Poprawa ciągłości zasilania w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych SN

Wojciech Bąchorek, Mariusz Benesz, Aleksander Kot, Szczepan Moskwa

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, Kraków

Streszczenie: Wysoka pewność zasilania to podstawowe oczekiwanie odbiorców energii elektrycznej na całym świecie. Sieci dystrybucyjne stanowią bardzo ważne ogniwo w łańcuchu dostaw energii. Obecnie w polskich sieciach rozdzielczych dominują linie napowietrzne (73% sieci średnich napięć – SN i 66% sieci niskich napięć – nn). Utrzymanie ich wysokiej niezawodności stanowi bardzo ważne wyzwanie dla operatorów dystrybucyjnych zwłaszcza w warunkach obserwowanej ekstremalizacji klimatu. Artykuł prezentuje wyniki analizy możliwości poprawy niezawodności linii 30 kV narażonej na duże obciążenia lodem i/lub szadzią. Na podstawie badań modelowo-symulacyjnych wykazano wpływ przebudowy odgałęzień linii napowietrznych na kablowe na poprawę wartości wskaźników niezawodnościowych SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*). Oszacowano również koszty modernizacji poszczególnych odgałęzień. W ramach badań eksperymentalnych przeprowadzono pomiary termowizyjne wybranego odcinka sieci dla stanu typowego oraz zwiększonego obciążenia prądowego, co wykazało celowość prewencyjnego dociążenia magistrali linii 30 kV i dzięki temu wyeliminowania lub zminimalizowania skutków obciążenia magistrali linii lodem i/lub szadzią.

Słowa kluczowe: elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne, linie napowietrzne, niezawodność, oblodzenie, szadź

IMPROVEMENT OF POWER SUPPLY CONTINUITY IN THE MV POWER DISTRIBUTION NETWORKS

Abstract: High reliability of power supply is a basic expectation of electricity consumers all over the world. Distribution networks are a very important link in the energy supply chain. Currently, overhead lines dominate in the Polish distribution networks (73% of MV networks and 66% of LV networks). Maintaining their high reliability is a very important challenge for distribution operators, especially in conditions of observed climate extremization. The article presents the results of an analysis of possibilities to improve the reliability of 30 kV lines exposed to heavy loads of ice and/or rime. Based on model-simulation studies, the impact of replacing overhead lines with cable lines on improving the reliability indices SAIDI – System Average Interruption Duration Index, SAIFI – System Average Interruption Frequency Index and the estimated costs of modernization of individual branches was shown. As part of experimental investigations, thermovision measurements were carried out on a selected section of the network for the typical state and increased current load, which showed the advisability of preventive overloading of 30 kV lines and thus eliminating or minimizing the effects of ice and/or rime load on the main line.

Keywords: power distribution networks, overhead lines, reliability, icing, rime

https://doi.org/10.7494/978-83-67427-15-9_2

1. Wprowadzenie

Napowietrzne linie elektroenergetyczne są bardzo ważnym elementem w systemie dystrybucji energii elektrycznej. Wymaga się od nich wysokiej niezawodności oraz pewności i bezpieczeństwa działania (Paska 2005). Wymienione wymagania należy zawsze uwzględniać przy projektowaniu linii elektroenergetycznych, traktując je z jednakową uwagą. Oprócz etapu projektowania linii elektroenergetycznych równie istotnym elementem jest ich właściwa eksploatacja i zapobieganie powstawaniu sytuacji awaryjnych.

Szczególnie niebezpieczne dla napowietrznych linii elektroenergetycznych są ekstremalne warunki atmosferyczne. Mogą one być przyczyną poważnych uszkodzeń infrastruktury elektroenergetycznej prowadzących do długotrwałych przerw w dostarczaniu energii do odbiorców. Najbardziej niebezpiecznym zjawiskiem, które może spowodować najpoważniejsze uszkodzenia linii napowietrznych na stosunkowo znacznym obszarze, jest oblodzenie będące osadem lodowym i/lub szadziowym powstającym na przewodach, izolatorach i słupach – zarówno w warunkach krajowych (Ciesielka i in. 2016), jak i na świecie (Farzaneh 2008). Struktura oblodzenia, a także warunki jego powstania mogą być różne. Zjawisko powstawania lodu i/lub szadzi badano w laboratoriach (Admirat i Sakamoto 1988, Sakamoto 2000) oraz w warunkach terenowych (Fikke i in. 2007), w wyniku czego stwierdzono, że w momencie osadzania się kolejnych warstw zlodowaciałego śniegu przewód się obraca, a na jego powierzchni powstaje dość równomierna powłoka lodowo-śniegowa.

Liczne publikacje w czasopismach o zasięgu międzynarodowym przedstawiają szereg metod i technik mających na celu zapobieganie oblodzeniu oraz usuwanie lodu i/lub szadzi z napowietrznych linii elektroenergetycznych (Polhman i Landers 1982, Hesse 1998, Laforte i in. 1998). Metody te zostały podzielone na sześć kategorii: techniki pasywne, aktywne powłoki, metody aktywne dla gołych przewodników, metody wykorzystujące zewnętrzną energię cieplną, metody wykorzystujące zewnętrzną energię mechaniczną, a także różne metody rzadziej stosowane w odniesieniu do przewodów uziemiających czy przewodów pod napięciem. Wszystkie wyżej wymienione metody i techniki dotyczą głównie sieci przesyłowych, brak jest rozwiązań dla sieci dystrybucyjnych.

W ramach prowadzonych prac mających na celu poprawę ciągłości zasilania w sieciach dystrybucyjnych wykonano studium przypadku dla odcinka sieci napowietrznej 30 kV narażonego na ekstremalne oddziaływanie atmosferyczne typu oblodzenie i/lub szadź. W pracy przedstawiono wyniki oceny wpływu modernizacji sieci i przebudowy wybranych elementów linii napowietrznych na linie kablowe wraz z analizą porównawczą wartości wskaźników niezawodnościowych. Ponadto oszacowano koszty realizacji rozważanych wariantów jako czynnik decydujący o kolejności realizacji prac modernizacyjnych. Wykonane zostały też badania terenowe, których celem było sprawdzenie skuteczności dociążenia prądowego analizowanej magistrali jako metody zapobiegającej powstawaniu lodu.

2. Charakterystyka analizowanej linii i warunki klimatyczne

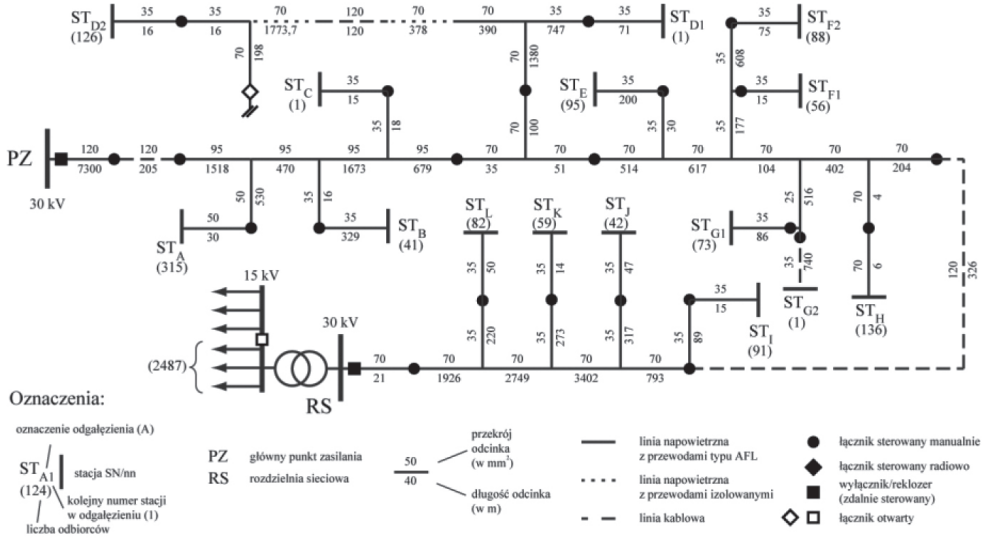
Zgodnie z klasyfikacją Köppena (Rubel i Kottek 2011) obszar Polski leży w strefie wilgotnego klimatu kontynentalnego. Nad Polską ścierają się różnorodne masy powietrza, co jest wynikiem położenia w centrum Europy oraz równoleżnikowego układu krain geograficznych. Największy wpływ na klimat Polski mają masy powietrza polarno-morskiego i polarno-kontynentalnego, decydujące o przejściowości klimatu polskiego. Od około dwóch dekad na obszarze Polski występują coraz częściej ekstremalne zjawiska pogodowe i katastrofy naturalne, tj. silne wiatry, nawalne deszcze i burze, powodzie, osuwiska, obfity śnieg i znaczne oblodzenie oraz skrajne temperatury.

W Polsce linie średniego napięcia o napięciu 30 kV to rozwiązania specyficzne, wykorzystywane do dystrybucji energii elektrycznej na znaczne odległości w terenach trudnych, o zmiennej topografii, tj. w górach czy na wyżynach. Obecnie linie o napięciu 30 kV stopniowo zastępowane są przez linie 110 kV.

W raporcie wykonanym przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej (Miętus i in. 2010) zostały zaprezentowane anomalne warunki pogodowe, jakie panowały w Polsce w styczniu 2010 roku spowodowane przez front niżowy znad północnych Włoch oraz przemieszczający się wolno z południa w głąb kraju front ciepły, za którym napłynęła wilgotna i cieplejsza polarna masa powietrza. Skutkiem tych warunków pogodowych były katastrofalne awarie infrastruktury elektroenergetycznej znajdującej się na obszarze całego kraju. Największe z nich dotknęły województwo śląskie i małopolskie, gdzie uszkodzonych zostało 31 linii WN oraz 148 linii SN. Katastrofie uległa również linia dystrybucyjna o napięciu 30 kV, która stanowiła obiekt badań. W przypadku analizowanego odcinka linii ostatnie odnotowane warunki pracy przy narażeniach bliskich wartościom dopuszczalnym nie spowodowały bezpośrednich rozległych zniszczeń. Uszkodzeniu uległ jedynie jeden słup typu BSW na mało znaczącym odgałęzieniu zasilającym jednego odbiorcę. Jednakże skutki pośrednie spowodowane znacznym odkształceniem elementów infrastruktury zmusiły operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) do zasadniczej modernizacji i odbudowy linii.

Analizowany odcinek sieci znajduje się w południowej części Polski. Ciąg linii napowietrznej zasila 15 stacji 30/0,4 kV oraz poprzez transformator 30/15 kV jedną sekcję dwusekcyjnej rozdzielni sieciowej 15 kV (rys. 1). Sekcja ta zasila kilka odpływów terenowych zawierających łącznie 61 stacji transformatorowych 15/0,4 kV. Na rysunku 1 kolejne odgałęzienia linii 30 kV oznaczono literami alfabetu, począwszy od rozdzielni zasilającej PZ.

Wybrane dane charakteryzujące badaną linię zebrano w tabeli 1. Magistrala linii zbudowana jest wyłącznie przy użyciu przewodów gołych AFL oraz krótkiego odcinka kabla. W odgałęzieniach także dominują przewody gołe AFL. Konstrukcje wsporcze to w większości słupy strunobetonowe.



Rys. 1. Schemat analizowanej napowietrznej linii dystrybucyjnej 30 kV
Źródło: opracowanie własne na podstawie Ciesielka i in. (2020)

Tabela 1
Podstawowe dane charakteryzujące analizowaną linię 30 kV

Element sieci	Rodzaj budowy/typ	Długość/liczba	Razem
Magistrala	linia napowietrzna AFL	22,46 km	22,99 km
	linia napowietrzna izolowana	0,00 km	
	linia kablowa	0,53 km	
Odgałęzienia	linia napowietrzna AFL	6,60 km	9,61 km
	linia napowietrzna izolowana	2,15 km	
	linia kablowa	0,86 km	
Konstrukcje wsporcze (słupy)	żelbetowe	4 szt.	270 szt.
	stalowe	34 szt.	
	strunobetonowe	201 szt.	
	wirowane	31 szt.	
Łączniki	sterowane manualnie	24 szt.	25 szt.
	sterowane radiem	1 szt.	
	reklozery	0 szt.	
Liczba zasilanych stacji SN/nn	15 szt. (30/0,4 kV) + 61 szt. (15/0,4 kV)		
Liczba zasilanych odbiorców	1207 odb. nn z 30 kV + 2487 odb. nn z 15 kV		
Roczny zakres obciążeń (min. – maks.)	33 A – 90 A		

W normalnym układzie pracy analizowana linia zasila jedną sekcję rozdzielni 15 kV. Istotne dociążenie przedmiotowej linii jest możliwe dzięki zmianie układu pracy sieci (zamknięcie sprzęgła w rozdzielni RS po stronie 15 kV). W ten sposób linia zostanie dociążona mocą drugiej sekcji rozdzielni RS, co zwiększy jej szczytowe obciążenie do ponad 180 A. Poziom obciążenia w okresie nocnym w takiej sytuacji można oszacować na ponad 90 A.

3. Analiza możliwości poprawy ciągłości zasilania

Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza w analizowanym rejonie będzie podlegała gruntownej modernizacji. W perspektywie wieloletniej zostanie rozpoczęta budowa sieci 110 kV wraz z podrzędną siecią 15 kV. Do tego czasu obecnie pracująca linia 30 kV powinna sprostać rosnącym wymaganiom odbiorców, zapewniając niezawodną pracę również w niesprzyjających warunkach klimatycznych. Zrozumiała konieczność ograniczenia nakładów inwestycyjnych w okresie przejściowym uzasadnia rozważenie wielu wariantów przebudowy linii.

Mając na celu ograniczanie oddziaływania awarii na odbiorców końcowych oraz minimalizację przerw w dostawie energii, należy napowietrzne linie elektroenergetyczne SN zastępować liniami kablowymi. Taki kierunek działań spowoduje znaczącą redukcję wartości wskaźników niezawodnościowych SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) oraz ich zbliżenie do poziomu zachodnioeuropejskiego (Allan i Billinton 1996).

W odniesieniu do rozważanej linii zaproponowano trzy warianty modernizacji: sukcesywną przebudowę odgałęzień, jednoczesną przebudowę wszystkich odgałęzień oraz przebudowę całej linii i zastąpienie jej napowietrznych odcinków linią kablową. Celem analizy wielowariantowej jest przedstawienie najmniej kosztownej strategii modernizacji linii pozwalającej w okresie przejściowym zmniejszyć liczbę przerw powodowanych warunkami środowiskowymi. W każdym przypadku zastosowano miarę niezawodności w postaci wskaźników SAIDI i SAIFI (Allan i Billinton 1996).

Wartości wskaźników wyznaczono, stosując podejście statystyczne oparte na kombinatorycznej analizie niezawodnościowej pracy odcinków linii z uwzględnieniem położenia łączników sekcjonujących (Allan i Billinton 1996). Typy łączników sekcjonujących oraz ich lokalizacja wraz ze strukturą analizowanej linii warunkują: zasięg zdarzeń awaryjnych, drogi zasilania rezerwowego i czas szybkiego przywrócenia zasilania. Na podstawie danych literaturowych (Zhu i in. 2006, Damchi i Sadeh 2010) przyjęto jednostkową częstość uszkodzeń dla linii napowietrznej z przewodami AFL na poziomie 8,14 uszk./100 km/rok, dla linii napowietrznej z przewodami izolowanymi – 4,48 uszk./100 km/rok, a dla linii kablowej – 0,814 uszk./100 km/rok. Średni czas trwania uszkodzenia założono na poziomie 5 godz.

Dla stanu istniejącego (rys. 1) wyznaczono wskaźnik SAIDI na poziomie 130,56 min/odbiorcę/rok, a wskaźnik SAIFI oszacowano na 3,067 uszk./odbiorcę/rok. Należy zauważyć, że w przypadku wyłączenia linii powodowanego awarią katastrofalną łączny czas naprawy i przywrócenia zasilania do wszystkich odbiorców może wynosić nawet kilkaset godzin. Dla takich warunków ekstremalnych dokonano deterministycznego wyliczenia wartości wskaźnika na podstawie liczby odbiorców zasilanych z sieci 30 kV (1207 odb.) oraz z sieci 15 kV (2487 odb.) przy założeniu, że awaria spowoduje uszkodzenia skutkujące przerwą w dostawie energii do odbiorców przez 14 dni. Taka przerwa była konieczna dla przywrócenia zasilania odbiorcom zasilanym z analizowanej linii po awarii w 2010 roku. Obliczenia wykonano, przyjmując całkowity brak zasilania oraz utrzymanie w pracy magistrali linii. W odniesieniu do obu sytuacji otrzymano odpowiednio wskaźnik SAIDI na poziomie: 20 160 min/odbiorcę/rok oraz 6587 min/odbiorcę/rok.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki obliczeń wielowariantowych oraz długości modernizowanych odcinków linii, wartości wskaźników SAIDI i SAIFI, a także szacunkowy koszt realizacji wariantu (na podstawie przyjmowanych przez OSD średnich kosztów prac).

Tabela 2

Wyniki obliczeń poszczególnych wariantów modernizacji linii 30 kV

Wariant analizy niezawodnościowej	Liczba odbiorców	Długość linii [km]	SAIDI	SAIFI	Koszt modernizacji [10^3 USD]
Stan aktualny	3694	31,208	130,56	3,067	–
Odgałęzienie „A” przebudowane do linii kablowej	315	0,560	128,27	3,026	41,07
Odgałęzienie „B” przebudowane do linii kablowej	41	0,345	129,70	3,042	25,30
Odgałęzienie „C” przebudowane do linii kablowej	1	0,033	130,46	3,064	2,42
Odgałęzienie „D” przebudowane do linii kablowej	127	5,070	119,18	2,774	371,78
Odgałęzienie „E” przebudowane do linii kablowej	95	0,230	129,88	3,050	16,87
Odgałęzienie „F” przebudowane do linii kablowej	144	0,875	126,71	3,003	64,17
Odgałęzienie „G” przebudowane do linii kablowej	74	0,602	127,96	3,023	44,15
Odgałęzienie „H” przebudowane do linii kablowej	136	0,010	130,53	3,066	0,73

Tabela 2 cd.

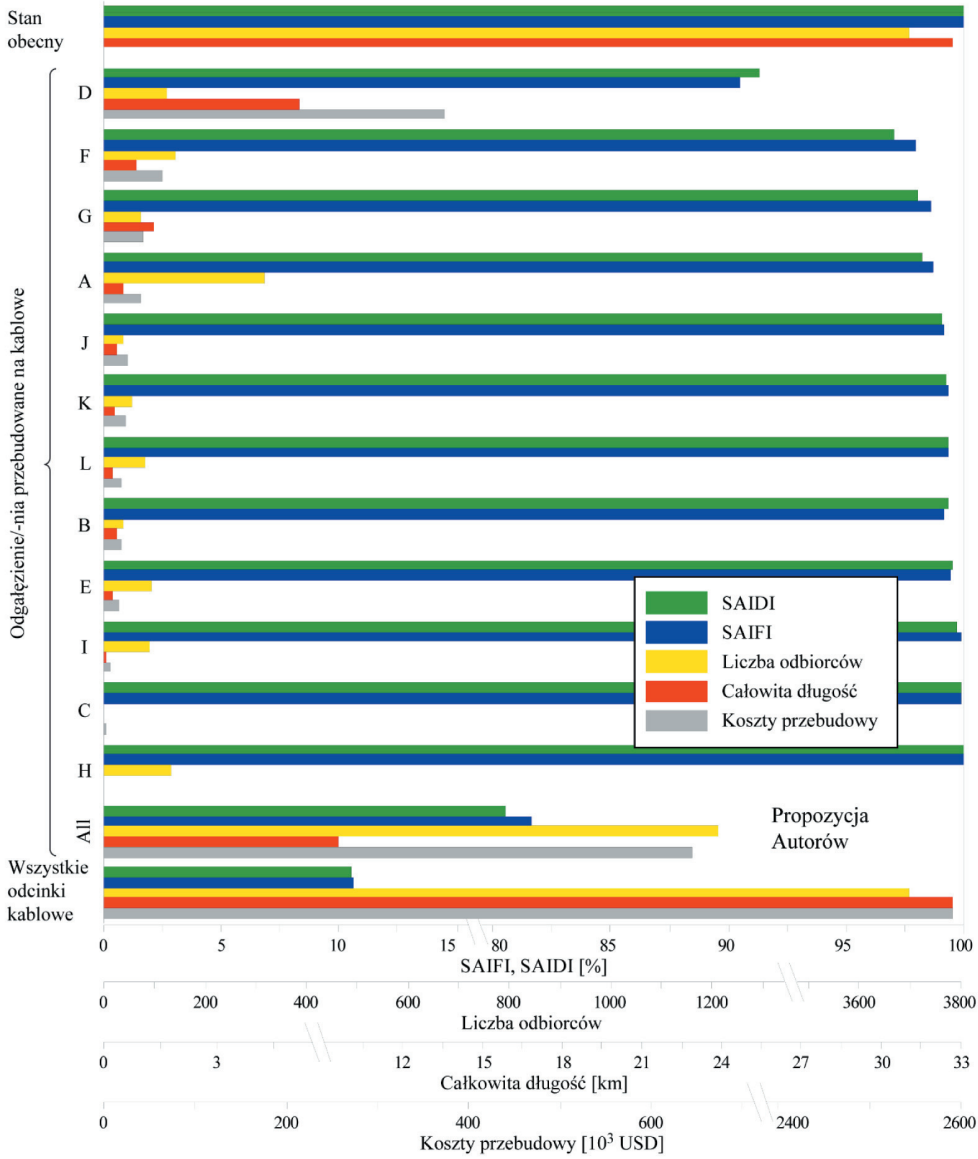
Odgałęzienie „I” przebudowane do linii kablowej	91	0,104	130,19	3,059	7,63
Odgałęzienie „J” przebudowane do linii kablowej	42	0,364	129,29	3,040	26,69
Odgałęzienie „K” przebudowane do linii kablowej	59	0,287	129,53	3,046	21,05
Odgałęzienie „L” przebudowane do linii kablowej	82	0,270	129,62	3,047	19,80
Kable tylko we wszystkich odgałęzieniach	1207	8,750	105,15	2,505	641,64
Wszystkie linie przebudowane na linie kablowej	3694	31,208	13,73	0,326	2588,00

W analizowanym odcinku linii wyróżniono 12 odgałęzień od magistrali oznaczonych literami alfabetu (rys. 1). Są to odcinki linii o różnej długości, które doprowadzają energię elektryczną do zróżnicowanej liczby odbiorców. Te dwa parametry w głównej mierze stanowią o wartościach otrzymanych wskaźnikach SAIDI i SAIFI. Należy zauważyć, że w stanie istniejącym zidentyfikowano w odgałęzieniach linie z przewodami AFL, linie z przewodami izolowanymi typu PAS oraz linie kablowe. Takie dane wejściowe wpływają na uzyskanie zróżnicowanych efektów w ograniczeniu wskaźników SAIDI i SAIFI.

Najdłuższym odgałęzieniem i zasilającym duże grupy odbiorców jest odgałęzienie „D”. Przebudowa tego odgałęzienia pozwala ograniczyć SAIDI do wartości 91,3% i SAIFI do wartości 90,5% w odniesieniu do stanu istniejącego. Jednocześnie koszt przebudowy tego odgałęzienia stanowi około 58% łącznego kosztu przebudowy wszystkich odgałęzień.

Przy założeniu, że celem przebudowy może być zmniejszenie wartości SAIDI do poziomu średnich wartości wskaźnika podawanych przez OSD, np. 120 min/odbiorcę/rok, możliwe do realizacji są trzy warianty: przebudowa całej linii, przebudowa tylko odgałęzień i przebudowa odgałęzienia „D”. Można zauważyć, że w wariancie pierwszym – najdroższym – przewiduje się również przebudowę magistrali. Jest to fragment sieci, którego niezawodna praca warunkuje ciągłość zasilania dużej grupy odbiorców przyłączonych do rozdzielni RS 15 kV. Pod względem ograniczenia wartości wskaźników SAIDI i SAIFI najbardziej efektywnym rozwiązaniem jest przebudowa całej linii i zastąpienie przewodów napowietrzanych kablami prowadzonymi w ziemi. To rozwiązanie jest wprawdzie najdroższe, lecz praktycznie eliminuje zakłócenia w pracy sieci powodowane zjawiskami pogodowymi.

Na rysunku 2 wartości wskaźników SAIDI i SAIFI odniesiono do tych samych wskaźników obliczonych dla stanu istniejącego. Kolejność prezentowanych na rysunku 2 odgałęzień zdeterminowana jest stopniem redukcji wskaźnika SAIDI.



Rys. 2. Zestawienie porównawcze wyników analizy niezawodnościowej

Ze względu na ograniczenia kosztów przy jednoczesnym osiągnięciu poprawy ciągłości zasilania proponuje się etapową przebudowę wszystkich odgałęzień analizowa-

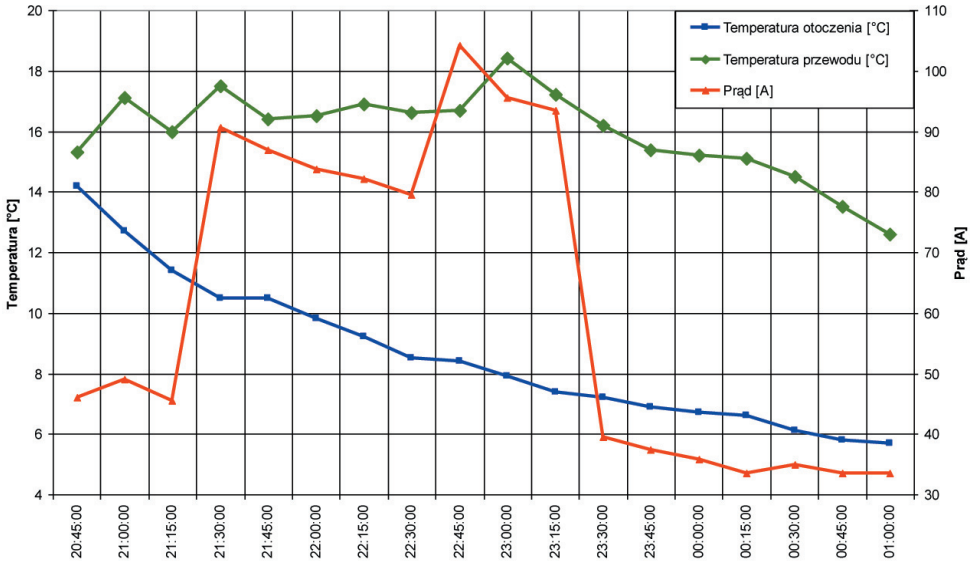
nej linii 30 kV na kablowe i równoczesne utrzymanie magistrali napowietrznej. Realizacja tego wariantu umożliwi osiągnięcie wskaźnika SAIDI 105,15 min/odbiorcę/rok.

4. Możliwość ograniczenia powstawania oblodzenia

Biorąc pod uwagę przedstawione uwarunkowania oraz strukturę analizowanego obiektu, za szczególnie istotne należy uznać utrzymanie ciągłości pracy toru głównego linii w każdych warunkach atmosferycznych. Zapobieganie powstaniu oblodzenia przewodów może być osiągnięte przez dodatkowe obciążenie linii. W przypadku rozpatrywanego obiektu jest to możliwe dzięki znacznej liczbie odbiorców przyłączonych na końcu magistrali poprzez stację 30/15 kV. Stwarza to możliwość rekonfiguracji układu i w konsekwencji znaczącego zwiększenia obciążenia linii.

W celu weryfikacji tej koncepcji wpływu obciążenia na nagrzewanie przewodów przeprowadzono badania eksperymentalne w warunkach rzeczywistych, zmieniając układ sieci i sprawdzając zmianę temperatury przewodów za pomocą termowizji. Pomiary wykonano przy zejściu przewodów do transformatora 30/15 kV (przewód AFL-6 95) dla stanu typowego oraz zwiększonego obciążenia ciągu.

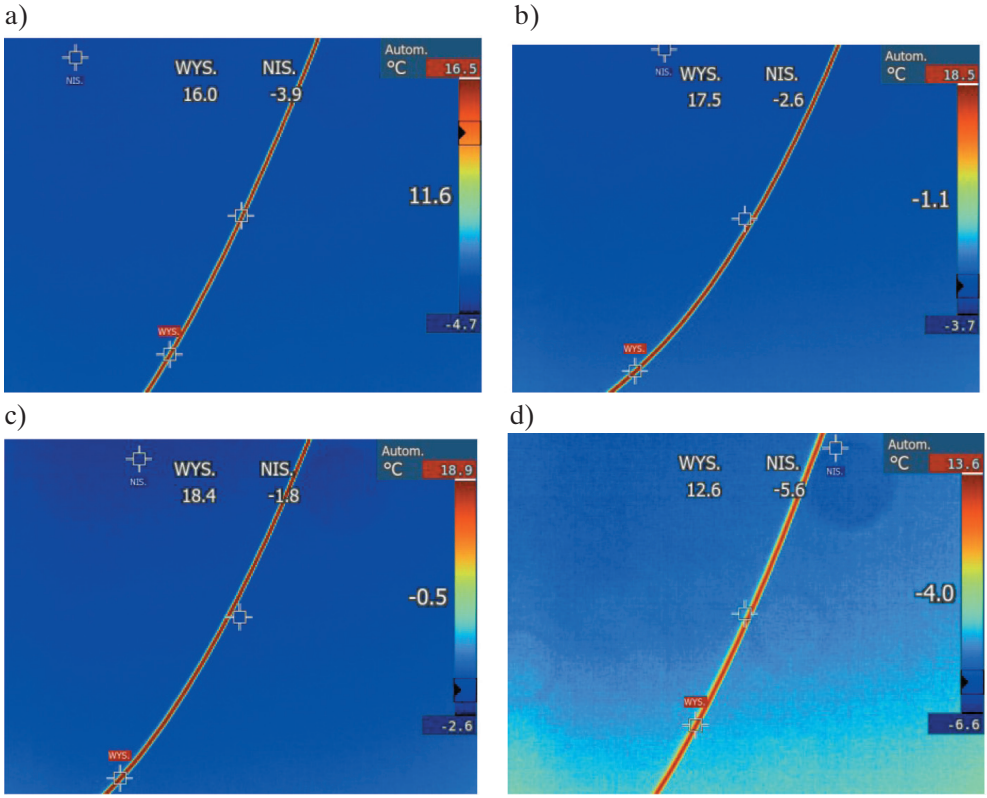
Na rysunku 3 zaprezentowano zbiorcze zestawienie wyników badań wartości natężenia prądu, temperatury otoczenia i temperatury przewodu w czasie eksperymentów.



Rys. 3. Natężenie prądu, temperatury otoczenia i temperatury przewodu w trakcie pomiarów linii 30 kV

Eksperyment prowadzono w porze wieczornej oraz w nocy w godzinach od 20:45 do 1:00 dnia następnego. Rozkłady temperatur rejestrowano kamerą termowizyjną FLUK Ti32 (rys. 4). Badania wykonano w warunkach bezwietrznych i bez zachmurzenia nieba po zachodzie słońca. W początkowej fazie eksperymentów od godziny 20:45 do godziny 21:15 zaobserwowano zmniejszenie temperatury otoczenia z 14,2°C do 11,4°C. W tym okresie wartość natężenia prądu przepływającego zmieniała się od 46 A do 49 A, a temperatura przewodu od 15,3°C do 17,1°C.

Dociążenie linii 30 kV przeprowadzono w dwóch etapach. O godzinie 21:24 zamknięto łącznik sprzęgła w rozdzielni 15 kV RS, a w godzinach od 22:32 do 22:36 dokonano przełączeń w głębi sieci 15 kV (zamknięcie trzech łączników sterowanych radiowo). Pomiędzy 23:15 a 23:19 przywrócono stan normalnej pracy linii 30 kV.



Rys. 4. Obraz termowizyjny linii 30 kV: a) godz. 21:15, temp. przewodu 16,0°C, temp. otoczenia 11,4°C, prąd 46 A; b) godz. 21:30, temp. przewodu 17,5°C, temp. otoczenia 8,5°C, prąd 90 A; c) godz. 23:00, temp. przewodu 18,4°C, temp. otoczenia 7,9°C, prąd 96 A; d) godz. 1:00, temp. przewodu 12,6°C. temp. otoczenia 5,7°C, prąd 34 A

O godzinie 21:30 zanotowano wzrost wartości prądu do 90 A. Natężenie prądu zmniejszało się do godziny 22:30 i osiągnęło wartość 79 A. W tym czasie temperatura

przewodu zmieniała się w przedziale od 17,5°C do 16,6°C. W analizowanym okresie zmniejszyła się również wartość temperatury otoczenia o 2°C: od 10,5°C do 8,5°C. Ponowny wzrost temperatury przewodu zaobserwowano o godzinie 23:00: z 16,6°C do 18,4°C, a więc o 1,8°C. Temperatura otoczenia wynosiła wtedy 7,9°C. Po powrocie do stanu normalnej pracy linii 30 kV wartość prądu zmniejszyła się z 94 A do 34 A. W tym okresie zarówno temperatura przewodu, jak i temperatura otocznia zmniejszały się systematycznie: temperatura przewodu z 17,2°C zmniejszyła się do 12,6°C, a temperatura otoczenia zmniejszyła się z 7,4°C do 5,7°C.

W wyniku szczegółowych badań stwierdzono, że podczas wzrostu obciążenia linii o wartość prądu 45 A nastąpił wzrost temperatury przewodu o 1,5°C, a przy wzroście prądu o 59 A nastąpił wzrost temperatury przewodu o 2,4°C.

Na uwagę zasługuje fakt, że w warunkach jesiennych i zimowych przedmiotowa linia może zostać dociążona do wartości prądu 180 A w porze dziennej oraz 90 A w porze nocnej.

5. Podsumowanie

W ciągu ostatniego półwiecza w Polsce wystąpiło wiele awarii krótko- i długotrwałych spowodowanych oblodzeniem i szadzią. Najpoważniejsze z nich miały miejsce w 2010 roku.

Obiektem badań był rozległy ciąg sieci rozdzielczej 30 kV zasilający znaczną liczbę odbiorców. Linia pełni funkcję zasilacza jednej z dwóch sekcji rozdzielni sieciowej i jest przykładem typowego rozwiązania stosowanego w takiej sytuacji.

Ocenę niezawodności strukturalnej sieci SN w warunkach typowych i ekstremalnych oparto na wartości wskaźników SAIDI i SAIFI. W analizach uwzględniono również kosztochłonność procesu modernizacji linii elektroenergetycznej 30 kV. Zaproponowano rozwiązanie umożliwiające zwiększenie niezawodności istniejącej infrastruktury polegające na wymianie linii napowietrznych na kablowe we wszystkich odgałęzieniach i utrzymaniu magistrali napowietrznej. Zapewni ono ograniczenie wydatkowanych środków finansowych, a znacząco poprawi niezawodność sieci.

Jednocześnie zaproponowano, w celu ograniczenia powstawania lodu na przewodach, okresowe, prewencyjne zwiększanie obciążenia linii, czego skutkiem będzie wzrost temperatury przewodów toru głównego. Założenie to zweryfikowano w trakcie eksperymentu. Na podstawie analiz przebiegów prądów i napięć w przedmiotowej linii 30 kV oraz wykonanych pomiarów jednoznacznie stwierdzono, że zwiększenie obciążenia w warunkach jesiennych i zimowych spowoduje wzrost temperatury przewodów do wartości dodatnich (gwarantujących zapobieganie utworzeniu się powłoki lodowo-szadziowej). Warunkiem skuteczności proponowanej procedury pozostaje odpowiednio

wczesne, prewencyjne dociążenie linii stosownie do spodziewanych warunków atmosferycznych sprzyjających szybkiemu narastaniu szadzi.

Literatura

Admirat P., Sakamoto Y., 1988, *Calibration of a wet snow model on real cases in Japan and France*, [w:] *4th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Paris, France, September 5–7, 1988*, s. 7–13.

Allan R.N., Billinton R., 1996, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, New York.

Ciesielka W., Szopa K., Gołaś A., 2016, *The analysis of load of overhead power line due to weather condition and design of smart system of its recognition*, Polish Journal of Environmental Studies, vol. 25(5A), s. 27–36.

Ciesielka W., Gołaś A., Szopa K., Bąchorek W., Benesz M., Kot A., Moskwa S., Zydroń P., 2020, *Reliability improvement of power distribution line exposed to extreme icing in Poland*, Bulletin of the Polish Academy of Sciences – Technical Sciences, vol. 68(5), s. 1113–1125. https://doi.org/10.24425/bpasts.2020.134656.

Damchi Y., Sadeh J., 2010, *Effect of combined transmission line (overhead line/cable) on power system reliability indices*, [w:] *PEOCO 2010: 4th International Power Engineering and Optimization Conference: Program and Abstracts: Grand Blue Wave Hotel, Shah Alam, Malaysia, 23–24 June 2010*, IEEE, s. 59–63.

Farzaneh M., 2008, *Atmospheric Icing of Power Networks*, Springer, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/978-1-4020-8531-4.

Fikke S., Ronsten G., Heimo A., Kunz S., Ostrozlik M., Persson P.-E., Sabata J. i in., 2007, *COST-727 – Atmospheric Icing on Structures, Measurements and data collection on icing: State of the Art*, Publication of MeteoSwiss, no. 75, Zürich.

Hesse K.H., 1988, *The management of devastating ice storms*, [w:] *4th International Workshops of Atmospheric Icing of Structure, Paris, France, September 5–7, 1988*, s. 330–334.

Laforte J.L., Allaire M.A., Laflamme J.L., 1998, *State-of-the-art on power line de-icing*, Atmospheric Research, vol. 46(1–2), s. 143–158. https://doi.org/10.1016/S0169-8095(97)00057-4.

Miętus M., Ustrnul Z., Marosz M., Biernacik D., Czekierda D., Kilar P., Czernecki B. (oprac.), 2010, *Biuletyn Monitoringu Klimatu Polski. Styczeń 2010*, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Warszawa.

Paska J., 2005, *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa.

Polhman J.C., Landers P., 1982, *Present state-of-the-art of transmission line icing*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 101(8), s. 2443–2450. https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317605.

Rubel F., Kottek M., 2011, *Comments on: "The thermal zones of the Earth" by Wladimir Köppen (1884)*, Meteorologische Zeitschrift, vol. 20(3), s. 361–365. https://doi.org/10.1127/0941-2948/2011/0285.

Sakamoto Y., 2000, *Snow accretion on overhead wires*, Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, vol. 358(1776), s. 2941–2970. http://www.jstor.org/stable/2666836.

Zhu D., Broadwater R.P., Tam K.-S., Seguin R., Asgeirsson H., 2006, *Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21(1), s. 419–427. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.860943.