

Zwiększenie możliwości przesyłowych napowietrznych linii elektroenergetycznych z zachowaniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa

W artykule przedstawiono możliwość wykorzystania Dynamicznej Obciążalności Linii w celu zwiększenia możliwości przesyłowych istniejących linii napowietrznych z jednoczesnym zachowaniem wymaganych norm bezpieczeństwa. Zaprezentowano również poprawione działanie zabezpieczenia odległościowego wyposażonego w nowy algorytm rozpoznający kontrolowane przeciążenie i odróżniający je od sytuacji awaryjnych.

1. WSTĘP

Obecnie na całym świecie można zaobserwować ciągły postęp technologiczny. Stale rozbudowujące się gałęzie przemysłu wymagają coraz to nowszych rozwiązań technicznych oraz poszerzają zakresy swoich działalności. Oczywistym wynikiem takiego działania jest ciągle rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Niestety pojawia się problem z jej dostarczeniem, w szczególności do obszarów odległych od źródeł energii. Wiele inwestycji wstrzymywanych jest ze względu na zbyt wysokie koszty przyłączenia do sieci energetycznej. Koszty sięgające wielu milionów złotych wynikają z konieczności budowy nowych linii energetycznych, ponieważ istniejące pracują już blisko projektowych limitów.

Możliwym do zastosowania w takich sytuacjach rozwiązaniem okazuje się, przedstawione w artykule, wykorzystanie Dynamicznej Obciążalności Linii, która pozwala na eksploatację napowietrznych linii przesyłowych ponad ich limity wynikające ze sztywnych norm (przy zachowaniu wymaganego przez nie poziomu bezpieczeństwa elektrycznego).

2. DYNAMICZNA OBCIĄŻALNOŚĆ LINII

Dynamiczna Obciążalność Linii (DOL) wykorzystuje fakt, iż w trakcie sprzyjających warunków at-

mosferycznych możliwe jest obciążenie przesyłowej linii napowietrznej prądem o wartości wyższej, niż ta wynikająca ze sztywnych założeń projektowych. W trakcie projektowania linii, ze względów bezpieczeństwa, wszelkie parametry muszą opierać się na najgorszych warunkach pogodowych możliwych do wystąpienia w danym rejonie geograficznym. Różnice w dopuszczalnej obciążalności przewodu obliczanej na tej podstawie na etapie projektowania zabezpieczeń a obciążalności obliczanej z wykorzystaniem DOL są znaczne i mogą sięgać nawet kilkudziesięciu procent. Warto zauważyć, iż możliwości przesyłowe wynikające z zastosowania zimowych i letnich limitów obciążeń są tylko o ok. 14% większe w okresie zimowym niż w okresie letnim. Zastosowanie DOL pozwala na lepsze, pełniejsze wykorzystanie możliwości przesyłowych linii napowietrznych oraz pozwala na przekroczenie dotychczasowych, sztywnych limitów obciążenia.

Opracowany algorytm oparty na Dynamicznej Obciążalności Linii wykorzystuje przede wszystkim równanie bilansu cieplnego [1, 2, 3]:

$$q_c + q_r = q_s + q_i \quad (1)$$

gdzie:

q_c – chłodzenie poprzez konwekcję [W/m^2],

q_r – chłodzenie poprzez radiację [W/m^2],

q_s – nagrzewanie poprzez promieniowanie słoneczne [W/m^2],

q_i – nagrzewanie wynikające z przepływu prądu elektrycznego [W/m^2].

Jednym z czynników wpływających na możliwości przeciążeniowe linii przesyłowych jest chłodzenie przewodów poprzez konwekcję (wymuszoną wiatrem). Jest to najbardziej istotny czynnik pogodowy chłodzący przewód. Największy wpływ na jego wartość mają prędkość i kierunek wiatru. W Polsce najczęściej spotykane prędkości wiatru wahają się od 1 do 3,5 m/s, w zależności od położenia geograficznego, zapewniając dobre warunki chłodzenia. Chłodzenie przez wymuszoną konwekcję oblicza się z następujących zależności:

$$q_{c1} = \left[1.01 + 0.0372 \left(\frac{D \rho_f v_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a), \quad (2)$$

$$q_{c2} = \left[1.0119 \left(\frac{D \rho_f v_w}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f K_{angle} (T_c - T_a) \right], \quad (3)$$

gdzie:

- ρ_f – gęstość powietrza,
- v_w – prędkość wiatru,
- k_f – cieplna przewodność powietrza,
- K_{angle} – kąt płaszczyzny wiatru względem osi przewodu,
- T_c i T_a – odpowiednio temperatura przewodu i otoczenia.

W trakcie działania powyższego algorytmu wyliczane są obie wartości, a następnie większa z nich wybierana 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 dla Polski. Co za tym idzie, prawie zawsze chłodzenie przez konwekcję jest bardziej efektywne dla eksploatowanego przewodu niż zostało to obliczone na podstawie obowiązujących norm bezpieczeństwa elektrycznego.

Kolejnym czynnikiem chłodzącym przewód, choć mającym znacznie mniejszy wpływ na efekt końcowy, jest chłodzenie przez promieniowanie:

$$q_r = 0.0178 D \varepsilon \left[\left(\frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right], \quad (4)$$

gdzie:

- D – zewnętrzna średnica przewodu,
- ε – współczynnik emisyjności (dobierany tabelarycznie).

Ten sposób chłodzenia jest mniej efektywny niż chłodzenie przez konwekcję i odgrywa mniejszą rolę w całkowitym zjawisku odprowadzania energii cieplnej z przewodu. Należy zauważyć, że również w tym

przypadku przyjęte w normach do obliczeń projektowych wartości temperatury zewnętrznej (+30°C i +20°C) są wyższe od spotykanych w Polsce w okresie letnim i zimowym. W związku z tym, w przypadku chłodzenia przewodu przez promieniowanie, wartości standardowe zazwyczaj zaniżają możliwości przesyłowe poprzez konieczność zachowania bezpieczeństwa.

Ciepło powstające w przewodzie w wyniku przepływania prądu, nazywane ciepłem Joule'a, obliczane jest na podstawie poniższej zależności:

$$q_i = I^2 R(T_c), \quad (5)$$

Jak widać w powyższym wzorze, rezystancja przewodu zależna jest od jego temperatury. Poprawkę tę bierze się pod uwagę w czasie rzeczywistym, wykorzystując zależność:

$$q_i = I^2 \left(\left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \right), \quad (6)$$

gdzie:

- $R(T_{high})$ i $R(T_{low})$ – odpowiednio wartości rezystancji przewodu dla wysokiej i niskiej temperatury odniesienia (wynikają one ściśle z konstrukcji przewodu),
- T_{high} , T_{low} – odpowiednio temperatury odniesienia: wysoka i niska; ciepło Joule'a jest najważniejszym czynnikiem biorącym udział w nagrzewaniu przewodu.

Ostatnim z elementów równania bilansu cieplnego jest nagrzewanie przewodu przez promieniowanie słoneczne. Obliczane jest ono z zależności:

$$q_s = \alpha Q_{se} \sin(\theta) A', \quad (7)$$

gdzie:

- α – absorpcyjność słoneczna,
- Q_{se} – całkowita ilość promieniowania słonecznego padającego na przewód,
- θ – efektywny kąt padania promieni słonecznych,
- A' – wystawiona na działanie promieni słonecznych powierzchnia przewodu.

Ogrzewanie przewodów przez promieniowanie słoneczne jest znacznie słabsze niż przez przepływ prądu. W Polsce wartość promieniowania słonecznego na metr kwadratowy zawiera się w granicach od 650 do 1300 W.

W różnych krajach przyjęto różne wartości warunków pogodowych, dla których wyznacza się obciążalność statyczną linii. W Polsce uwzględnia

się dwa warianty obciążalności: letnią i zimową. Do obliczenia obciążalności przewodów przyjmuje się różne, dla obu wariantów, wartości parametrów pogodowych. W przypadku okresu letniego przyjmuje się temperaturę $+30^{\circ}\text{C}$, prędkość wiatru wiejącego prostopadle do linii $0,5\text{ m/s}$ oraz nasłonecznienie 900 W/m^2 , natomiast w przypadku wariantu zimowego przyjmuje się niższą temperaturę ($+20^{\circ}\text{C}$) oraz promieniowanie słoneczne (720 W/m^2), co pozwala na większe możliwości obciążeniowe linii niż w okresie letnim.

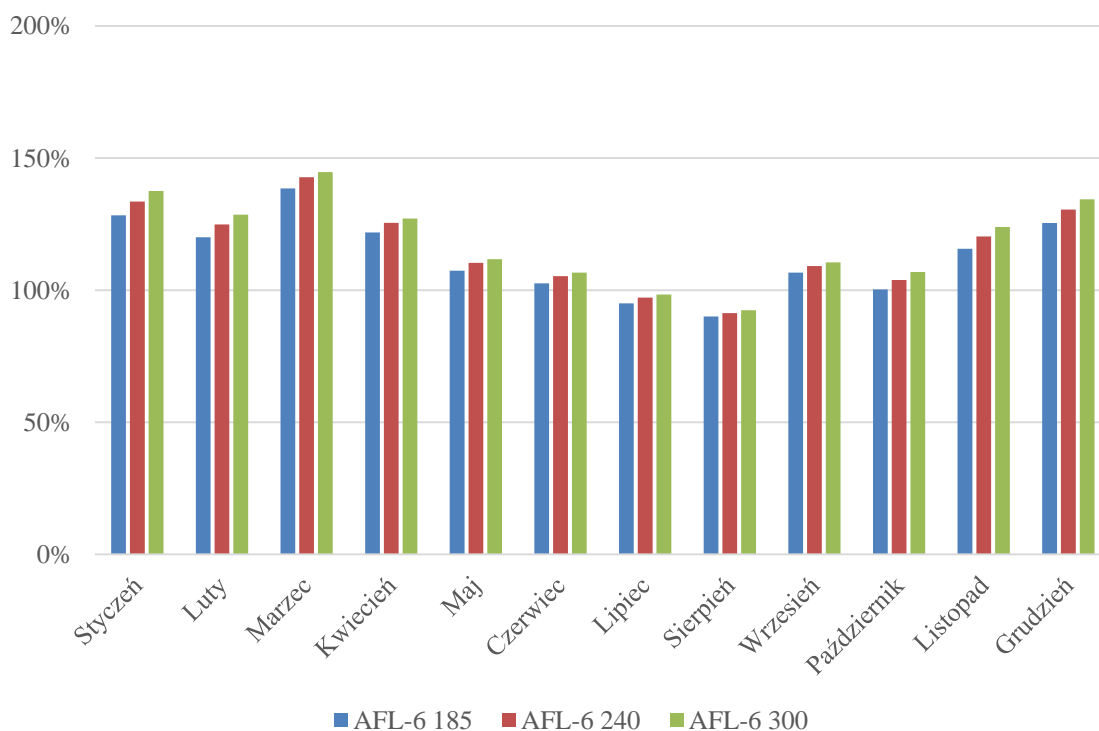
Znaczna liczba linii napowietrznych o napięciu 110 kV w Polsce została zaprojektowana na temperaturę projektową przewodu wynoszącą 40°C , co przy temperaturze otoczenia 30°C oraz prędkości wiatru $0,5\text{ m/s}$ gwarantuje zachowanie dopuszczalnych odległości od obiektów znajdujących się pod linią. W niektórych projektach przyjmuje się temperaturę projektową przewodu wynoszącą 60 lub 80°C , co w przypadku przewodu AFL6-240 pozwala w warunkach letnich na obciążenie go prądem 645 A , a w warunkach zimowych – 715 A , czyli o ok. 11% więcej. Jak łatwo zauważyć, kryteria warunków pogodowych przyjęte na potrzeby statycznego projektu są bardziej zachowawcze i rygorystyczne jeśli chodzi o chłodzenie przewodu, niż te przeciętnie spotykane w Polsce. Wynika to z konieczności zapewnienia odpowiedniego

poziomu bezpieczeństwa na wypadek zaistnienia warunków możliwie najgorszych.

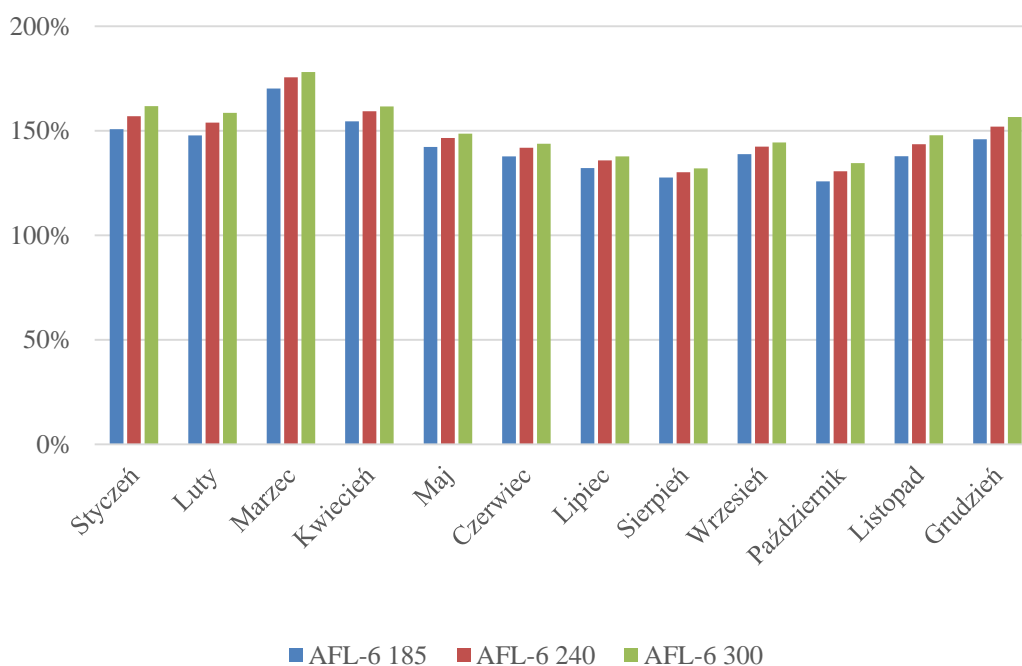
3. MOŻLIWOŚCI PRZECIĄŻENIOWE PRZEWODÓW AFL-6

W przeprowadzonych badaniach analizowano możliwości przeciążeniowe powszechnie stosowanych przewodów napowietrznych, wykorzystywanych w liniach o napięciu 110 kV (AFL-6 185, AFL-6 240 i AFL-6 300). Wyznaczono procentową możliwość ich przeciążenia, jak również możliwości przesyłania przez nie dodatkowej mocy. Porównania dokonano pomiędzy standardowym sposobem projektowania (z uwzględnieniem powszechnego podziału obciążalności na letnią i zimową) oraz innowacyjnym, uwzględniającym możliwości przesyłowe w zależności od warunków pogodowych.

Dokonując analiz, wzięto pod uwagę dwa rodzaje danych dotyczących warunków pogodowych. Dane wieloletnie z okresu $1981\text{--}2010\text{ r.}$ pozyskano z serwisu informacyjnego Państwowej Służby Hydrologiczno-Meteorologicznej. Aby udowodnić, że nowy algorytm zachowuje odpowiedni poziom bezpieczeństwa pracy linii, wybrano maksymalne temperatury dobowe dla poszczególnych miesięcy (rys. 1).



Rys. 1. Możliwości obciążeniowe przewodów AFL-6 z uwzględnieniem maksymalnych temperatur dobowych (opracowanie własne)



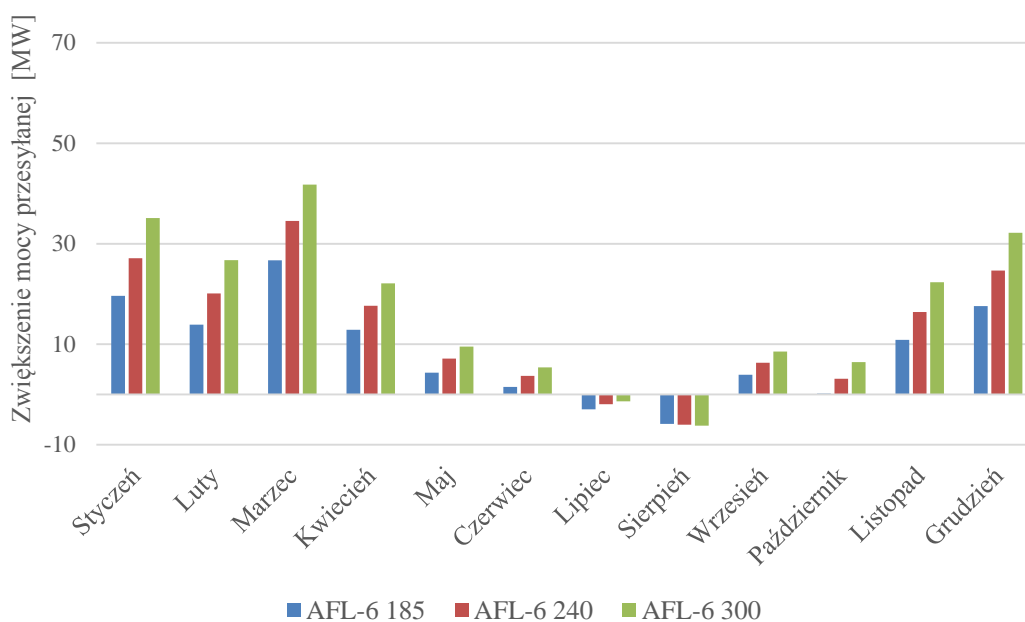
Rys. 2. Możliwości obciążeniowe przewodów AFL-6 z uwzględnieniem średnich temperatur miesięcznych (opracowanie własne)

Z wykresu zamieszczonego na rys. 1. można wnioskować, że uwzględniając najwyższe temperatury panujące w danych miesiącach (a zatem najbardziej niekorzystne warunki z punktu widzenia możliwości obciążeniowych), w zdecydowanej większości z nich zastosowanie nowego algorytmu monitorującego może zwiększyć istniejące limity od kilku do kilkudziesięciu procent (maksymalna wartość 144,7% dla marca przy przewodzie AFL-6 300). Załedwie w dwóch miesiącach, lipcu i sierpniu, nowy algorytm obniżyłby możliwości przesyłowe do odpowiednio 95 i 90 % ze względu na konieczność zachowania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy linii. Na rys. 2. przedstawiono z kolei możliwości obciążeniowe przewodów AFL-6 z uwzględnieniem średnich temperatur miesięcznych. Można przyjąć, iż zastosowany algorytm prawie zawsze pracowałby właśnie w takich warunkach, rzadko kiedy będąc ograniczonym temperaturami maksymalnymi. Na tej podstawie można stwierdzić, że nowy algorytm umożliwia wykorzystanie linii napowietrznych w sposób znacznie bardziej korzystny, czyli od 125% obciążenia znamionowego dla przewodu AFL-6 185 do 178% obciążenia znamionowego dla przewodu AFL-6 300. Rysunki 1. i 2. ukazują również pewną prawidłowość: im większy przekrój przewodu, tym większe korzyści z zastosowania nowego algorytmu. Wynika to bezpośrednio z tego, iż im większy przekrój,

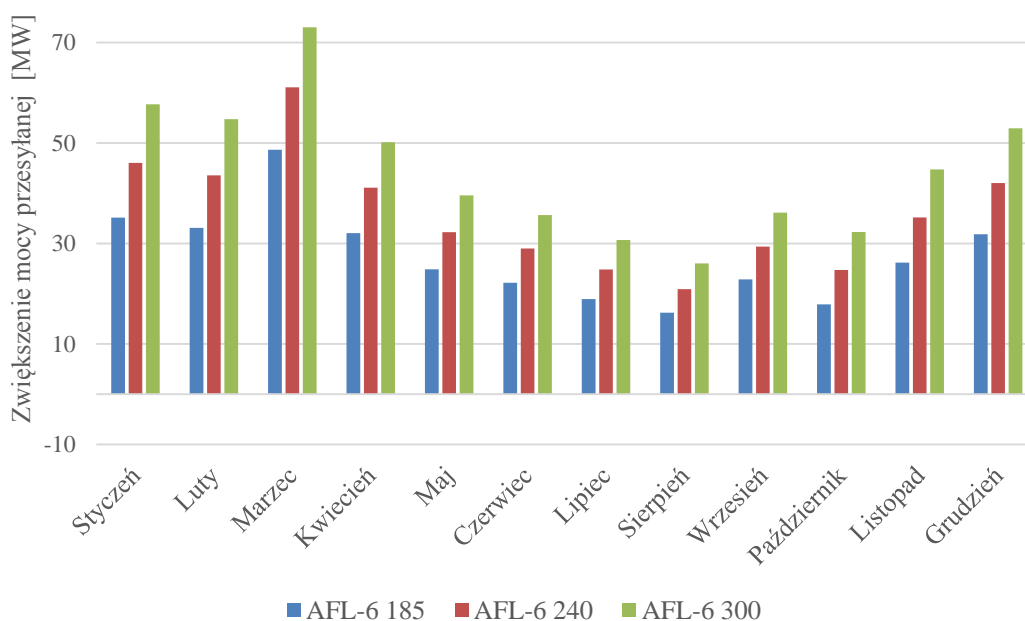
tylko większa powierzchnia odprowadzająca ciepło, a zatem lepsze chłodzenie.

Na rys. 3. i 4. przedstawiono dodatkowo możliwości przesyłowe (po zastosowaniu nowego algorytmu) w porównaniu ze standardowym, sztywnym podejściem do wyznaczania obciążalności. Poza lipcem i sierpniem widać znaczne korzyści płynące z możliwości kontrolowanych przeciążeń (definiowanych jako możliwości bezpiecznego obciążenia prądem o wartości wyższej, niż wynika to ze standardowego podejścia projektowego). Dla maksymalnych temperatur średni wzrost możliwości przesyłowych linii o napięciu 110 kV, w przeliczeniu na miesiąc, to: 8,6 MW dla AFL-6 185, 12,7 MW dla AFL-6 240 i 16,9 MW dla AFL-6 300, przy założeniu, że warunki będą maksymalnie niekorzystne. Jeśli z kolei wziąć pod uwagę znacznie częściej panujące na obszarze naszego kraju warunki pogodowe, to dla średnich temperatur miesięcznych można uzyskać następujące korzyści: 27,5 MW dla przewodów AFL-6 185, 35,8 MW dla przewodów AFL-6 240 i 44,5 MW dla przewodów AFL-6 300.

Jak można zauważyć, zastosowanie nowego podejścia daje znaczne korzyści zarówno ze względów ekonomicznych (zwiększone możliwości przesyłowe dla zdecydowanej większości czasu w ciągu roku), jak i w kontekście bezpieczeństwa (niemożliwe jest przekroczenie poziomu obciążenia powodującego przekroczenie limitów temperaturowych).



Rys. 3. Zwiększenie możliwości przesyłowych przewodów AFL-6 z uwzględnieniem absolutnych maksymalnych temperatur dobowych (opracowanie własne)

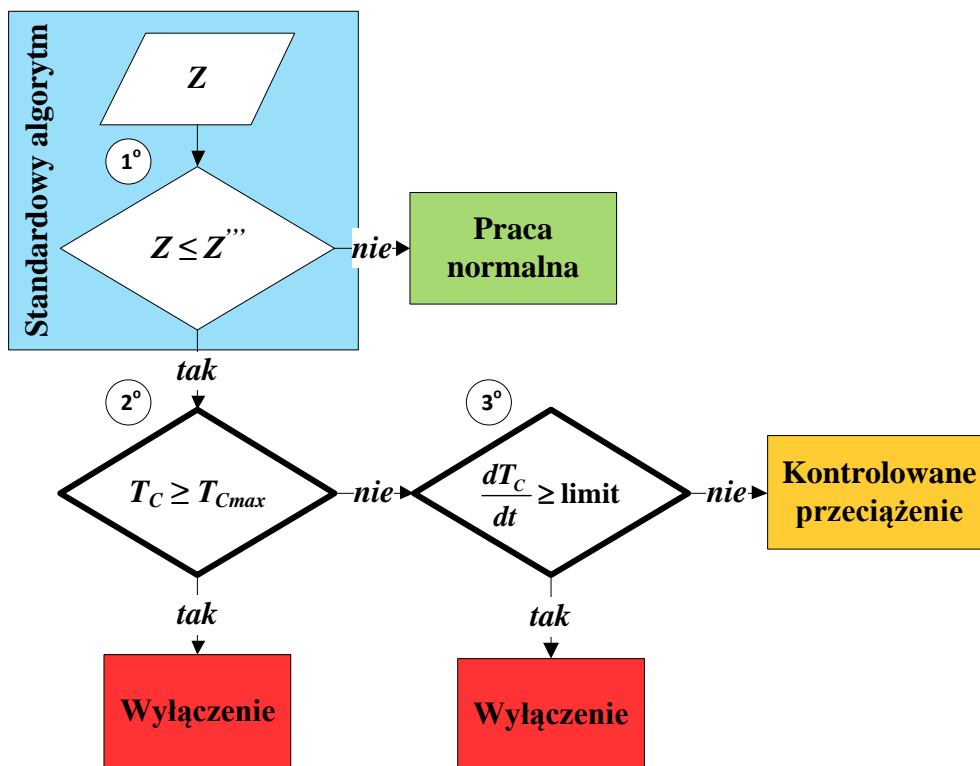


Rys. 4. Zwiększenie możliwości przesyłowych przewodów AFL-6 z uwzględnieniem średnich temperatur miesięcznych (opracowanie własne)

4. NOWY ALGORYTM ZABEZPIECZENIA ODLEGŁOŚCIOWEGO

Nowy algorytm poprawiający pracę zabezpieczenia podimpedancyjnego [4, 5] zaprojektowany

został w taki sposób, aby w momencie przekroczenia przez wektor impedancji charakterystyki trzeciej strefy (lub innych stref) sprawdził, czy przy aktualnie panującym obciążeniu doszło do przekroczenia limitu termicznego dla danego przewodu (rys. 5).



Rys. 5. Schemat blokowy nowego algorytmu zabezpieczenia odległościowego (opracowanie własne)

Nowy algorytm zaimplementowany do zabezpieczenia odległościowego różni się od standardowego przede wszystkim tym, że przed podjęciem decyzji sprawdza również inne warunki, a nie tylko warunek pobudzenia jednej ze stref zadziałania (krok 1. na rys. 5). Po wykryciu pobudzenia strefy zadziałania w pierwszej kolejności sprawdza, czy przekroczony zostanie limit temperaturowy przewodu (krok 2. na rys. 5). Jeżeli tak, to po upływie czasu potrzebnego do nagrzania się przewodu do temperatury maksymalnej wyłączy przeciążoną linię. Jeżeli natomiast nie przekroczy limitu, to sprawdza drugi warunek (krok 3. na rys. 5) „i albo pozwala na pracę w tzw. kontrolowanym przeciążeniu, albo wyłącza linię, potwierdzając wykrycie zwarcia. Drugi warunek, odpowiedzialny za sprawdzanie tempa przyrostu temperatury przewodu, powstał jako dodatkowe wsparcie działania algorytmu. Jest to podyktowane faktem, iż może się zdarzyć, że zwarcie występujące w systemie będzie charakteryzować się zbyt małym prądem, aby przegrzać przewód, jednak – jak każde zwarcie – będzie wysoko niepożądanym stanem pracy i należy je bezzwłocznie wyłączyć. Tempo przyrostu temperatury obliczane jest na podstawie zależności:

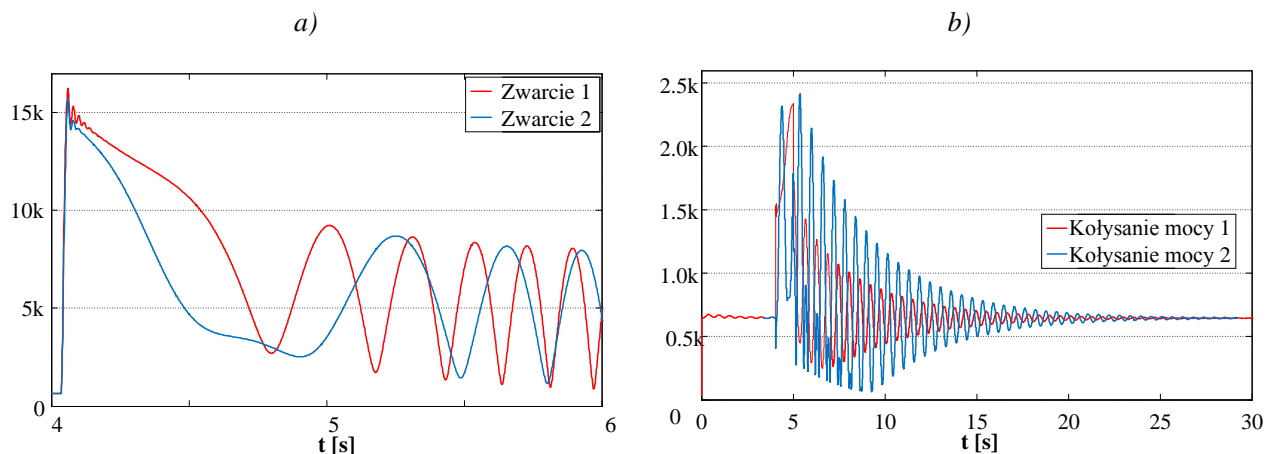
$$\frac{dT_C}{dt} = \frac{1}{mC_p} [R(T_C)I^2 + q_s - q_c - q_r] \quad (8)$$

Człon ten odróżnia również niebezpieczne dla pracy systemu zwarcie od innych stanów pracy (takich,

jak przeciążenie czy kołysanie mocy), używając do tego pomiaru tempa przyrostu temperatury przewodu jako wskaźnika dynamiki zmian w pracy systemu. Jak wiadomo, zwarcia są to zdarzenia zachodzące bardzo szybko, a powstały w ich wyniku prąd charakteryzuje się bardzo wysoką amplitudą i tempem narostu. Sprawdzając zatem tempo przyrostu temperatury, można określić, czy pobudzenie przekaźnika nastąpiło wskutek zwarcia, czy za przyczyną innego, bezpiecznego dla pracy systemu odchylenia. Wartość maksymalna tempa zmian temperatury przewodu została wyznaczona doświadczalnie na podstawie analizy różnych zjawisk zachodzących podczas bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego i wyniosła 2°C na minutę.

5. JAKOŚĆ DZIAŁANIA NOWEGO ALGORYTMU

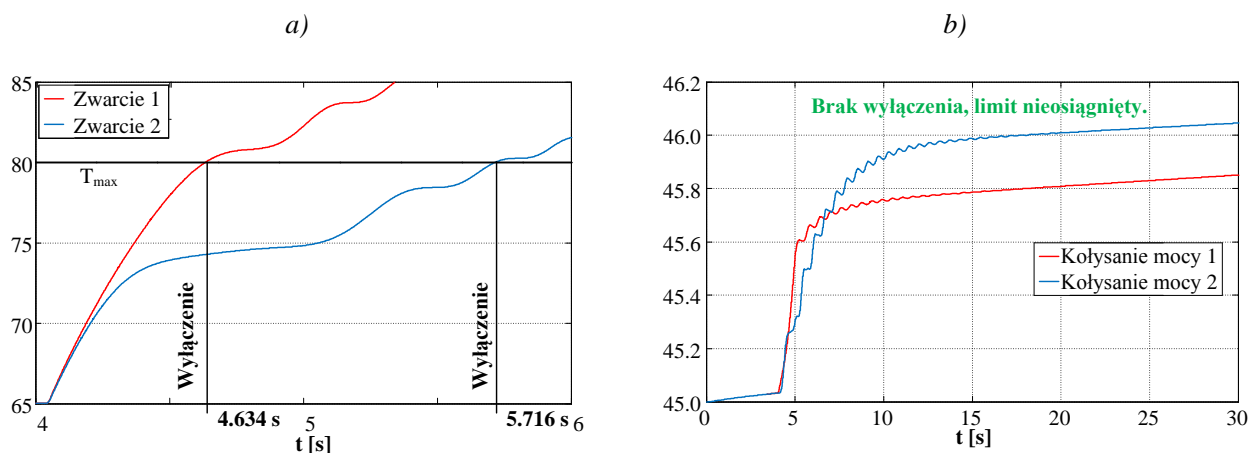
Na rys. 6-8. przedstawiono wybrane sygnały i decyzje spośród wykonanych symulacji działania zabezpieczenia odległościowego z dodatkowym algorytmem opartym na Dynamicznej Obciążalności Linii. Widoczne jest wykrycie zwarcia, a także wstrzymanie zadziałania standardowego algorytmu zabezpieczenia wtedy, kiedy pobudzenie stref nie nastąpiło w wyniku awarii.



Rys. 6. Amplitudy prądów w trakcie:
a) zwarcia, b) kołysania mocy (opracowanie własne)

Jak wynika z przebiegów zamieszczonych na rys. 6, w obu sytuacjach – zarówno dla zwarcia, jak i kołysania mocy – amplitudy prądu znacznie przekraczają te wynikające z długotrwałych obciążeń. Jednak w przypadku kołysania mocy jest to sytuacja całkowicie bezpieczna i zabezpieczenie nie powinno

zadziałać (rys. 7b). Warto w tym momencie wspomnieć, że zjawisko kołysania mocy może prowadzić do utraty synchronizmu w systemie elektroenergetycznym. Jednak w takich przypadkach powinna zadziałać inna grupa zabezpieczeń (w związku z tym takie sytuacje nie są tu rozpatrywane).

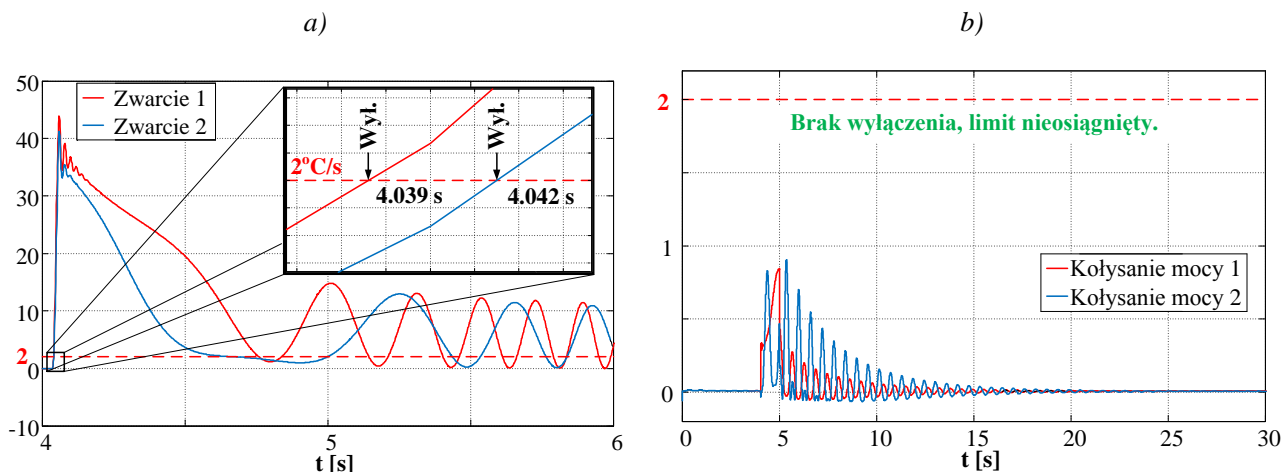


Rys. 7. Działanie drugiego członu nowego algorytmu – temperatury przewodów w trakcie:
a) zwarcia, b) kołysania mocy (opracowanie własne)

Na rys. 7. przedstawiono sposób działania drugiego członu nowego algorytmu zabezpieczenia odległościowego, odpowiadającego za porównanie temperatury przewodu z jego limitem termicznym. Jak widać na rys. 7a, w momencie osiągnięcia przez przewód temperatury maksymalnej następuje wyłączenie linii przesyłowej. W przypadku kołysania mocy (rys. 7b) przewód nie osiąga wysokiej temperatury, wzrasta

ona zaledwie o jeden stopień Celsjusza (zatem dalsza praca takiej linii jest bezpieczna i algorytm jej nie wyłącza).

Na rys. 8. przedstawiono pracę trzeciego członu (z rys. 5) nowego algorytmu. Jak można zauważyć, również ten człon działa prawidłowo, rozróżniając sytuacje zwarciovowe od niegroźnego kołysania mocy.



Rys. 8. Działanie trzeciego członu nowego algorytmu – temperatury przewodów w trakcie:
 a) zwarcia, b) kołysania mocy (opracowanie własne)

6. PODSUMOWANIE

Wykorzystanie dodatkowego algorytmu monitorującego możliwości przesyłowe przewodów napowietrznych, opartego na Dynamicznej Obciążalności Linii, może pozytywnie wpłynąć zarówno na pracę linii napowietrznych, jak i na pracę chroniącego ją zabezpieczenia podimpedancyjnego.

Zaprezentowane możliwości znacznego zwiększenia możliwości przesyłowych linii i poprawa skuteczności pracy oraz obniżenie czasu zadziałania zabezpieczenia odległościowego poprzez wykorzystanie nowego algorytmu wyraźnie wskazują na zasadność zastosowania takiego rozwiązania w przyszłości.

Należy zauważyć również, iż obniżenie poziomu obciążenia dla lipca i sierpnia, wynikające z przekro-

czenia temperatur uwzględnianych podczas projektowania, pozwoliło na uniknięcie konsekwencji niezachowania odpowiednich przepisów dotyczących bezpieczeństwa pracy linii.

Literatura

1. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-2006 (Revision of IEEE Std 738-1993).
2. *The thermal behavior of overhead conductors*. "CIGRE, ELECTRA", 1997, No. 174, Oct., pp. 59-69.
3. *Mathematical model for evaluation of conductor temperature in the steady (or quasi-steady) state (normal operation)*. "CIGRE, ELECTRA" 1992, No. 144 Oct., pp. 109-115.
4. Wiszniewski A., Ungrad H., Winkler W.: *Protection techniques in electrical energy systems*, New York 1995.
5. Horowitz S., Phadke A.: *Third zone revisited*. "IEEE TOPD", 2006, vol. 21, Jan., pp. 23-29.

Artykuł został zrecenzowany przez dwóch niezależnych recenzentów.



KAPITAŁ LUDZKI
 NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

UNIA EUROPEJSKA
 EUROPEJSKI
 FUNDUSZ SPOŁECZNY



Zadanie stanowiące przedmiot niniejszego artykułu było współfinansowane ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego.