, że nie było zagrożenia osiągnięcia przez przewód temperatury granicznej, zatem praca linii była bezpieczna.

B. Zabezpieczenie nadprądowe z algorytmami DOL

Chcąc wprowadzić dodatkowe algorytmy DOL do istniejącego zabezpieczenia nadprądowego, należy rozważyć dwie bardzo ważne kwestie. Po pierwsze, zabezpieczenie musi działać niezawodnie w przypadku wystąpienia zwarcia. Po drugie, zabezpieczenie musi pozwolić na przeciążenie, gdy jest ono dopuszczalne i pożądane. Aby sprostać obu wymogom, należy wprowadzić dwa nowe algorytmy, jak na Rysunku 3.



Rys.3. Schemat blokowy zabezpieczenia z algorytmami DOL

Na Rysunku 3 przedstawiono schemat działania proponowanego zabezpieczenia nadprądowego z dwoma dodatkowymi algorytmami opartymi na dynamicznej obciążalności linii. Mierzone są wartości skuteczne prądów linii oraz warunki pogodowe w pobliżu linii. Następnie standardowe zabezpieczenie nadprądowe (blok 1) porównuje zmierzone wartości prądu z nastawą I_{rs} . Jeśli wartość mierzonego prądu jest wyższa niż nastawa, zabezpieczenie wysyła sygnał aby wyłączyć linię do pierwszego węzła logiki AND. Jednocześnie algorytmy wspomagające DOL (blok 2) obliczają wartości: temperatury przewodu, szybkości zmiany temperatury przewodu i maksymalnego dopuszczalnego prądu. Pierwsze dwie określone wartości są następnie porównywane z ustalonymi wartościami granicznymi (bloki A i B). Algorytm A jest odpowiedzialny za to, aby linia nie pracowała przy temperaturze wyższej niż maksymalna dopuszczalna, podczas gdy algorytm B odpowiada za rozróżnienie między stanem zwarcia a przeciążeniem. Jeśli którykolwiek z algorytmów A lub B rozpozna niepożądany stan pracy linii, wtedy sygnał wyzwolenia zostaje wysłany do drugiego węzła bramki AND, powodując wyłączenie linii tylko wtedy, gdy aktywne są oba wejścia bramki AND.

Warto wspomnieć, że gdy algorytm A rozpozna niebezpieczny stan, ale nie zostanie przekroczona nastawa

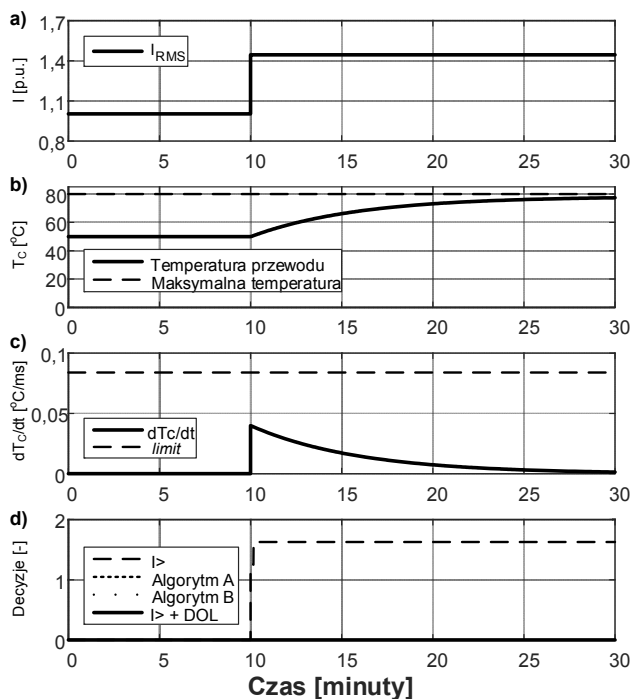
zabezpieczenia, nie dojdzie do wyłączenia. Przekazana za to zostanie informacja do operatora linii o możliwym przekroczeniu temperatury dopuszczalnej, a także informacja o pozostałym czasie bezpiecznej pracy, umożliwiając przekierowanie nadmiernego obciążenia linii.

Algorytm B ma na celu rozróżnienie zwarć od przeciążeń poprzez obliczenie szybkości zmiany temperatury przewodu. Analizy wielu przypadków udowodniły, że zmiana wartości prądu podczas zwarć jest dużo bardziej dynamiczna niż zmiana podczas przeciążeń. Dzięki temu można ustalić konkretną wartość graniczną dla różnych typów przewodów. W warunkach przeciążenia wartość ta pozostaje poniżej wartości granicznej, a w przypadku zwarcia zostanie przekroczona.

W przypadku standardowych zabezpieczeń nadprądowych o charakterystyce niezależnej nastawa zwłoki czasowej wynosi zazwyczaj od 0,1 do 10 s. Dla zabezpieczeń nadprądowych zależnych, w zależności od typu charakterystyki maksymalny czas zwłoki może wynosić od 10 s dla krzywej krótko zależnej (Short Time Inverse) do nawet 360 s dla charakterystyki ekstremalnie zależnej (Extremely Inverse) [25]. Aplikacja algorytmów DOL może wydłużyć czas pomiędzy wystąpieniem przeciążenia a wyłączeniem linii nawet do nieskończoności, całkowicie wstrzymując zabezpieczenie przed wyłączeniem linii, gdy warunki pogodowe są korzystne, a temperatura przewodu jest niższa od wartości maksymalnej.

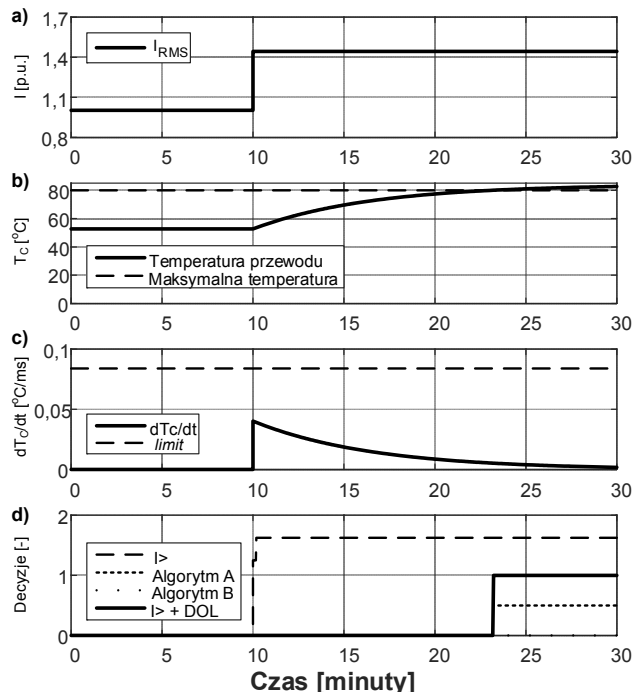
C. Testowanie zabezpieczenia z algorytmami DOL

Do celów testowych wybrano przewód aluminiowy wzmocniony rdzeniem stalowym (Aluminium-conductor Steel-Reinforced Cable – ACSR) typu AFL-6 240, przyjęto maksymalną dopuszczalną temperaturę przewodu 80°C, a jako nastawę zwłoki czasowej zabezpieczenia nadprądowego przyjęto 10 s. Po przeprowadzeniu szeregu analiz przyjęto, że wartość *limit* - szybkość zmiany temperatury przewodu odpowiedzialna za rozróżnianie sytuacji zwarciovych od przeciążeń (algorytm B) wynosi 0,084 °C/s dla tego konkretnego przewodu.



Rys.4. Działanie zabezpieczenia w trakcie przeciążenia: a) prąd linii, b) temperatura przewodu, c) zmiana temperatury przewodu na krok iteracji, d) decyzje poszczególnych algorytmów

Zastosowanie algorytmów DOL w zabezpieczeniu nadprądowym może wstrzymać wyłączenie linii w przypadku korzystnych warunków pogodowych, nawet jeśli znamionowe obciążenie linii jest przekroczone (Rys. 4). Po skokowej zmianie z nominalnego obciążenia do 1,42 I_n (Rys. 4a) zarówno temperatura, jak i szybkość jej zmiany pozostały poniżej wartości granicznych (Rys. 4b i c), a algorytmy DOL pozostały nieaktywne (Rys. 4d), co umożliwiło dalszą bezpieczną pracę linii.

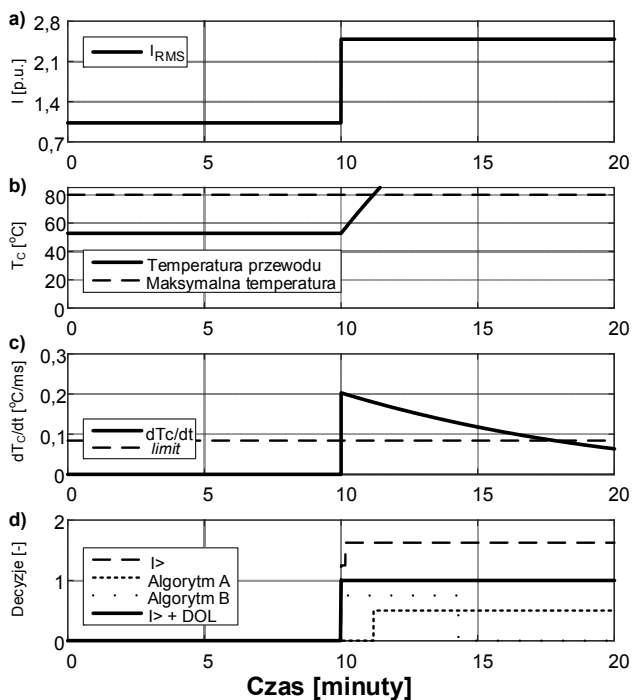


Rys.5. Działanie zabezpieczenia w trakcie przeciążenia (mniej korzystne warunki pogodowe): a) prąd linii, b) temperatura przewodu, c) zmiana temperatury przewodu na krok iteracji, d) decyzje algorytmów

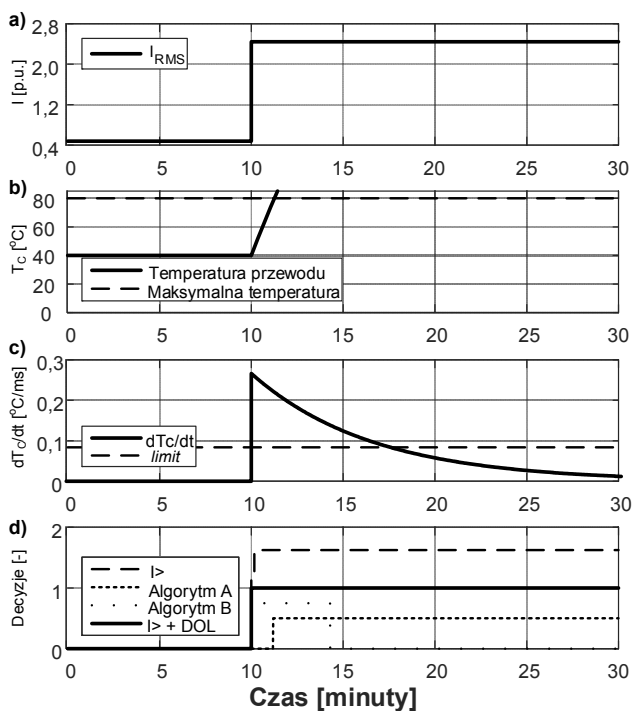
Rysunek 5 przedstawia sytuację podobną do poprzedniej, ale przy znacznie mniej korzystnych warunkach chłodzenia przewodów, w związku z czym temperatura przewodu osiąga swoją wartość graniczną w ciągu 13 min i 30 s (Rys. 5b) po wystąpieniu przeciążenia, przy czym nie zostaje przekroczona wartość graniczna tempa przyrostu temperatury *limit* (rys. 5c). W tej sytuacji połączenie algorytmów DOL wstrzymuje zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego aż do osiągnięcia przez przewód jego temperatury maksymalnej. Ponieważ operator został poinformowany o możliwości przekroczenia temperatury granicznej tuż po wystąpieniu przeciążenia, miał ponad 13 min na podjęcie ewentualnych działań mających na celu obniżenie aktualnego przeciążenia.

Kolejną bardzo istotną kwestią, która zostaje poprawiona poprzez zastosowanie algorytmów DOL w zabezpieczeniu nadprądowym, jest rozróżnienie pomiędzy stanem przeciążenia, a stanem zwarciovym, ponieważ przekaźnik musi pracować niezawodnie w przypadku tego ostatniego. W celu sprawdzenia prawidłowości pracy zabezpieczenia nadprądowego wspieranego przez DOL, na Rysunku 6 przedstawiono wybraną sytuację zwarciovą. Podczas zwarcia wartość prądu zmienia się z obciążenia nominalnego do 2,5 I_n (Rys. 6a). Algorytm A został aktywowany 1 min i 12 s po wystąpieniu zwarcia, tj. po czasie, w którym przewód osiągnął maksymalną dopuszczalną temperaturę (Rys. 6.b).

Algorytm B został aktywowany niemal natychmiast w momencie wystąpienia zwarcia ze względu na przekroczenia wartości *limit* (rys. 6c). Współpracujące algorytmy DOL poprawnie wspierają zabezpieczenie (Rys. 6d), które wyłącza linię prawie natychmiast po wystąpieniu zwarcia, zapewniając w ten sposób poprawne rozróżnianie warunków zwarciovych.



Rys.6. Działanie zabezpieczenia w trakcie zwarcia (mniej korzystne warunki pogodowe): a) prąd linii, b) temperatura przewodu, c) zmiana temperatury przewodu na krok iteracji, d) decyzje poszczególnych algorytmów



Rys.7. Działanie zabezpieczenia w trakcie zwarcia (warunki pogodowe jak na rysunku 6, niski poziom obciążenia przed zwarcie): a) prąd w linii, b) temperatura przewodu, c) zmiana temperatury przewodu na krok iteracji, d) decyzje algorytmów.

Na rysunku 7 przedstawiono bardzo podobną sytuację jak poprzednia, tym jednak razem zwarcie występuje w warunkach niskiego obciążenia wstępnego linii. W tym przypadku wartość prądu zwarciovego mierzonego na końcu linii zmieniła się z wartości 0,4 obciążenia znamionowego do 2,5 I_n po wystąpieniu zwarcia (Rys. 7a). Algorytm A został aktywowany 1 min i 16 s po wystąpieniu zwarcia (Rys. 7b), natomiast algorytm B został również tym razem aktywowany niemal natychmiast z powodu przekroczenia granicznej szybkości zmian temperatury (Rys. 7c). Zatem również i w tym przypadku, zabezpieczenie nadprądowe wsparte algorytmami DOL zadziała poprawnie (Rys. 7d) wyłączając linię niemal natychmiast po wystąpieniu zwarcia. Ta sytuacja i poprzednia (rys. 6) dowodzą prawidłowego rozpoznawania sytuacji zwarciovych, niezależnie od poziomu mocy przesyłanej przed awarią.

Ze względu na to, że funkcja dynamicznej obciążalności linii monitoruje stan pracy wielu linii, algorytm zabezpieczenia może być ustawiony na działanie tylko w przypadku usterek występujących w obrębie konkretnej, chronionej linii. Fakt ten pozwala wyeliminować dodatkowe zwłoki czasowe, które są zwykle konieczne w celu zachowania selektywności zabezpieczeń.

Podsumowanie i wnioski

Analiza awarii wielkoobszarowych na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat wykazała, że w prawie każdym analizowanym przypadku przeciążenia (powodujące nadmierny zwis przewodów prowadzący do wysokorezystancyjnych zwarc z obiektami pod linią) mogą prowadzić do zbędnego zadziałania zabezpieczeń nadprądowych, mimo możliwości dalszej bezpiecznej pracy linii w danych warunkach. Obiecującym rozwiązaniem tego typu problemów może być zastosowanie algorytmów dynamicznej obciążalności linii.

Nowe algorytmy zaproponowane w niniejszym artykule zapewniają lepszą wydajność w monitorowaniu stanu pracy linii oraz umożliwiają pełniejsze wykorzystanie linii zastępując letnie i zimowe limity obciążeń wartościami wyznaczanymi w czasie rzeczywistym.

Podczas analiz symulacyjnych zabezpieczenie nadprądowe z proponowanymi dodatkowymi algorytmami opartymi na technice DOL wykazało się prawidłowym działaniem podczas dozwolonych przeciążeń, pozwalając na dalszą chwilową lub nawet długotrwałą pracę linii w sytuacjach, które byłyby uznawane przez standardowe zabezpieczenia nadprądowe za warunki zwarciovowe. Przeprowadzona analiza wykazała również, że ulepszone zabezpieczenie nadprądowe niezawodnie odróżnia bezpieczne warunki przeciążeniowe od warunków zwarciovych niezależnie od poziomu przesyłanej mocy w chwili przed wystąpieniem zwarcia. Taki sposób realizacji zabezpieczenia eliminuje możliwość wyłączenia linii, gdy nie jest to absolutnie konieczne.

Można zatem wnioskować, że dodatkowe algorytmy DOL wspierające pracę zabezpieczenia nadprądowego mogą w znaczący sposób przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa i niezawodności systemu elektroenergetycznego oraz pełniejszego wykorzystania jego możliwości przesyłowych.

Autorzy: dr inż. Łukasz Staszewski, prof. dr hab. inż. Waldemar Rebizant, Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki, Wyb. Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław, e-mail: lukasz.staszewski@pwr.edu.pl; waldemar.rebizant@pwr.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Andersson G., Donalek P., Farmer R., Hatzigiorgiou N., Kamwa I., Kundur P., Martins N., Paserba J., Pourbeik P., Sanchez-Gasca J., Schulz R., Stankovic A., Taylor C. and 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, Issue. 4 (2005), pp. 1922-1928
- [2] Berizzi A., *The Italian 2003 blackout*, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 2 (2004), pp. 1673-1679
- [3] Bialek J. W., *Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003*, *IEEE Power Tech*, (2007), pp. 51-56
- [4] Li Ch., Sun Y., Chen X., *Analysis of the blackout in Europe on November 4, 2006*, *International Power Engineering Conference*, (2007), pp. 939-944
- [5] Lai L. L., Zhang H. T., Lai Ch. S., Xu F. Y., Mishra S., *Investigation on July 2012 Indian blackout*, *International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, Vol. 1 (2013), pp. 32-97
- [6] NERC, *Technical Analysis of the August 14, 2003, Blackout, What Happened, Why, and What Did We Learn*. North American Electric Reliability Council Steering Group, (2004)
- [7] Pourbeik P., Kundur P. S., Taylor C. W., *The anatomy of a power grid blackout - Root causes and dynamics of recent major blackouts*, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 4, Issue: 5 (2006), pp. 22-29
- [8] *Report on the Grid Disturbances on 30th July and 31st July 2012*, [Online]. Available: http://www.cercind.gov.in/2012/orders/Final_Report_Grid_Disturbance.pdf
- [9] Voropai N. I., Efimov D. N., *Analysis of blackout development mechanisms in electric power systems*, *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, (2008), pp. 1-7
- [10] Du L., Huang J. K., Liu Q. Y., *A Realization of Measurement Unit for Phasor Measurement Unit Based on DSP*, *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, (2012), pp. 1-3
- [11] Krishna R. V., Ashok S., Krishnan M. G., *Synchronised Phasor Measurement Unit*, *International Conference on Power Signals Control and Computations*, (2014), pp. 1-6
- [12] Uzochukwuamaka Okeke T., Zaher R. G., *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*, *International Conference on New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances (SmartMLE)*, (2013), pp. 1-4
- [13] Romeis C., Jaeger J., *Dynamic protection security assessment, a technique for blackout prevention*, *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, (2013), pp. 1-6
- [14] Schneider Electric, *Technical Manual P341/EN M/G74*.
- [15] ENERGA-OPERATOR SA, *Przewody elektroenergetycznych linii napowietrznych 110kV*, Specyfikacja techniczna, Załącznik nr 21 do Standardów technicznych w ENERGA-OPERATOR SA, (2013)
- [16] Polska Norma PN-E-05100-1:1998, *Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa*.
- [17] Polska Norma PN-EN-50341-1:2005, *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne*.
- [18] Polska Norma PN-EN-50341-3:2002, *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 3: Zbiór normatywnych warunków krajowych*.
- [19] *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*, IEEE Std 738-2006.
- [20] *CIGRE Thermal Behaviour of Overhead Conductors*, Working Group 22.12, August 2002.
- [21] Simms M., Meegahapola L., *Comparative analysis of dynamic line rating models and feasibility to minimise energy losses in wind rich power networks*, *Energy Conversion and Management* 75 (2013)
- [22] Piccolo A., Vaccaro A., Villacci D., *Thermal rating assessment of overhead lines by Affine Arithmetic*, *Electric Power Systems Research* 71 (2004), pp. 275–283
- [23] Carlini E. M., Pisani C., Vaccaro A., Villacci D., *A reliable computing framework for dynamic line rating of overhead lines*, *Electric Power Systems Research* 132 (2016), pp. 1–8
- [24] Ungrad H., Winkler W. and Wiszniewski A., *Protection techniques in electrical energy systems*, New York: Marcel Dekker, (1995)
- [25] ALSTOM Grid, *Network Protection and Automation Guide*, (2011).