

## Krótkoterminowe prognozowanie obciążalności prądowej linii napowietrznych WN i NN

**Streszczenie.** Głównym celem artykułu było opracowanie i weryfikacja modelu obciążalności prądowej dla linii 110 kV na podstawie aktualnej temperatury otoczenia i prędkości wiatru. Model matematyczny obciążalności prądowej linii opracowany został dla różnych poziomów ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu dla pory dziennej i nocnej. W drugiej części artykułu przedstawiono wykorzystanie opracowanego modelu obciążalności prądowej linii napowietrznych do prognozowania obciążalności linii w horyzoncie krótkoterminowym.

**Abstract.** The main purpose of the paper was an elaboration and a verification of a new theoretical model of capacity of 110 kV overhead line, which needs actual ambient temperature and the wind speed. Mathematical model of capacity which is proposed, has been elaborated for different levels of risk of exceeding permissible conductor temperature in daytime and nighttime and for a different interval of ambient temperature. Second part of the paper concerns to use new model of ampacity for short-term forecasting overhead lines thermal capacity. (**Short-term forecasting of the current carrying capacity of overhead HV and LV lines**).

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, linie napowietrzne, obciążalność prądowa, intensyfikacja zdolności przesyłowej.

**Keywords:** electric power system, overhead lines, ampacity, intensification of thermal capacity.

### Wstęp

Ważnym zagadnieniem z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) jest nieustanne zapewnianie niezawodności dostaw energii elektrycznej od węzłów wytwórczych do węzłów odbiorczych. Zadanie to jest realizowane za pośrednictwem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Głównym zadaniem sieci przesyłowej jest przesył energii wyprodukowanej w krajowych elektrowniach systemowych do obszarów deficytowych oraz zapewnienie wymiany międzysystemowej z krajami ościennymi. Drugim zadaniem stawianym sieci przesyłowej jest zapewnienie równoległej i synchronicznej pracy wszystkich generatorów przyłączonych do danej sieci, co w elektroenergetyce jest ściśle związane z zapewnieniem stabilności pracy urządzeń wytwórczych. Do głównych zadań sieci dystrybucyjnej można zaliczyć dostawę energii do odbiorców końcowych o odpowiedniej jakości [1]. Zarówno w przypadku sieci przesyłowej jak i dystrybucyjnej, zapewnienie wystarczająco dużej obciążalności prądowej elementów sieciowych stanowi dla operatorów bardzo ważne zadanie w dobie rozwoju rynku energii (mocy) oraz intensywnego wzrostu liczby węzłów do których przyłączone są urządzenia energetyki odnawialnej.

Zgodnie z informacjami zawartymi m.in. w [2], [3], [4] powszechnie wykorzystywanym środkiem mającym na celu zwiększenie dopuszczalnego prądu obciążenia linii napowietrznych jest stosowanie monitorowania parametrów pogodowych oraz temperatury przewodów roboczych.

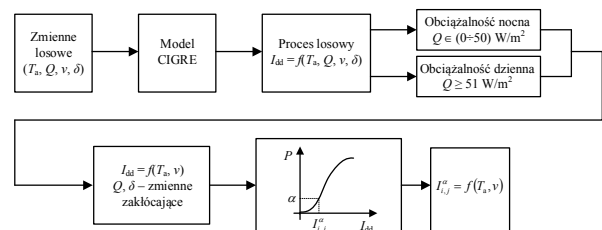
W artykule zaprezentowano model matematyczny pozwalający na określenie obciążalności prądowej linii 110 kV na podstawie informacji o temperaturze powietrza i prędkości wiatru. Opracowany model numeryczny został wykorzystany do określenia niepewności przy krótkoterminowym prognozowaniu obciążalności prądowej linii napowietrznej.

### Wyznaczanie obciążalności prądowej linii w funkcji temperatury otoczenia i prędkości wiatru

W celu uzyskania informacji o aktualnym stanie warunków pogodowych wpływających na bilans ciepły przewodu roboczego linii napowietrznej, stosuje się zazwyczaj kilka stacji meteorologicznych zainstalowanych na konstrukcjach wsporczych, co pozwala w pewnym stopniu uwzględnić zmienność warunków atmosferycznych wzdłuż długich linii przesyłowych. Innym rozwiązaniem

może być instalacja lub wykorzystanie istniejących stacji pogodowych zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie linii napowietrznej. Stacje meteorologiczne służące do monitorowania czynników pogodowych realizują pomiar temperatury otoczenia, intensywności promieniowania słonecznego, prędkości wiatru oraz kąta natarcia wiatru względem przewodu roboczego. W celu określenia aktualnej obciążalności prądowej linii, należy zastosować matematyczny model obliczeniowy bazujący na bilansie przewodu w stanie cieplnym ustalonym [5].

Z uwagi na duże niepewności pomiarowe występujące przy pomiarze kąta natarcia wiatru względem przewodu oraz braku powszechności monitorowania natężenia promieniowania słonecznego, w artykule zaproponowano model obciążalności prądowej, który pozwala na jej określenie w postaci funkcji zależnej od temperatury powietrza  $T_a$  i prędkości wiatru  $v$ . Warto podkreślić, że przy dużych prędkościach wiatru wpływ nasłonecznienia na obciążalność prądową linii jest bardzo mały. Zgodnie z analizami przeprowadzonymi w [6] temperatura otoczenia jest wielkością stabilną w czasie i w przestrzeni oraz koreluje z prędkością wiatru. Wyniki obciążalności otrzymywane z wykorzystaniem opracowanego modelu są wyznaczane na akceptowalnym przez operatora poziomie ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu. Przyjęty poziom ryzyka przekłada się na wartość wymaganych odstępów pionowych do ziemi i obiektów będących w przestrzeni pod linią napowietrzną. Ideę wyznaczania obciążalności prądowej linii w funkcji temperatury otoczenia i prędkości wiatru pokazano na rysunku 1.



Rys.1. Schemat blokowy modelu obliczeniowego do wyznaczania dynamicznej obciążalności prądowej linii napowietrznej

Na potrzeby opracowania modelu numerycznego wykorzystano zarchiwizowane dane meteorologiczne z 24

miesiący, przy czym pomiary temperatury otoczenia, intensywności promieniowania słonecznego oraz prędkości i kąta natarcia wiatru względem przewodu wykonywane były w 15-minutowych odstępach czasu.

Można przyjąć założenie, że dostępne archiwalne dane pomiarowe są zmiennymi losowymi, natomiast obciążalność prądowa linii napowietrznej z przewodem o znanej rezystancji  $R_{DC20}$  oraz temperaturowym współczynnikiem rezystancji  $\alpha_{20}$  jest zmienną zależną, którą również można potraktować jako zmienną losową. Określenie prądu dopuszczalnego linii jest możliwe z wykorzystaniem równania (1), przy założeniu przeciętnej temperatury przewodu  $T_{av}$ :

$$(1) \quad I_{dc} = \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s}{R_{dc20} [I + \alpha_{20} (T_{av} - 20)]}}$$

Rozwiązanie zależności (1) wymaga wyznaczenia ilości ciepła oddawanego z przewodu do otoczenia przez konwekcję ( $P_c$ ) i promieniowanie ( $P_r$ ) oraz ciepła absorbowanego przez przewód z promieniowania słonecznego ( $P_s$ ). O wymienionych wielkościach w dużym stopniu decydują czynniki atmosferyczne, dlatego z obciążalność prądowa linii napowietrznej jest uwikłaną funkcją temperatury otoczenia, intensywności promieniowania słonecznego, a także prędkości i kąta natarcia wiatru względem przewodu. Zgodnie z zależnościami matematycznymi tworzącymi model CIGRE, postać funkcji (1) jest bardzo złożona, stąd analityczne określanie obciążalności prądowej linii na zadanym poziomie ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych jest bardzo trudne. Ze względu na wysokie korelacje występujące między danymi meteorologicznymi, do opracowania modelu dynamicznej obciążalności prądowej linii napowietrznej, wykorzystany został rozkład obciążalności prądowej linii obejmujący dwuletni okres pomiarowy.

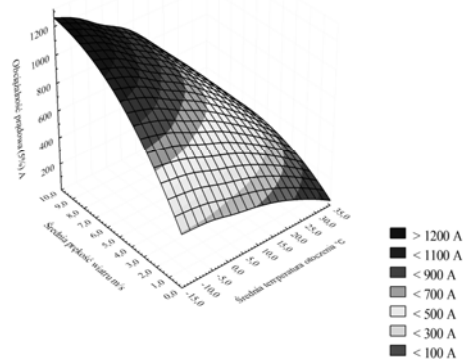
Dla przygotowanych z wykorzystaniem modelu Cigre [3] danych wejściowych, wyznaczono obciążalność prądową linii napowietrznej wynikającą z każdej losowej kombinacji (obejmującej cztery wartości) danych pogodowych. W obliczeniach założono, że rozpatruje się linię 110 kV z przewodem roboczym AFL-6 240 mm<sup>2</sup> o temperaturze granicznej roboczej równej 40°C. Otrzymany rozkład obciążalności prądowej linii 110 kV w funkcji warunków pogodowych zarejestrowanych wzdłuż trasy linii, poddany został filtracji pod kątem temperatury powietrza i prędkości wiatru w celu otrzymania żądanych przedziałów. W każdym z otrzymanych przedziałów sporządzono empiryczny rozkład obciążalności prądowej, a następnie określono obciążalność linii na kilku wybranych poziomach ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych, określając obciążalność odpowiadającą wybranemu percentylowi (7%, 5%, 4%, 3% oraz 2%). Przykładowe wyniki obciążalności linii 110 kV w wybranych przedziałach temperatury otoczenia i prędkości wiatru odpowiadające kilku wybranym poziomom ryzyka zamieszczono w tabeli 1, natomiast na rysunku 2 zamieszczono przestrzenny rozkład obciążalności wyznaczonej z ryzykiem 5% we wszystkich rozpatrywanych przedziałach temperatury otoczenia i prędkości wiatru.

Opracowany model obciążalności prądowej został przebadany pod kątem wystąpienia przekroczeń w kilku liniach 110 kV, ze szczególnym uwzględnieniem okresu letniego, w którym wystąpiły wysokie temperatury otoczenia oraz wysoka intensywność promieniowania słonecznego, które w dużym stopniu zmniejszają obciążalność prądową linii napowietrznych. Na rysunku 3 zamieszczono przebieg

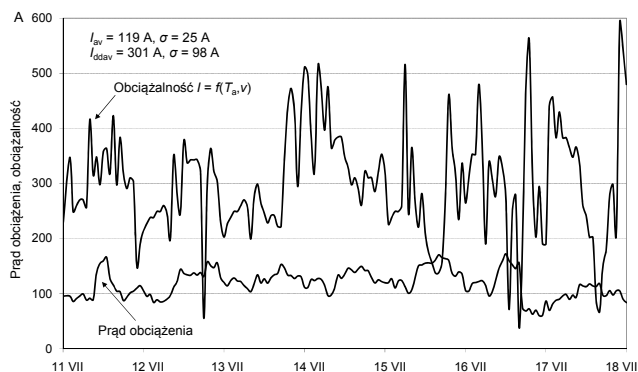
prądu obciążenia płynącego w linii 110 kV i jej obciążalności dynamicznej (z ryzykiem 5%) w wybranym tygodniu letnim (przewód roboczy AFL-6 240 mm<sup>2</sup>).

Tabela 1. Obciążalność prądowa linii 110 kV z przewodem AFL-6 240 mm<sup>2</sup> w przedziałach temperatury powietrza i prędkości wiatru dla wybranych poziomów ryzyka

$T_a$	$v$	7%	5%	3%
(25,1+30,0)°C	(2,1+3,0) m/s	347 A	336 A	322 A
	(4,1+5,0) m/s	440 A	429 A	414 A
(10,1+15,0)°C	(2,1+3,0) m/s	566 A	554 A	537 A
	(4,1+5,0) m/s	698 A	682 A	661 A



Rys.2. Rozkład obciążalności prądowej linii 110 kV (ryzyko 5%) w porze dziennej dla wszystkich przedziałów temperatury powietrza i prędkości wiatru



Rys.3. Obciążalność dynamiczna linii w funkcji temperatury otoczenia i prędkości wiatru oraz prąd obciążenia linii w wybranym okresie letnim

Z przedstawionych na rysunku 3 przebiegów wynika, że przez około 5% rozpatrywanego czasu pojawiają się okresy w których obciążalność prądowa linii jest mniejsza od aktualnego prądu obciążenia. Uzyskana wartość czasu przekroczeń odpowiada przyjętemu do obliczeń percentylowi obciążalności prądowej na poziomie 5%. Maksymalne przekroczenie temperatury przewodu w analizowanym tygodniu letnim wynosi 14,3 K.

Wartości dynamicznej obciążalności prądowej linii przedstawione w tabeli 1, mogą zostać wykorzystane do określenia analitycznej postaci funkcji (1) użytecznej dla operatora. Do tego celu można wykorzystać model regresji wielorakiej, który pozwala na ujęcie ilościowe związków pomiędzy wieloma zmiennymi. Metoda ta może zostać wykorzystana, gdy w populacji badamy więcej niż dwie cechy mierzalne. W sytuacji takiej wyjaśnić chcemy zachowanie się zmiennej zależnej za pomocą jej związków ze zmiennymi niezależnymi. Najczęściej przy analizie dużej liczby zmiennych niezależnych przyjmuje się liniową postać

regresji wielorakiej, jej wykres jest wtedy hiperpłaszczyzną regresji wielorakiej.

Do estymacji parametrów postaci funkcji obciążalności prądowej wykorzystano metodę najmniejszych kwadratów. Jako rozwinięcie szukanej funkcji przyjęto postać funkcji kwadratowej. Przykładowe postaci otrzymanych funkcji odpowiadających zadanemu ryzyku przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu na poziomie 5% przedstawiono za pomocą równań (2) oraz (3):

$$(2) \quad I_D^{5\%} = f(T_a, v) = -0,19T_a^2 - 5,03v^2 - 4,63T_a + 122,26v - 1,19T_a v + 379,43$$

$$(3) \quad I_N^{5\%} = f(T_a, v) = -0,18T_a^2 - 5,90v^2 - 5,09T_a + 135,22v - 1,36T_a v + 376,89$$

Postać funkcji pozwalająca na wyznaczenie obciążalności prądowej linii napowietrznej z zadanym poziomem ryzyka jest bardzo użyteczna dla operatora, jednak z uwagi na złożoność modelu cieplnego przewodu gołego, wyniki obciążalności otrzymane z wykorzystaniem równań (2) i (3) mogą w określonych warunkach pogodowych cechować się niepewnością, rzędu kilkudziesięciu amperów [4].

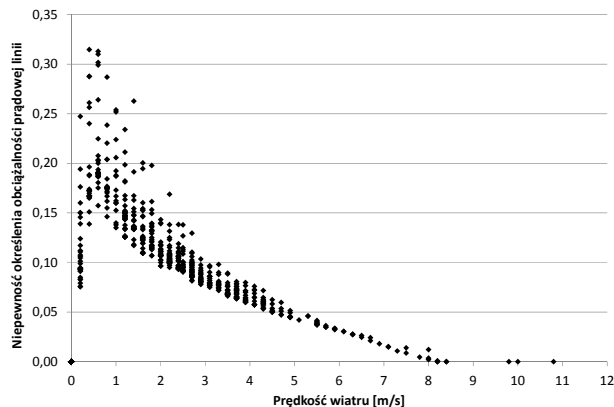
### Krótkoterminowe prognozowanie obciążalności prądowej linii napowietrznych

Ważnym zagadnieniem, z punktu widzenia prowadzenia pracy KSE, jest prognozowanie obciążalności prądowej linii napowietrznych WN i NN. Z uwagi na wysokie korelacje warunków atmosferycznych i obciążalności prądowej linii, zasadnym wydaje się wykorzystanie prognozy pogody do prognozowania dopuszczalnych obciążeń prądowych linii napowietrznych. W tym celu można wykorzystać zależności numeryczne pozwalające na określenie obciążalności linii na żądanym poziomie ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych. Podejście takie umożliwia wyznaczenie niepewności związanych z określeniem krótkoterminowej obciążalności prądowej linii napowietrznych, która może wystąpić w wyniku błędu prognozy warunków pogodowych na następną dobę. W celu sprawdzenia wpływu niedokładności prognozy warunków meteorologicznych na niepewność określenia obciążalności prądowej linii, przeprowadzono symulacje zakładające 3 warianty zróżnicowania prognozy warunków pogodowych względem prognozy bazowej.

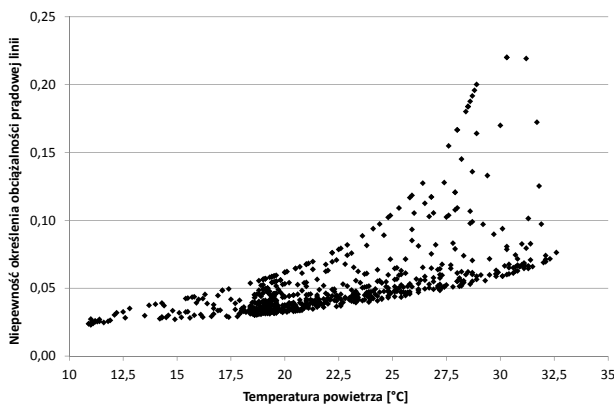
Wariant I zakłada zmniejszenie wartości prędkości wiatru względem prognozy bazowej o 0,5 m/s. W wariantcie II założono zaprognozowanie wartości temperatury otoczenia z dodatnią niepewnością 1 K, natomiast wariant III jest kombinacją wariantu I w połączeniu z wariantem II. Przyjęcie opisanych wyżej założeń jest celowe, ponieważ w każdym z rozpatrywanych wariantów zakłada się wystąpienie warunków pogodowych powodujących zmniejszenie obciążalności prądowej linii, a więc rozważane warianty zapewniają niekorzystne warunki wymiany ciepła między przewodem roboczym a otoczeniem.

Na podstawie przeprowadzonych analiz zaobserwować można dość silną zależność poziomu niepewności wyznaczenia obciążalności prądowej linii w funkcji temperatury otoczenia. W umiarkowanych i w niskich temperaturach powietrza wystąpienie różnicy w prognozie temperatury otoczenia na poziomie 1 K nie wpływa w znacznym stopniu na ryzyko wystąpienia dużej niepewności określenia dopuszczalnego prądu obciążenia linii napowietrznej (rys. 3). Najwyższe wartości niepewności określenia obciążalności linii występują w zakresie

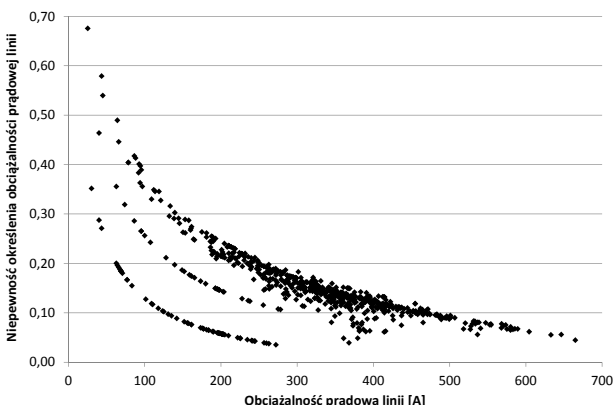
wysokich temperatur otoczenia i wynoszą około 22%. Inny rozkład niepewności określenia obciążalności linii występuje w przypadku zróżnicowania prognozy prędkości wiatru (rys. 4). W tym przypadku największe niepewności występują przy prędkościach wiatru bliskich 0 m/s. Przeprowadzona analiza numeryczna pokazuje, że najwyższe wartości niepewności określenia dopuszczalnego prądu obciążenia linii napowietrznej przy różnicy w prędkości wiatru wynoszą nieco ponad 30% i odpowiadają prędkościom wiatru  $\leq 0,6$  m/s.



Rys.4. Niepewności określenia obciążalności prądowej linii przy zmniejszeniu prędkości wiatru o 0,5 m/s względem prognozy



Rys.5. Niepewności określenia obciążalności prądowej linii przy przekroczeniu rzeczywistej temperatury otoczenia o 1 K względem prognozy



Rys.6. Niepewności określenia obciążalności prądowej linii przy zmniejszeniu prędkości wiatru o 0,5 m/s oraz przekroczeniu rzeczywistej temperatury otoczenia o 1 K

Warto podkreślić, że przeprowadzone analizy dotyczą modelu wykorzystującego funkcję matematyczną pozwalającą na wyznaczanie obciążalności prądowej linii z ryzykiem 5% na podstawie informacji o temperaturze

otoczenia i prędkości wiatru, natomiast sam model numeryczny służący do wyznaczania dopuszczalnego prądu linii napowietrznej jest bardzo złożony, dlatego na wartość wyznaczonych niepewności ma wpływ wiele czynników do których można zaliczyć m.in. niepewność poprawnego odwzorowania postaci funkcji matematycznej wynikającej z niedostatecznego dopasowania modelu regresyjnego, uwzględnienie w analizach ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych (podejście probabilistyczne) oraz znacznego skomplikowania modelu obciążalności prądowej przewodów gołych. Przeprowadzone analizy numeryczne mające na celu określenie niepewności wyznaczenia obciążalności prądowej linii napowietrznej przy założeniu różnic w prognozie warunków meteorologicznych wpływających na bilans cieplny przewodu elektroenergetycznego pokazują, że kluczowym zadaniem przy prognozowaniu obciążalności prądowej linii jest opracowanie dokładnej prognozy w zakresie wysokich wartości temperatury otoczenia i niskich wartości prędkości wiatru. Stąd też najwyższe poziomy niepewności występują dla niewielkich wartości obciążalności prądowej linii, a więc w okresie wysokich temperatur otoczenia, którym towarzyszą zazwyczaj ruchy wiatru o niskiej prędkości.

### Podsumowanie

Przedstawione analizy dotyczyły prognozowania krótkoterminowej obciążalności prądowej linii napowietrznych w funkcji prędkości wiatru i temperatury otoczenia na wybranym (zadanym) poziomie ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych. Opracowane zależności matematyczne (2) i (3) pozwalają na wyznaczenie obciążalności linii z ryzykiem 5% i mogą również zostać wykorzystane do prognozowania obciążalności linii, przy czym takie zastosowanie omawianych zależności wymaga opracowania prognozy temperatury powietrza i prędkości wiatru w krótkoterminowym horyzoncie, przykładowo w okresie jednej doby. Określanie dopuszczalnego prądu obciążenia linii napowietrznej na podstawie informacji o wartości temperatury powietrza i prędkości wiatru pozwala na znaczne zwiększenie obciążalności prądowej linii bez konieczności monitorowania wszystkich parametrów pogodowych wpływających na temperaturę przewodów fazowych. Uzyskany wówczas przyrost obciążalności prądowej jest znaczący ponieważ odniesiony jest do tzw. obciążalności sezonowej określanej jedynie dla dwóch pór roku (letniej i zimowej) przy założeniu przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów przez 20 godzin w skali roku. Wyniki końcowe uzyskane z wykorzystaniem omawianego modelu obciążalności prądowej linii można przedstawić w postaci tabelarycznej, jako wartości dopuszczalnego prądu obciążenia linii w odpowiednich przedziałach temperatury i prędkości wiatru (tabela 1). Drugą możliwością jest opracowanie (z wykorzystaniem metody regresji wielorakiej) zależności matematycznych, które pozwalają na wyznaczenie obciążalności linii w sposób numeryczny. Złożoność przeprowadzonych analiz oraz znaczne skomplikowanie modelu obciążalności prądowej powodują, że wykorzystanie zależności matematycznych skutkuje występowaniem niepewności dla niektórych stanów pogodowych, jednak maksymalne wartości tych niepewności wynoszą około 40 A (wariant z ryzykiem 5%). W przypadku bardzo ważnych, z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE linii napowietrznych, w których pojawiają się problemy z zapewnieniem dostatecznej zdolności przesyłowej, zasadne może być wdrożenie pełnego monitoringu linii lub zastosowanie zamienników przewodów istniejących z rodziny przewodów

o małym zwisie, zapewniających kilkukrotne zwiększenie dopuszczalnego prądu obciążenia linii z zachowaniem kryterium zwisów.

Opracowane zależności matematyczne mogą posłużyć także do krótkoterminowego prognozowania obciążalności prądowej linii, na przykład w perspektywie kolejnych 24 godzin. Takie wykorzystanie opracowanego modelu obciążalności prądowej jest możliwe, jednak należy pamiętać o możliwości błędnego zaprognozowania warunków pogodowych na kolejną dobę. W celu zbadania niepewności wynikających z różnic pomiędzy prognozą założoną a prognozą rzeczywistą, założono trzy warianty określające możliwe różnice. W wariancie I (prognoza prędkości wiatru mniejsza o 0,5 m/s względem prognozy bazowej) maksymalne wartości uzyskanych niepewności wynoszą nieco ponad 30% i występują dla niskich wartości prędkości wiatru. W wariancie II zakładającym zwiększenie temperatury otoczenia o 1 K względem prognozy, maksymalne wartości niepewności wynoszą około 20% dla wysokich wartości temperatury otoczenia. Przeprowadzone analizy numeryczne wskazują na wysokie ryzyko wystąpienia niepewności dla niskich wartości obciążalności prądowej linii, a więc dla wysokich wartości temperatury powietrza i niskich wartości prędkości wiatru. Zgodnie z otrzymanymi wynikami, wykorzystanie opracowanych zależności matematycznych do krótkoterminowego prognozowania obciążalności linii jest możliwe, aczkolwiek z zastrzeżeniem możliwości wystąpienia niepewności w określeniu obciążalności linii w skrajnie niekorzystnych warunkach pogodowych. Informacja o potencjalnej niepewności w określeniu obciążalności prądowej linii jest dla operatora kluczowa, bowiem wskazuje na konieczność częstej aktualizacji prognozy warunków pogodowych w okresie ekstremalnie ciepłych dni w roku. W każdym z wariantów wyznaczono rozkład niepewności określenia obciążalności prądowej linii, przy czym wyznaczono wartości niepewności względnych oraz rozkłady niepewności maksymalnych z wykorzystaniem metody różniczki zupełnej. W przypadku wariantu III otrzymane wartości maksymalnych niepewności są sumą niepewności występujących w wariancie I oraz w wariancie II.

**Autorzy:** dr hab. inż. Henryk Kocot, Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: [henryk.kocot@polsl.pl](mailto:henryk.kocot@polsl.pl); dr inż. Paweł Kubek, PSE Innowacje Sp. z o.o., Aleje Jerozolimskie 132, 02-305 Warszawa, E-mail: [pawel.kubek@pse.pl](mailto:pawel.kubek@pse.pl); Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: [pawel.kubek@polsl.pl](mailto:pawel.kubek@polsl.pl).

### LITERATURA

- [1] Kocot H., Zastępowanie linii o napięciu 220 kV liniami 400 kV jako sposób zwiększenia zdolności przesyłowych krajowego systemu elektroenergetycznego, Monografia *Rynek Energii Elektrycznej*, Bezpieczeństwo energetyczne Polski, Lublin 2016, 43-50
- [2] Żmuda K.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wybrane zagadnienia z przykładami*, Wydanie trzecie. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2016
- [3] Siwy E., Żmuda K., Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych 110 kV, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 82 NR 9/2006, 95-97
- [4] Czapaj-Atlas R., Obciążalność prądowa sieci – metody pomiarów i zwiększenie przepustowości, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 88 NR 10a/2012, 7-9
- [5] *Thermal behaviour of overhead conductors*. Technical Brochure No. 207. Working Group 22.12 CIGRE Paris 2002 (ELECTRA No.203, August 2002)
- [6] Kubek P.: *Analiza zwiększenia zdolności przesyłowej eksploatowanych linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia*. Rozprawa doktorska. Gliwice 2015