

Wydział Elektrotechniki i Automatyki

Imię i nazwisko autora rozprawy: Seweryn Szultka
Dyscyplina naukowa: elektrotechnika

AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Tytuł rozprawy w języku polskim: **Analiza obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych z wykorzystaniem zaawansowanych metod numerycznych**

Tytuł rozprawy w języku angielskim: **The analysis of the current-carrying capacity of conductors with the use of advanced numerical methods**

Promotor
<i>podpis</i>
dr hab. inż. Stanisław Czapp, prof. nadzw. PG

SPIS TREŚCI

ABSTRACT.....	3
1. WSTĘP.....	4
1.1. PROBLEMATYKA BADAWCZA.....	4
1.2. CEL ROZPRAWY DOKTORSKIEJ.....	5
1.3. TEZA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ.....	5
1.4. STRUKTURA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ.....	5
2. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU BADAWCZEGO.....	6
3. OPIS MODELU NUMERYCZNEGO	7
4. ANALIZA OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH DLA UŁOŻENIA GRUNT – POWIETRZE	11
5. WPŁYW WARUNKÓW ZEWNĘTRZNYCH ORAZ SPOSOBÓW UŁOŻENIA PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W POWIETRZU NA ICH OBCIĄŻALNOŚĆ PRĄDOWĄ DŁUGOTRWAŁĄ.....	20
6. ZWIĘKSZENIE OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH PRZEZ ZASTOSOWANIE EFEKTU KOMINOWEGO	23
7. PODSUMOWANIE I WNIOSKI.....	27
BIBLIOGRAFIA	28

ABSTRACT

This doctoral dissertation presents an analysis of the current-carrying capacity of conductors on the example low-voltage power cable line YKY 35 mm². The analysis of the current-carrying capacity was carried out in the ANSYS Fluent software which is based on computational fluid dynamics. The following factors are taken into account in the analysis of the current-carrying capacity of conductors (power cables): wind speed and its direction, solar radiation, geographic direction of layout of conductors, thermal resistivity of the ground and selected ways of layout of conductors. The research considered the arrangement of power cables in the ground and in the air.

The dissertation contains an overview of the topic, including a wide literature review, discussion of the theoretical basis related to the heat transfer, description of the numerical model, simulation results and conclusions. It has been shown that wind speed and its direction as well as solar radiation have a crucial impact on the current-carrying capacity of power cables. A method for improving the current-carrying capacity of a cable line exposed to solar radiation has been proposed. This method uses the intensification of natural convection, which takes place in a protective pipe adequately coordinated with the conductor (power cable) placed in it. This creates a chimney effect related to the difference in air density caused by the temperature difference: air in the protection pipe (chimney analogy) and ambient air. As a result of this type of solution, the current-carrying capacity of the power cable line is around 30% higher than for the case with solar radiation and without the pipe. The analysis of this intensification of natural convection indicates the existence of a diameter of the protection pipe, for which the convective heat exchange between the conductor (power cable) and the environment is the most effective.

Key words: current-carrying capacity, computational fluid dynamics, chimney effect, natural convection, power cables.

1. WSTĘP

1. 1. PROBLEMATYKA BADAWCZA

Obciążalność prądowa długotrwała przewodów elektroenergetycznych jest ważnym parametrem eksploatacyjnym zarówno sieci przesyłowych, jak i dystrybucyjnych. Obciążalność ta jest miarą przepustowości linii elektroenergetycznych, w tym także linii kablowych niskiego napięcia bezpośrednio związanych z odbiorcami energii elektrycznej. Wielkość ta informuje o maksymalnej wartości natężenia prądu elektrycznego, płynącego przez przewód elektroenergetyczny, która nie spowoduje uszkodzenia cieplnego izolacji na skutek przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwanie. Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, coraz większa liczba źródeł wytwórczych zintegrowanych z systemem elektroenergetycznym w ramach odnawialnych źródeł energii skutkuje wzrostem szczególnego zainteresowania nad możliwościami zwiększenia przepustowości linii elektroenergetycznych. Obciążalność prądowa długotrwała (br. ang. *current-carrying capacity*, am. ang. *ampacity*) przewodów elektroenergetycznych zależy głównie od: konstrukcji przewodów, sposobu ich ułożenia oraz warunków otoczenia. Wpływ każdego z tych czynników na obciążalność prądową długotrwałą przewodów i kabli elektroenergetycznych jest określona w normach IEEE oraz IEC [1]–[5]. Normy te uwzględniają poszczególne czynniki wybiórczo i nie odnoszą się do całości zjawisk faktycznie występujących w instalacjach elektroenergetycznych. Wskazane normy nie uwzględniają między innymi wpływu: zmiennej prędkości i kierunku wiatru, zmiennego nasłonecznienia, geograficznej orientacji przewodów, a także wielu innych czynników mających wpływ na obciążalność prądową długotrwałą przewodów i kabli elektroenergetycznych. Wskazane normy opierają się na metodzie obliczeniowej Nehera-McGrath'a z 1957 r. [6]. Metoda ta jest jednak mało dokładna [7]. W związku z tym rzetelną wiedzę na temat obciążalności prądowej długotrwałej można osiągnąć przez badania doświadczalne oraz analizę numeryczną. Jak podaje literatura [8]–[10], obliczenia numeryczne stanów cieplnych przewodów elektroenergetycznych z użyciem dedykowanego oprogramowania ma coraz większe znaczenie, a postanowienia wspomnianych norm służą tylko potwierdzeniu wyników uproszczonego modelowania numerycznego.

Aby uzupełnić lukę występującą w normach i literaturze, przeanalizowano wpływ następujących czynników na obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych:

- prędkości oraz kierunku wiatru w stosunku do osi przewodów,
- zmiennego natężenia promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię przewodów,
- geograficznej orientacji przewodów elektroenergetycznych,
- konwekcyjnego efektu kominowego, dzięki któremu można zwiększyć obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych umieszczonych w powietrzu.

Badania symulacyjne przeprowadzono na przykładzie kabli elektroenergetycznych niskiego napięcia (YKY 35 mm²) umieszczonych w gruncie/powietrzu.

Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych z wykorzystaniem oprogramowania ANSYS Fluent® otrzymano wyniki, które szeroko przedstawiają wpływy wspomnianych warunków otoczenia oraz ułożenia na obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych.

Badania zrealizowane w ramach pracy doktorskiej określają charakter i intensywność zjawisk fizycznych występujących podczas nagrzewania/chłodzenia przewodów elektroenergetycznych. Wiadomości te stanowią uzupełnienie wiedzy dotyczącej obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych umieszczonych głównie w powietrzu. Znajomość rzeczywistych warunków eksploatacji przewodów elektroenergetycznych pozwala na uniknięcie błędów projektowych i w efekcie wpłynę na zwiększenie niezawodności i bezpieczeństwa instalacji elektroenergetycznych [11], [12]. Przeprowadzone badania mają także charakter uniwersalny, ponieważ odnoszą się do zmiennych warunków otoczenia, które mogą odwzorowywać otoczenie przewodów elektroenergetycznych umieszczonych w różnych miejscach na świecie (m.in. przy zmiennej wietrzności, innym natężeniu promieniowania słonecznego itp.).

1.2. CEL ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Pierwszym celem jest opracowanie modeli cieplnych przewodów elektroenergetycznych. Drugim celem jest analiza i ocena obciążalności prądowej długotrwałej przewodów w różnych warunkach otoczenia oraz przy różnym sposobie ich ułożenia. Na podstawie tych analiz możliwe będzie osiągnięcie trzeciego celu – opracowanie metody poprawy obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych.

1.3. TEZA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Aktualne przepisy i normy dotyczące wyznaczania obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych w powietrzu nie uwzględniają wystarczająco szeregu czynników wpływających na tę obciążalność (m.in. nasłonecznienia, prędkości wiatru, a także niektórych sposobów ułożenia przewodów), co w pewnych przypadkach może prowadzić do uszkodzenia cieplnego izolacji przewodów. Zastosowanie numerycznej mechaniki płynów pozwala na zaawansowane modelowanie procesów wymiany ciepła i wyznaczenie tej obciążalności z uwzględnieniem różnorodnych czynników zewnętrznych.

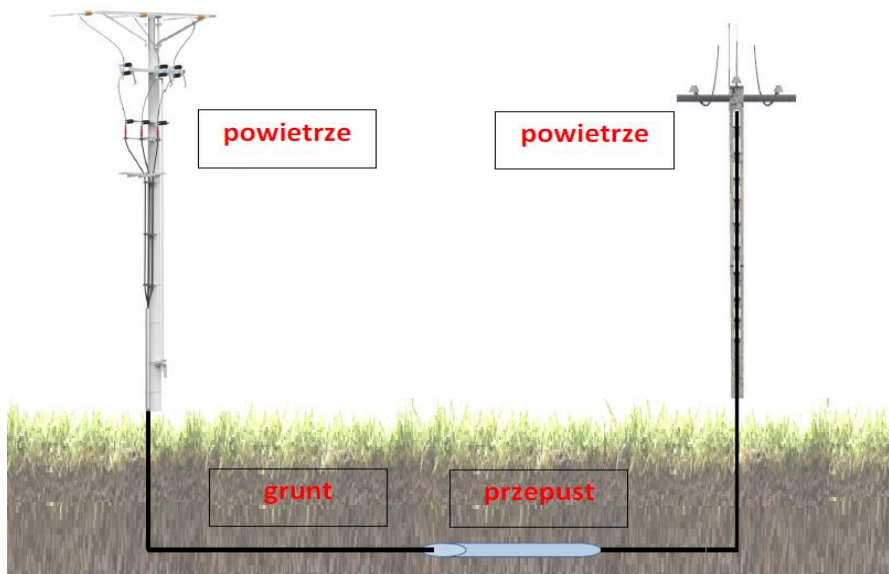
1.4. STRUKTURA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Rozprawa doktorska zawiera 9 rozdziałów oraz ponadto: streszczenie, wykaz ważniejszych oznaczeń, spis treści, bibliografię, spis rysunków, spis tabel oraz załączniki.

We wstępie (rozdział pierwszy) określono problematykę badawczą, cel oraz tezę rozprawy. Rozdział drugi zawiera przegląd literatury wraz z krytyczną jej oceną. W rozdziale trzecim omówiono podstawy teoretyczne, na których oparto badania. Rozdział czwarty zawiera sformułowanie problemu badawczego. Rozdział piąty zawiera omówienie zastosowanego modelu numerycznego. Rozdział szósty zawiera analizę obciążalności prądowej długotrwałej przykładowej linii kablowej dla ułożenia grunt – powietrze. W rozdziale siódmym przedstawiono wpływ warunków zewnętrznych oraz sposobów ułożenia przewodów i kabli elektroenergetycznych na ich obciążalność prądową długotrwałą. Rozdział ósmy przedstawia możliwość zwiększenia obciążalności prądowej długotrwałej przewodów i kabli elektroenergetycznych z wykorzystaniem tzw. efektu kominowego. Rozdział dziewiąty zawiera podsumowanie oraz wnioski.

2. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU BADAWCZEGO

W praktyce związanej z budową linii kablowych najczęściej występujący stan ułożenia kabli elektroenergetycznych to taki, w którym linia kablowa na całej długości ułożona jest w zmiennych/różnych warunkach otoczenia, co poglądowo przedstawia rysunek 1.



Rysunek 1. Rysunek obrazujący zmienne otoczenie kabli elektroenergetycznych występujące w praktyce

Obciążalność prądowa długotrwała określona dla tej przykładowej linii kablowej zdeterminowana jest tym szeregowym odcinkiem linii kablowej, dla którego warunki wymiany ciepła z otoczeniem są najgorsze. Wynika z tego, że obciążalność ta określa zdolność przesyłową całej linii kablowej. Wyjaśniając dalej, zwiększenie obciążalności prądowej długotrwałej dla określonego powyżej szeregowego odcinka linii elektroenergetycznej pozwoli na zwiększenie obciążalności prądowej długotrwałej całej tej linii kablowej. Wobec tego numeryczna analiza stanu cieplnego linii kablowej dla różnych sposobów ułożenia oraz warunków otoczenia, a także zastosowanie metod poprawy obciążalności prądowej długotrwałej ma szczególne znaczenie, gdyż pozwoli na:

- poprawę niezawodności dostaw energii (np. dotyczy odcinków linii kablowej najbardziej narażonych na przegrzanie),
- lepsze wykorzystanie zdolności przesyłowych już istniejących linii kablowych,
- zwiększenie efektywności ekonomicznej (brak konieczności wprowadzania dodatkowych przewodów równoległych).

Ze względu na te czynniki, podejmowany temat rozprawy doktorskiej ma istotne znaczenie. Mając na uwadze złożoność całości problemu związanego z obciążalnością prądową długotrwałą przewodów i kabli elektroenergetycznych, a także ograniczoną mocą obliczeniową komputerów, rozważania opisane w pracy dotyczą kabli elektroenergetycznych umieszczonych w gruncie oraz w powietrzu.

Obliczenia numeryczne stanów cieplnych kabli elektroenergetycznych zostały przeprowadzone z wykorzystaniem oprogramowania ANSYS Fluent, wykorzystującego numeryczną mechanikę płynów w celu rozwiązania równań opisujących wymianę ciepła i masy. Analizowane przypadki dotyczą stanu ustalonego, gdy pole temperatury nie zależy od czasu.

3. OPIS MODELU NUMERYCZNEGO

Bilans cieplny przewodów w stanie ustalonym zawiera następujące rodzaje ciepła, które zostały uwzględnione w modelu numerycznym:

- ciepło dostarczane do kabli elektroenergetycznych (ciepło Joule'a oraz ciepło pochodzące z promieniowania słonecznego),
- ciepło oddawane przez kable elektroenergetyczne do otoczenia przez konwekcję, przewodzenie oraz promieniowanie.

Ciepło Joule'a: W większości badanych przypadków wprowadzono iteracyjnie warunek brzegowy gęstości strumienia ciepła Joule'a q_J do otrzymania wyniku, dla którego temperatura dopuszczalna długotrwale w którymkolwiek obszarze izolacji osiągnęła wartość 70 °C. Wówczas obciążalność prądowa długotrwała I_z została wyznaczona z wykorzystaniem zależności:

$$q_J = \frac{\dot{Q}_J}{A_{1m}} = \frac{I_z^2 R}{\pi d_w} \quad (1)$$

gdzie:

I_z – obciążalność prądowa długotrwała, A,

R – rezystancja żyły roboczej przy przepływie prądu przemiennego, Ω/m ,

d_w – średnica żyły roboczej przewodu elektroenergetycznego, m,

Gęstość strumienia ciepła jest równa stosunkowi mocy cieplnej \dot{Q}_J [W] wydzielonej na jednostkowej długości przewodu do powierzchni bocznej miedzianej żyły A_{1m} [m²] o jednostkowej długości. Założeniem poczynionym w badaniach jest równomierny rozkład gęstości strumienia ciepła Joule'a na całej powierzchni bocznej miedzianej żyły.

Ciepło promieniowania słonecznego zostało przedstawione jako autorskie, funkcyjne odwzorowanie gęstości strumienia ciepła docierającego od słońca do powierzchni izolacji $q_S(x)$ $\left[\frac{W}{m^2}\right]$. Zależności te zostały przekształcone do użycia w kartezjańskim układzie współrzędnych. Natężenie promieniowania słonecznego zależy od wysokości słońca nad horyzontem, co jest związane z absorpcją promieniowania słonecznego przez atmosferę.

Jako podstawową zależność opisującą natężenie promieniowania słonecznego użyto wzoru Westman'a [13]:

$$H = H_0 * 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (2)$$

gdzie:

$H_0 = 1120 \text{ W/m}^2 = \text{const}$,

$$m = \frac{1}{\sin A_L};$$

A_L – wysokość słońca nad horyzontem, [°],

Wzór opisujący strumień ciepła docierający do powierzchni izolacji kabla ułożonego pionowo, w zależności od współrzędnej kartezjańskiego układu współrzędnych, przedstawia się następująco:

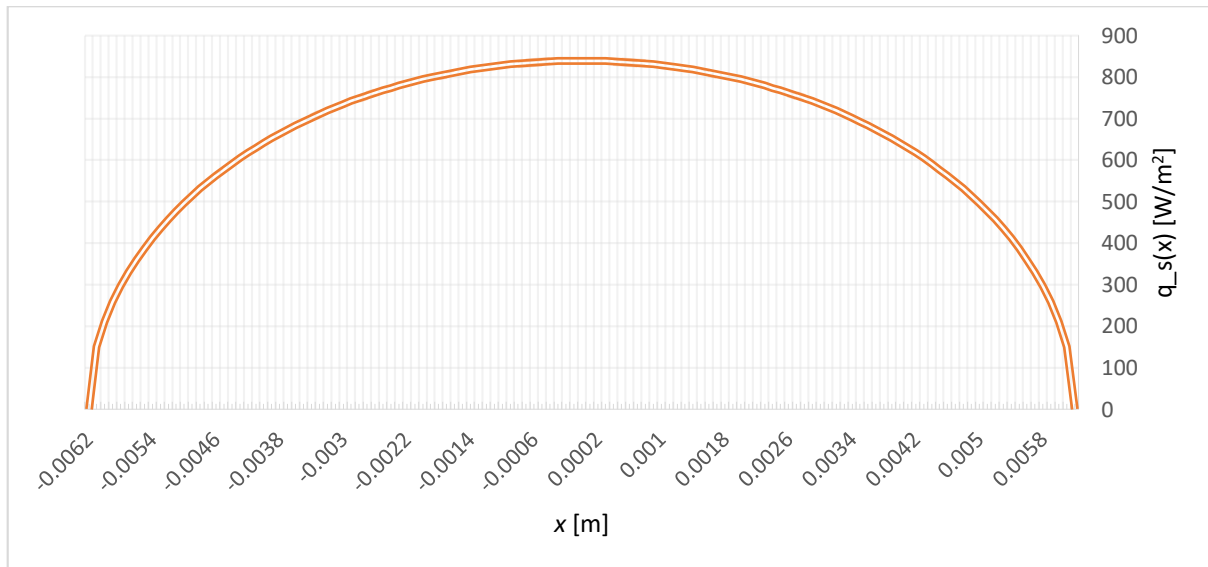
$$q_{S_v}(x) = \frac{\sqrt{r_e^2 - x^2}}{r_e} \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_o \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (3)$$

gdzie:

x – współrzędna układu 3D zorientowanego na rys. 4,

r_e – promień analizowanego kabla elektroenergetycznego.

Rozkład promieniowania słonecznego na powierzchni kabla YKY 35 mm² ułożonego pionowo, gdzie promienie słoneczne padają pod kątem 45° na połowę obwodu kabla elektroenergetycznego i cały analizowany jego odcinek długości, przedstawia rysunek 2.



Rysunek 2. Rozkład gęstości promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm² ułożonego pionowo

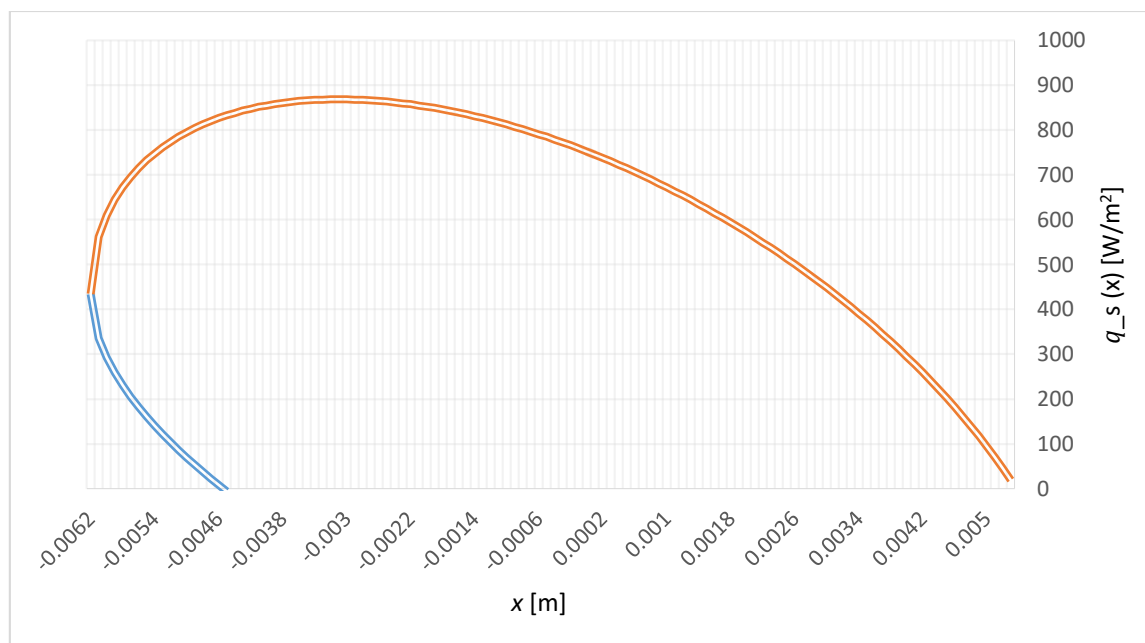
W przypadku gdy kabel elektroenergetyczny ułożony jest poziomo, wówczas rozkład promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego przedstawia się zależnością (4). Na rysunku 3 została przedstawiona ilość promieniowania słonecznego padająca na powierzchnię kabla ułożonego poziomo w zależności od współrzędnej x . Dane przedstawione na wykresie odpowiadają wysokości słońca równej 60°, czyli sytuacji, w której następuje przesilenie letnie oraz szerokość geograficzna odpowiadająca polskim warunkom. Kolorem niebieskim zaznaczono funkcję ważną dla współrzędnej $y < 0$, a kolorem czerwonym dla współrzędnej $y \geq 0$, zgodnie z opisem modelu przedstawionym na rysunku 15.

Dla $y < 0$:

$$q_{S_h}(x) = - \left(\sqrt{3 \cdot \left(1 - \left(\frac{x}{r_e} \right)^2 \right)} - \frac{x}{r_e} \right) \cdot \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_o \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2}$$

dla $y \geq 0$:

$$q_{S_h}(x) = \left(\sqrt{3 \cdot \left(1 - \left(\frac{x}{r_e} \right)^2 \right)} - \frac{x}{r_e} \right) \cdot \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_o \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (4)$$



Rysunek 3. Rozkład gęstości promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm² ułożonego poziomo

Uzyskane zależności (3) oraz (4) wynikają ze zmiennego kąta padania promieni słonecznych na powierzchnię kabla. Funkcje te zostały zaimplementowane w programie ANSYS Fluent. Jak wynika z rysunków 2 i 3, rozkład promieniowania jest nieliniowy, a wartości silnie zmienne w zależności od współrzędnej x związanej z promieniem kabla. Dla badanych sposobów ułożenia zmianom podlegała dziedzina funkcji.

Założono, że współczynnik absorpcji promieniowania jest równy współczynnikowi emisji i wynosi 0,9. Energia wypromieniowywana z układu została odwzorowana przez model radiacji P_1 (model promieniowania P_1 jest najprostszym przypadkiem bardziej ogólnego modelu P_N , który opiera się na rozszerzeniu intensywności promieniowania na serię sferycznych harmonicznych) oraz DO (Discrete Ordinates – model promieniowania rozwiązujący równanie transportu energii promieniowania dla skończonej liczby dyskretnych kątów stałych ustalonych w układzie 3D) – modele zaimplementowane w programie ANSYS Fluent.

Przewodzenie ciepła głównie w ciałach stałych, tj. rozpatrywane w gruncie oraz w elementach stałych przewodów (żyła robocza, izolacja), ale także w warstwie przyściennej. Zakładając izotropowość badanych materiałów, warunek dotyczący gęstości energii przewodzonej w układzie można opisać zależnością zgodną z prawem Fourier'a:

$$q_{\text{cond}} = -\lambda \nabla t \quad (5)$$

gdzie:

λ – przewodność cieplna, W/(m·K),

∇t – przestrzenny gradient temperatury, K/m.

W badaniach głównie analizowano **przejmowanie** ciepła na drodze konwekcji naturalnej i wymuszonej. Gęstość strumienia ciepła przekazywanego na drodze konwekcji dana jest zależnością:

$$q_{\text{conv}} = \alpha(t_{\text{PVC}} - t_{\text{AIR}}) \quad (6)$$

gdzie:

α – współczynnik przejmowania ciepła, W/(m²K),

t_{PVC} – oznacza temperaturę powierzchni izolacji kabla elektroenergetycznego, K,

t_{AIR} – oznacza temperaturę powietrza omywającego kabel elektroenergetyczny, K.

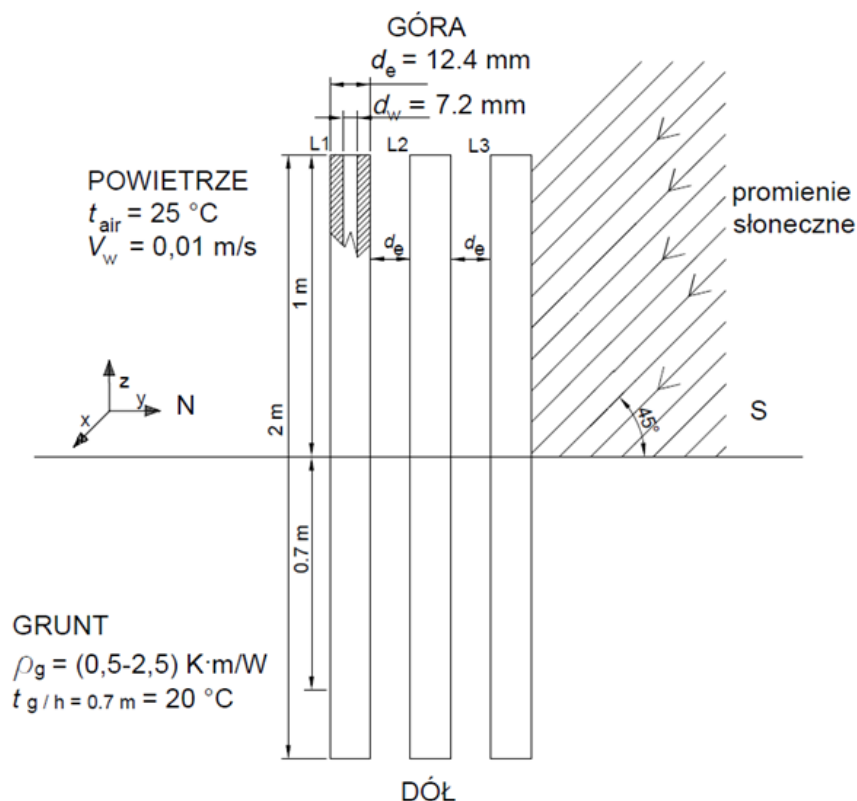
Kluczowym w tym mechanizmie wymiany ciepła jest współczynnik przejmowania ciepła α , który zależy od wielu czynników, m.in. kierunku i prędkości wiatru, geometrii układu, temperatury kabla elektroenergetycznego oraz powietrza.

Badania symulacyjne związane z wymianą ciepła powietrza jako gazu ściśliwego oparte są na założeniu, że powietrze potraktowane jest jako gaz doskonały spełniający równanie stanu gazu doskonałego. W celu odwzorowania przepływu turbulentnego mającego wpływ na konwekcyjną wymianę ciepła, w symulacjach wykorzystano standardowy model turbulencji $K-\epsilon$. Mimo że modelowanie konwekcyjnej wymiany ciepła, zwłaszcza gdy występuje przepływ turbulentny, jest zadaniem niełatwym, to uzyskano zbieżność rozwiązania numerycznego na podstawie residuum dla każdego z rozwiązywanych równań bilansowych.

W publikacji [10] przedstawiono weryfikację wyników modelu numerycznego dla uproszczonej geometrii instalacji kablowej z wynikami normy [1], [2] i uzyskano w tym zakresie porównywalne wyniki.

4. ANALIZA OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH DLA UŁOŻENIA GRUNT – POWIETRZE

Analiza obciążalności prądowej długotrwałej linii kablowej 3 x YKY 35 mm² ułożonej częściowo w gruncie oraz częściowo w powietrzu wykorzystuje model numeryczny 3D, którego geometria oraz warunki brzegowe zostały przedstawione na uproszczonym rysunku 4.



Rysunek 4. Geometria oraz wybrane (najistotniejsze) warunki brzegowe analizowanej linii kablowej

Trzy kable elektroenergetyczne w układzie trójfazowym są ułożone płasko i oddalone od siebie o średnicę zewnętrzną d_e równą 12,4 mm. Na kabel fazy L3 w części nadziemnej pada promieniowanie słoneczne pod kątem 45° . Kable faz L1 oraz L2 osłonięte są od bezpośredniego promieniowania słonecznego. Powietrze w części nadziemnej porusza się w kierunku zgodnym z osią y , z prędkością v_w równą 0,01 m/s. Temperatura powietrza wynosi $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Temperatura gruntu na głębokości pograżenia linii kablowej wynosi $20 \text{ }^\circ\text{C}$. W symulacjach zmianom podlegała rezystywność cieplna gruntu ρ_g , której wartości zawierały się w przedziale $0,5 \div 2,5 \text{ (K}\cdot\text{m)/W}$. Na rysunku 4 został podany także kartezjański, przestrzenny układ odniesienia związany z modelem numerycznym (implementacją warunków brzegowych).

Zgodnie z przedstawionym modelem, obciążalności prądowe długotrwałe I_z otrzymane dla części linii kablowej pograżonej w gruncie, w zależności od rezystywności cieplnej gruntu, zostały zestawione w tabeli 1. Kolumna 2 w tabeli 1 przedstawia warunek brzegowy gęstości strumienia ciepła Joule'a dla analizowanych przypadków w układzie symetrycznym obciążenia. Gęstości strumienia ciepła q_j wyznaczone przy obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych umieszczonych w gruncie zostały przyjęte jako referencyjne i odwzorowane w części nadziemnej linii kablowej (kable ułożone w powietrzu).

Tabela 1. Zestawienie obciążalności prądowej długotrwałej dla różnych wartości rezystywności cieplnej gruntu

Lp.	ρ_g (K·m)/W	q_j W/m ²	I_z A
1	0,5	1456,3	230,5
2	1,0	850,9	176,2
3	1,5	600,4	148
4	2,0	463,9	130,1
5	2,5	378,4	117,5

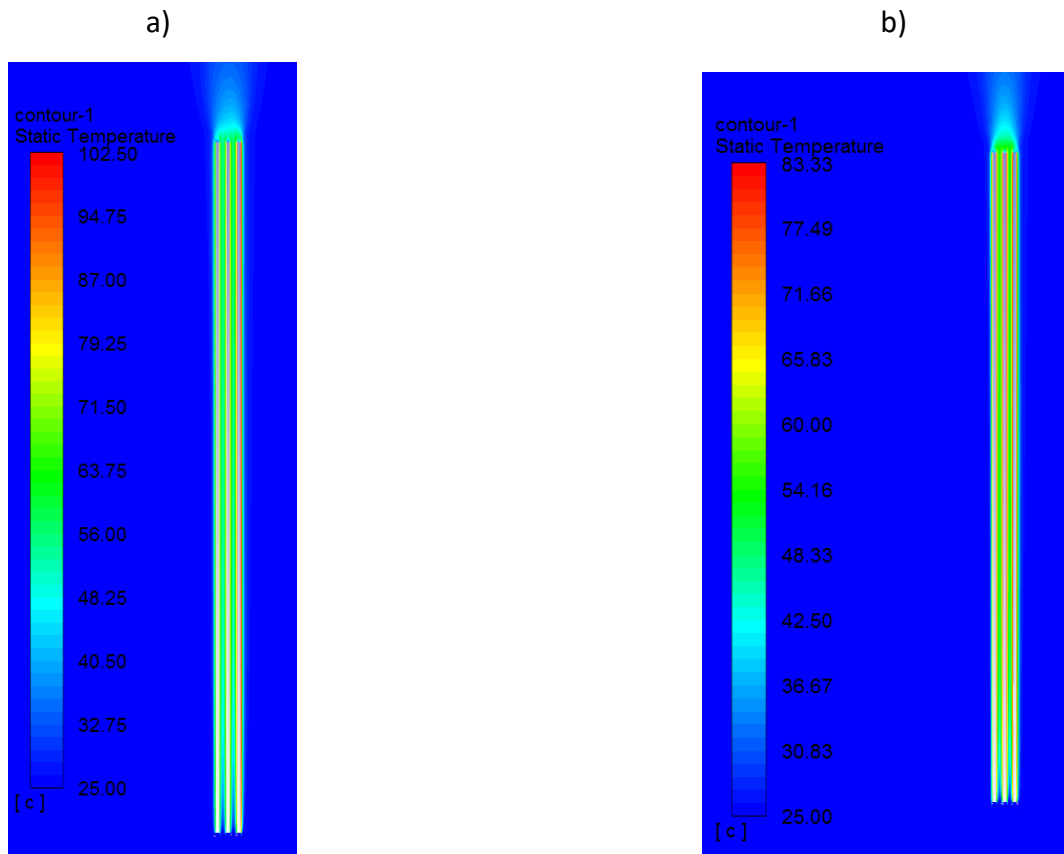
Wówczas to temperatury izolacji przewodów ułożonych w powietrzu dla warunku brzegowego q_j wynikającego z warunków w gruncie przedstawiają się następująco (tabela 2).

Tabela 2. Zestawienie temperatur izolacji dla różnych wartości rezystywności cieplnej gruntu

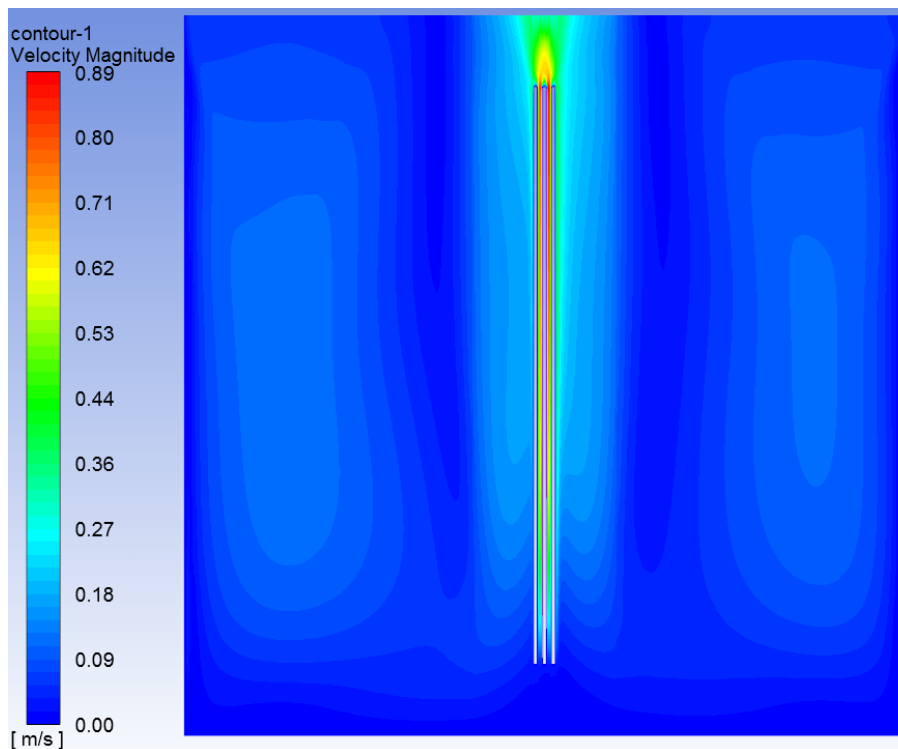
Lp.	ρ_g (K·m)/W	q_j W/m ²	T_{max_s} °C	T_{max} °C
1	0,5	1456,3	131	116,6
2	1,0	850,9	102,5	83,3
3	1,5	600,4	89,9	67,9
4	2,0	463,9	82,6	59
5	2,5	378,4	77,7	53,3
Czcionką pochyłą oznaczono temperatury wyższe niż dopuszczalna długotrwanie				

Przedstawiona tabela 2 zawiera zestawienie temperatur maksymalnych izolacji kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu w przypadku uwzględnienia promieniowania słonecznego T_{max_s} oraz bez uwzględnienia tego promieniowania T_{max} .

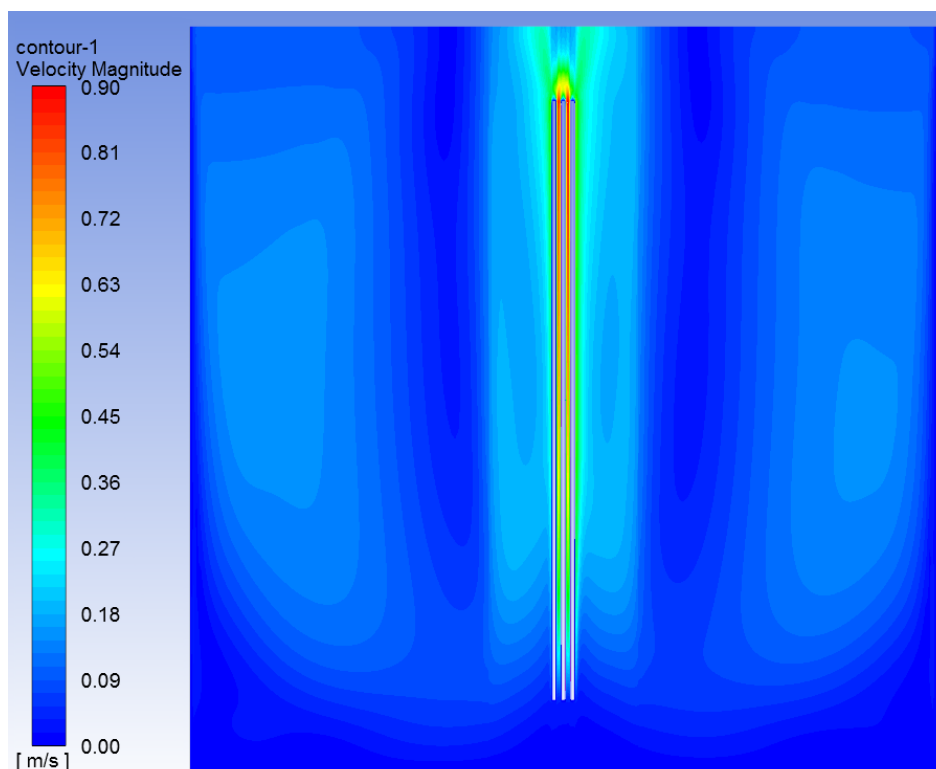
Wg normy IEC 60287 [3], dla polskich warunków powinna zostać przyjęta obliczeniowa wartość temperatury gruntu równa 20 °C, a głębokość pogrążenia kabli elektroenergetycznych powinna wynieść 0,7 m. Rezystywność cieplna gruntu w warunkach polskich równa jest $\rho_g = 1,0$ (K·m)/W. Według tejże normy, obliczeniowa temperatura powietrza powinna wynosić 25 °C. Tak więc podane wartości obliczeniowe z normy [3] zostały zastosowane w modelu obliczeniowym. Na podstawie otrzymanych wyników zawartych w tabeli 2 można stwierdzić, że w przypadku polskich warunków klimatycznych opisanych przez normę IEC 60287 [3] istnieje realne ryzyko przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwanie (70 °C) w szeregowym odcinku instalacji ułożonym w powietrzu, zarówno w przypadku występowania oraz niewystępowania promieniowania słonecznego. Dla przykładowej rezystywności cieplnej gruntu równej $\rho_g = 1,0$ (K·m)/W, rozkład temperatur oraz prędkości powietrza w części instalacji ułożonej w powietrzu przedstawiają rysunki 5, 6, 7.



Rysunek 5. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A; a) rozkład uwzględniający promieniowanie słoneczne (temp. max 102,5 °C), b) rozkład bez udziału promieniowania słonecznego (temp. max 83,3 °C)



Rysunek 6. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A, bez uwzględnienia promieniowania słonecznego



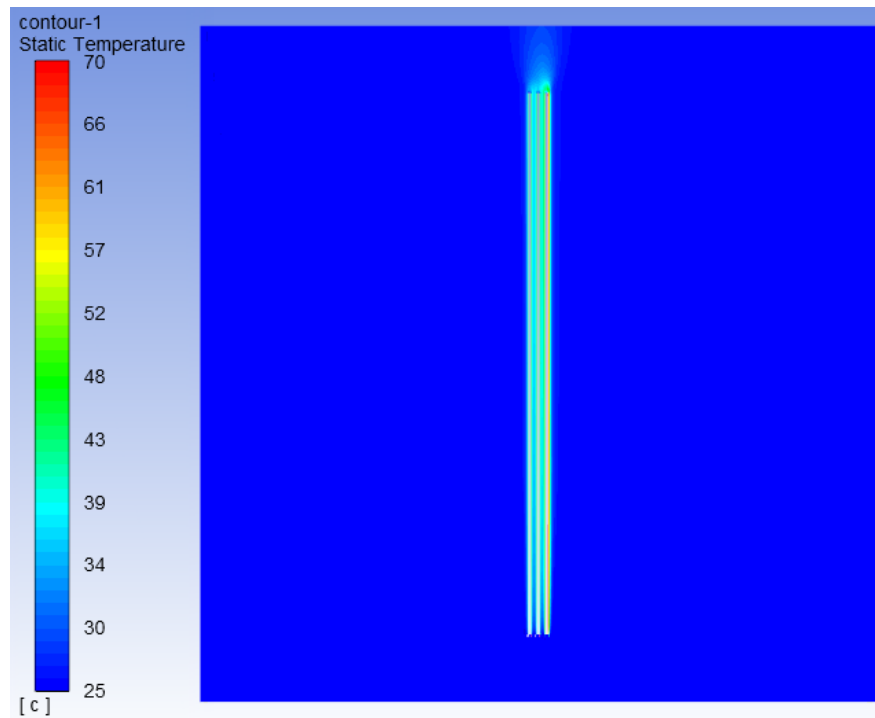
Rysunek 7. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego

W wyniku dostarczenia energii cieplnej promieniowania od kabli elektroenergetycznych do powietrza, zmianie ulega temperatura powietrza wokół kabli, co przedstawia zarówno rysunek 5a, jak i 5b. Różnica temperatur obu przypadków wynosi $19,2$ °C.

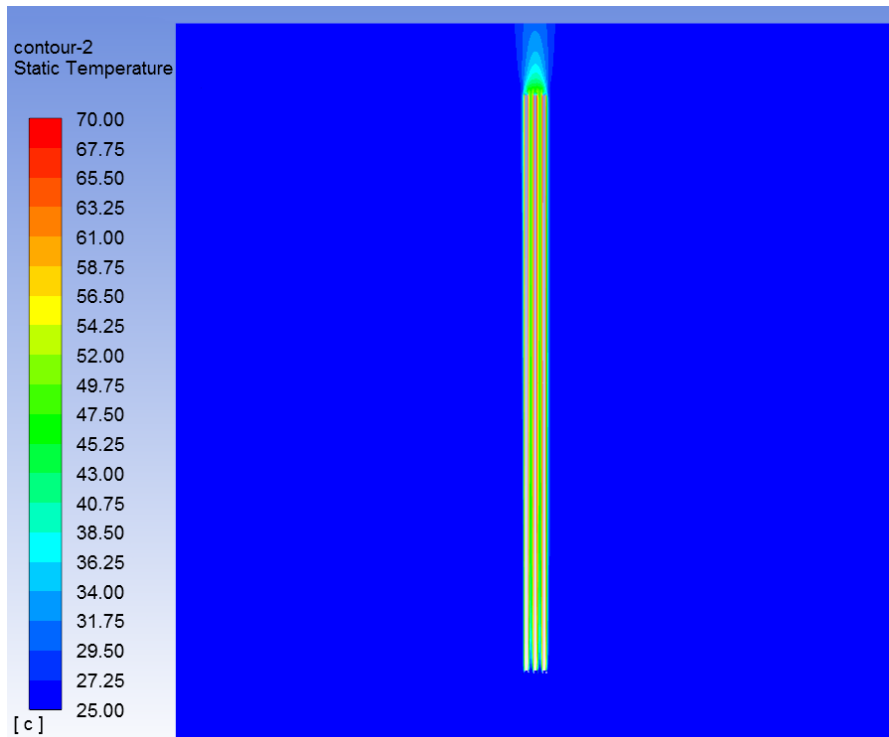
Zgodnie z artykułem [14], rezystywność cieplna gruntu zależy od porowatości oraz wilgotności gruntu. Na podstawie wyników badań przedstawionych w tym artykule stwierdzono, że dla Polski słuszne jest założenie wartości rezystywności cieplnej gruntu na poziomie $1,0$ (K·m)/W. Sporadycznie wartość rezystywności cieplnej gruntu może ulec zwiększeniu do $2,0$ (K·m)/W, w miejscach, gdzie opady atmosferyczne są stosunkowo niewielkie.

Wobec tego, w przypadku linii kablowych ułożonych częściowo w gruncie oraz częściowo w powietrzu, może zostać przekroczona temperatura dopuszczalna długotrwale kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu, jeżeli kryterium wyznaczenia obciążalności prądowej długotrwalej kabli elektroenergetycznych zostanie oparte na parametrach instalacji ułożonej w ziemi. W związku z tym, w dalszym wyjaśnieniu postanowiono wyznaczyć wartość obciążalności prądowej długotrwalej dla tej samej linii kablowej ułożonej w powietrzu (wg rys. 4) z zachowaniem warunku nieprzekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwale, zarówno uwzględniając (rys. 8) i nie uwzględniając promieniowania słonecznego (rys. 9). Uwzględniając promieniowanie słoneczne, wartość obciążalności prądowej długotrwalej kabli elektroenergetycznych obciążanych symetrycznie wynosi $95,5$ A (wartość gęstości generowanego przez ten prąd strumienia ciepła wynosi $q_l = 250$ W/m²). W przypadku nie uwzględnienia promieniowania słonecznego, wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $151,6$ A (wartość gęstości generowanego przez ten prąd strumienia ciepła wynosi $q_l = 630$ W/m²). Porównując oba przypadki (tj. oddziaływanie słoneczne oraz jego brak), w przypadku oddziaływania promieniowania słonecznego następuje redukcja obciążalności

prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych o 37% w odniesieniu do przypadku, gdy promieniowanie słoneczne nie jest uwzględnione.



Rysunek 8. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 95,5$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego



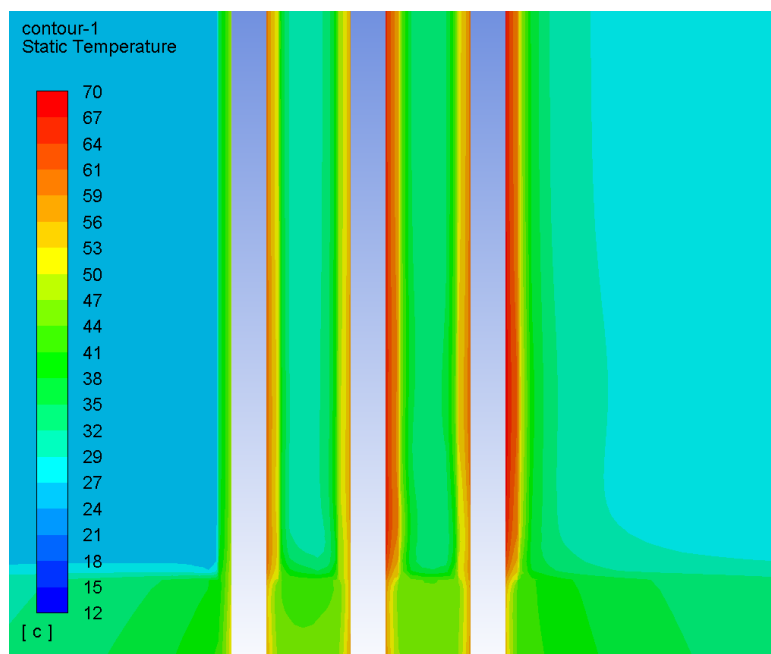
Rysunek 9. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 151,6$ A bez udziału promieniowania słonecznego

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami można stwierdzić, że w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych występujących w wolnym powietrzu (tzn. obecność promieniowania słonecznego oraz niska prędkość wiatru), przekroczenie temperatury dopuszczalnej długotrwanie z udziałem promieniowania słonecznego, w części instalacji umieszczonej w powietrzu, może wystąpić dla wszystkich analizowanych rezystywności cieplnej gruntu $\rho_g = \{0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5\}$ (K·m)/W. Wówczas wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych określona ze względu na ułożenie w powietrzu (95,5 A) jest znacznie mniejsza niż wartości obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych zdefiniowanych dla warunków gruntowych (tabela 1). W związku z tym część instalacji ułożona w powietrzu istotnie pomniejsza zdolności przesyłowe całej linii kablowej (częściowo ułożonej w gruncie i częściowo ułożonej w powietrzu) z uwzględnieniem rozpatrywanych wartości rezystywności cieplnej gruntu. Natomiast w przypadku niewystępowania promieniowania słonecznego i rezystywności cieplnej gruntu $\rho_g = \{1,5; 2,0; 2,5\}$ (K·m)/W stan przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwanie nie występuje. Jednak wg danych zawartych w [3], [14], takie wartości rezystywności cieplnej gruntu w polskich warunkach występują rzadko.

W praktyce, przedstawione przykłady mogą w szczególności dotyczyć linii kablowych ułożonych w ziemi, a połączonych z liniami napowietrznymi najczęściej na słupach. Wówczas istotne jest właściwe zaprojektowanie instalacji ze względu na ryzyko przegrzania przewodów w części nadziemnej, zwłaszcza gdy linia kablowa umieszczona jest w gruncie o niskiej rezystywności cieplnej, co mogłoby sugerować dużą obciążalność długotrwałą.

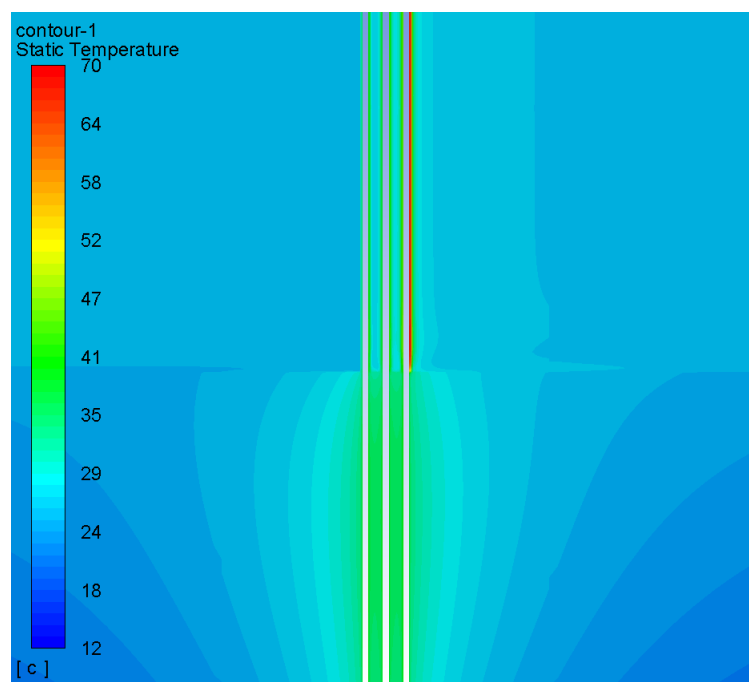
Opisane dotychczas przykłady analiz obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych dotyczyły bardzo niekorzystnych warunków pogodowych, tj. bezwietrznej pogody ($v_w = 0,01$ m/s) oraz intensywnego promieniowania słonecznego (wg rysunku 2). W celu głębszej analizy czynników wpływających na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych w powietrzu, przeprowadzono dodatkowe symulacje wg modelu podobnego do zawartego na rysunku 4. Jako rezystywność cieplną gruntu przyjęto wartość typową dla polskich warunków $\rho_g = 1,0$ (K·m)/W. Temperatura gruntu na głębokości 70 cm wynosi 20 °C, a na głębokości 1 m temperatura osiąga wartość 12 °C. Dodatkowo zamodelowano wiatr wiejący z prędkością v_w równą 1 m/s, w kierunku północ – południe (N–S) wg oznaczenia na rysunku 4.

Nie uwzględniając promieniowania słonecznego oraz biorąc pod uwagę wiatr, rozkład temperatury przedstawiono na rysunku 10. Zgodnie z otrzymanymi wynikami rozkładu temperatury wokół kabli elektroenergetycznych (rys. 10), temperatura kabli w powietrzu wynosi 70 °C, podczas gdy maksymalna temperatura kabli w gruncie wynosi 63 °C. Wówczas obciążalność prądowa długotrwałą w układzie symetrycznym wynosi $I_z = 179,2$ A. W porównaniu z wynikami opisanymi na rysunkach 5a i 5b, nie dochodzi do przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwanie w powietrzu, a co więcej, zwiększa się wartość obciążalności prądowej długotrwałej z 151,6 A (rys. 9) do wartości 179,2 A (rys. 10). Decydujący wpływ na poprawę obciążalności prądowej w tym przypadku ma stukrotny wzrost prędkości powietrza (z $v_w = 0,01$ m/s do $v_w = 1$ m/s).



Rysunek 10. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 179,2$ A bez uwzględnienia promieniowania słonecznego (w powiększeniu)

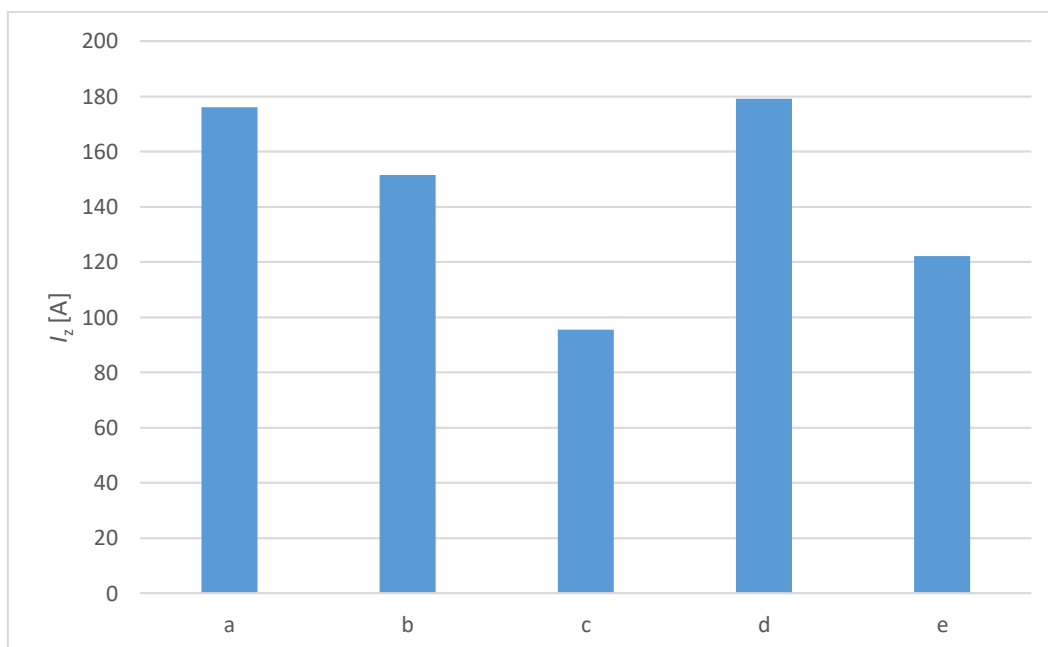
Warty uwagi jest fakt, że dla kabla L1, lewa część izolacji ma niższą temperaturę w porównaniu z kablami L2 i L3, ze względu na omywanie tej powierzchni bezpośrednią strugą powietrza o zadanej temperaturze 25 °C. Rysunek 11 przedstawia rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych z uwzględnieniem promieniowania słonecznego.



Rysunek 11. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 122,3$ A z uwzględnieniem promieniowania słonecznego

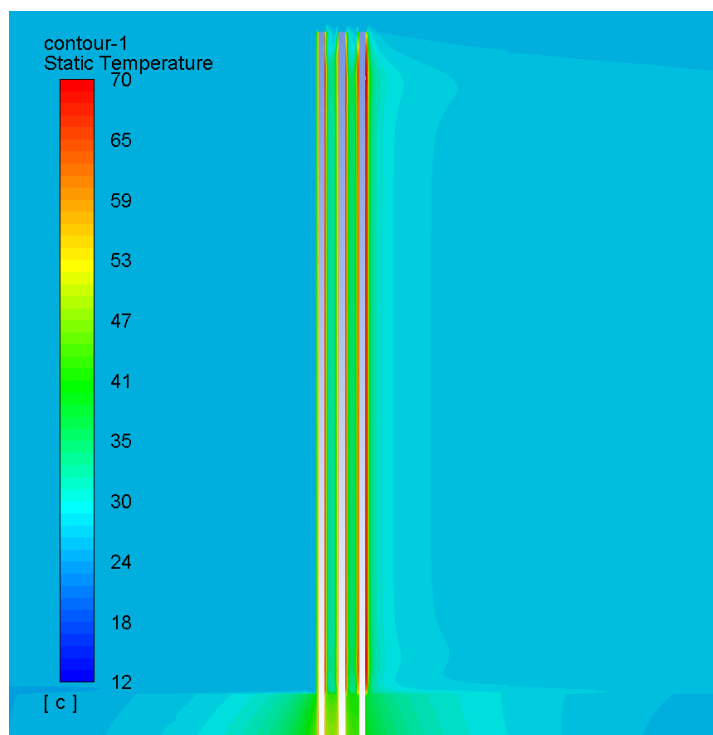
W wyniku oddziaływania promieni słonecznych, wartość obciążalności prądowej długotrwałej w układzie symetrycznym wynosi 122,3 A. Warto podkreślić, że w tym przypadku maksymalna temperatura kabli elektroenergetycznych w gruncie wynosi zaledwie 37 °C. Na podstawie tego

można stwierdzić, że powodem tak znaczącej różnicy temperatur pomiędzy odcinkiem instalacji ułożonej w gruncie (37 °C), a odcinkiem instalacji ułożonej w powietrzu (70 °C, max temperatura dopuszczalna dla izolacji) jest wpływ promieniowania słonecznego. Rysunek 12 przedstawia zestawienie wybranych obciążalności prądowych w układzie symetrycznym wg modelu przedstawionego w bieżącym rozdziale. Można zauważyć, że przyjmując już wcześniej wspomniane średnie polskie warunki otoczenia kabli elektroenergetycznych, obciążalność kabli w powietrzu w niekorzystnych warunkach jest istotnie mniejsza niż w przypadku ułożenia w gruncie (przykłady (b) i (c) por. (a) na rys. 12). Jak widać, wiatr istotnie poprawia obciążalność prądową kabli (przykłady (b) i (c) por. (d) i (e) na rys. 12). Co ważne, promieniowanie słoneczne istotnie pomniejsza obciążalność prądową (przykłady (b) i (d) por. (c) i (e) na rys. 12).

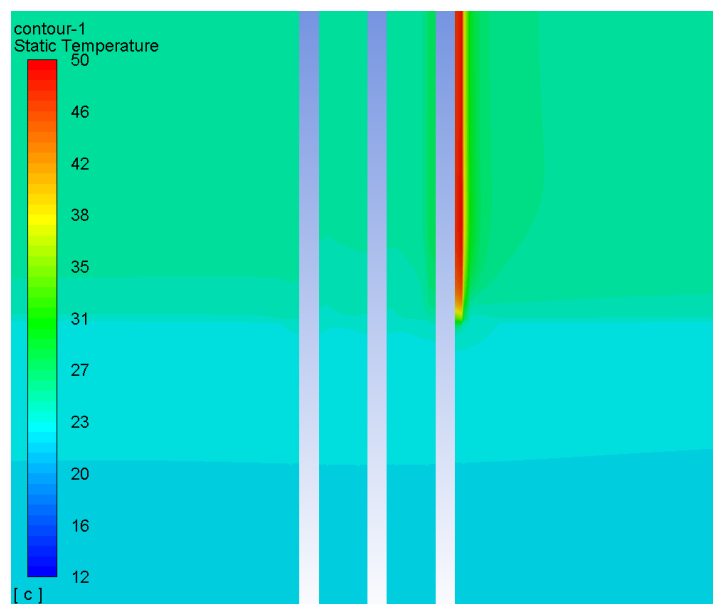


Rysunek 12. Zestawienie wybranych wartości obciążalności prądowych dla układów symetrycznych linii kablowej 3 x YKY 35 mm²: (a) – ułożenie w gruncie $\rho_g = 1$ (K·m)/W; (b) – ułożenie w powietrzu, brak wiatru, brak słońca; (c) – ułożenie w powietrzu, brak wiatru, słońce; (d) – ułożenie w powietrzu, $v_w = 1$ m/s, brak słońca; (e) – ułożenie w powietrzu, $v_w = 1$ m/s, słońce

Aby jeszcze lepiej pokazać wpływ wiatru oraz promieniowania słonecznego, przeprowadzono symulację, która zakłada, że każdy z trzech kabli osiąga temperaturę dopuszczalną długotrwale, co przedstawia rysunek 13. Rozkład temperatury przedstawiony na rysunku 13 wynika z niesymetrycznego obciążenia każdego z kabli elektroenergetycznych. Dla fazy L1 wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $I_{ZL1} = 204,1$ A, dla fazy L2 wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $I_{ZL2} = 185,7$ A, a dla fazy L3 wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $I_{ZL3} = 96,8$ A. Zatem różnica pomiędzy fazą L1 a fazą L3 wynosi aż ponad 107 A. Na tak dużą rozbieżność w obciążalności prądowej długotrwalej kabli elektroenergetycznych wpływ mają z jednej strony wiatr, a z drugiej strony promieniowanie słoneczne. Rysunek 14 przedstawia w analizowanym modelu wpływ samego promieniowania słonecznego (bez obciążenia prądem) na temperaturę kabla elektroenergetycznego fazy L3 (kabel po prawej stronie). Uwzględniając promieniowanie słoneczne oraz wiatr i brak obciążenia kabli prądem, temperatura izolacji kabla w fazie L3 osiąga wartość 50 °C.



Rysunek 13. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych niesymetrycznie prądem ($I_{ZL1} = 204,1$ A; $I_{ZL2} = 185,7$ A; $I_{ZL3} = 96,8$ A) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)



Rysunek 14. Rozkład temperatury wokół nieobciążonych kabli elektroenergetycznych ($I_{ZL1} = I_{ZL2} = I_{ZL3} = 0$ A) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)

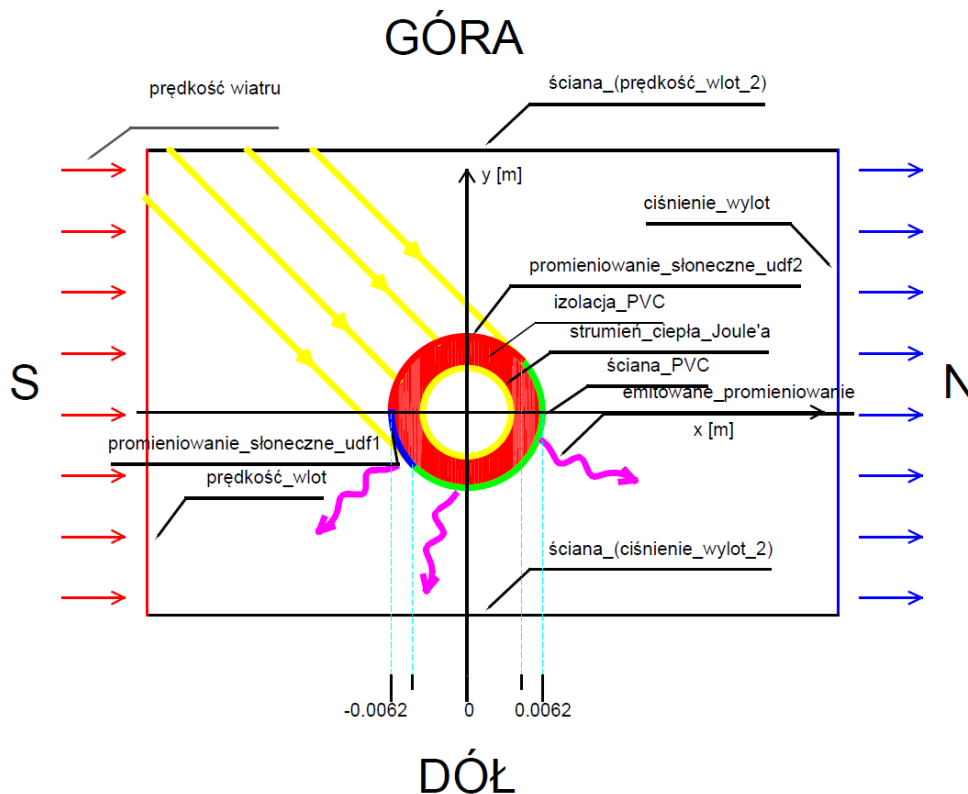
Dotychczas zaprezentowane wyniki symulacji jednoznacznie wskazują na istotny wpływ na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych takich czynników jak: prędkość oraz kierunek wiatru, promieniowanie słoneczne czy też sposób ułożenia kabli. Szczegółowa analiza wskazanych czynników zostanie przedstawiona w dalszej części autoreferatu.

5. WPŁYW WARUNKÓW ZEWNĘTRZNYCH ORAZ SPOSOBÓW UŁOŻENIA PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W POWIETRZU NA ICH OBCIĄŻALNOŚĆ PRĄDOWĄ DŁUGOTRWAŁĄ

W ramach realizacji rozprawy doktorskiej przeanalizowano wpływ następujących czynników na obciążalność prądową długotrwałą przewodów (kabli):

- kierunku i prędkości wiatru,
- geograficznego ułożenia przewodów elektroenergetycznych,
- promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię izolacji przewodów,
- wybranych sposobów ułożenia przewodów.

Jednoczesne wpływy poszczególnych czynników na obciążalność prądową długotrwałą zostały przedstawione w odniesieniu do przykładowej linii kablowej niskiego napięcia zawierającej trzy kable YKY 35 mm². Rysunek 15 przedstawia geometrię modelu numerycznego z podanymi warunkami brzegowymi rozpatrywanymi w analizach. Ze względu na czytelność, na rysunku podano przekrój pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm², podczas gdy w analizach rozpatrywano ułożenia modelowej linii kablowej 3 x YKY 35 mm².

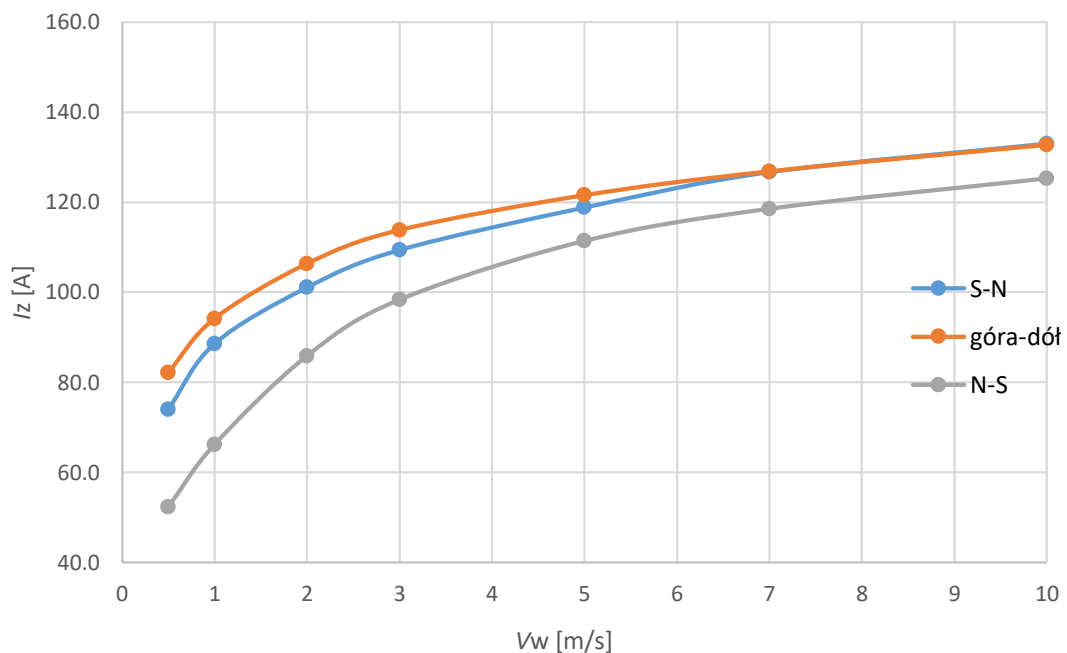


Rysunek 15. Uproszczona geometria modelu numerycznego wraz z zaznaczonymi warunkami brzegowymi

Rysunek 15 przedstawia geometrię modelu numerycznego z podanymi warunkami brzegowymi rozpatrywanymi w analizach. Ze względu na czytelność, na rysunku podano przekrój pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm², podczas gdy w analizach rozpatrywano sposoby ułożenia modelowej linii kablowej 3 x YKY 35 mm². Obliczenia numeryczne zostały przeprowadzone dla układu dwuwymiarowego. Promieniowanie słoneczne zaznaczone na rysunku 15, padające na powierzchnię izolacji od strony południowej (S), określone jest dla

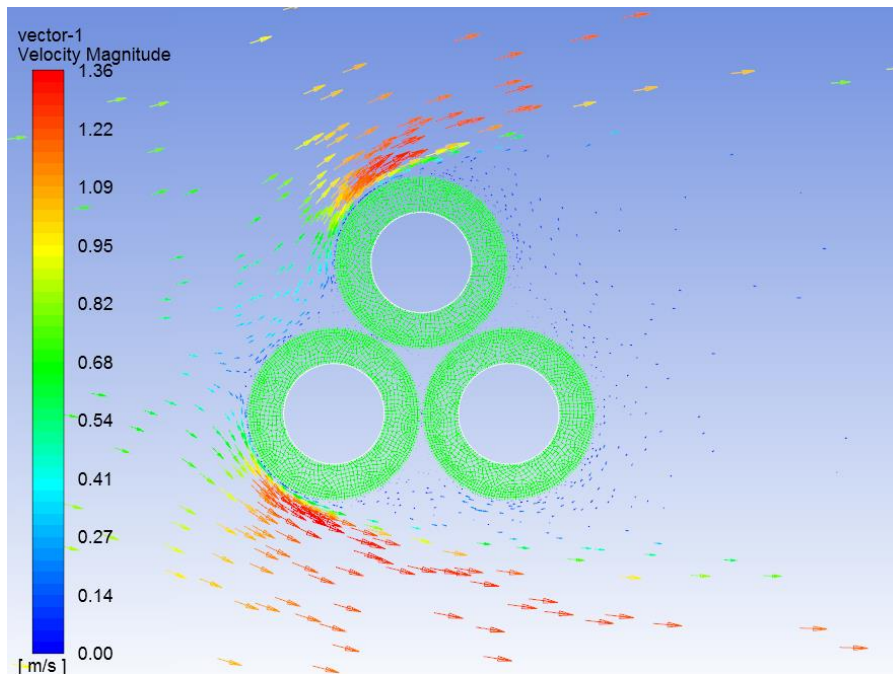
wysokości słońca nad horyzontem równej 60° . W tym celu zdefiniowano funkcje (ang. *user-defined function, udf*) opisane zależnością (4) w układzie współrzędnych kartezjańskich przedstawionym na rysunku 15 i zaimplementowane w programie ANSYS Fluent. W analizach zostało uwzględnione przenoszenie ciepła przy udziale radiacji, konwekcji oraz przewodzenia. Według oznaczenia na rysunku 15, linia kablowa ułożona jest w kierunku geograficznym wschód – zachód.

W celu oceny wpływu prędkości wiatru na obciążalność prądową długotrwałą linii kablowej, zamodelowano prostopadły przepływ powietrza w stosunku do osi kabli elektroenergetycznych. Skierowane prostopadle powietrze ma prędkość na wlocie równą $v_w = \{0,5; 1; 2; 3; 5; 7; 10\}$ m/s. Rozpatrując układ symetrycznie obciążony prądem, wyznaczenie obciążalności prądowej długotrwałej zostało określone dla temperatury dopuszczalnej długotrwałe (dla PVC: 70°C) występującej w którymkolwiek miejscu izolacji. Przepływ powietrza zamodelowany jest w trzech kierunkach według opisu z rysunku 15: góra – dół, północ – południe (N–S), południe – północ (S–N). Wyniki symulacji w postaci zależności obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości v_w i kierunku napływu powietrza dla przykładowego sposobu ułożenia przedstawiono na rysunku 16.



Rysunek 16. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla kabli ułożonych w układzie trójkątnym symetrycznym (kable stykające się)

Analizując otrzymane wyniki zawarte na rysunku 16 można stwierdzić, że najbardziej intensywna wymiana ciepła następuje w przypadku przepływu powietrza w kierunku góra – dół, w porównaniu z kierunkiem S – N i N – S. Wzrost prędkości powietrza w szczególności w zakresie od $0,5 \div 3$ m/s skutkuje największym przyrostem obciążalności w rozpatrywanym zakresie prędkości powietrza. Rysunki 17 i 18 przedstawiają przykładowe rozkłady wektorów powietrza i temperatury dla ułożenia trójkątnego.



Rysunek 17. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla kabli ułożonych w układzie trójkątnym symetrycznym

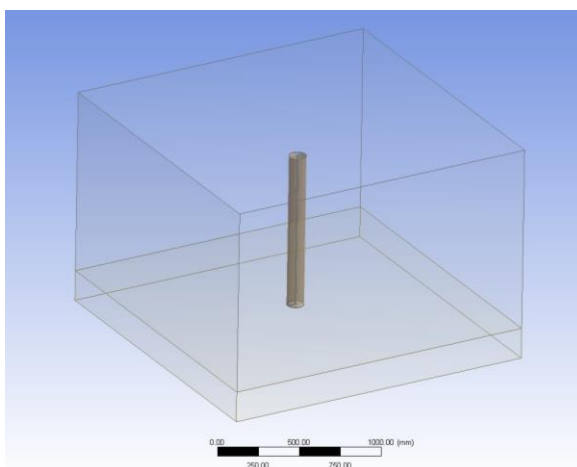


Rysunek 18. Rozkład temperatury dla kabli ułożonych w układzie trójkątnym symetrycznym

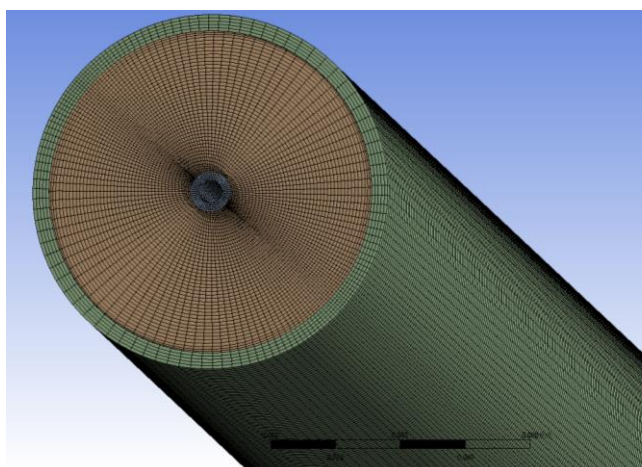
6. ZWIĘKSZENIE OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH PRZEZ ZASTOSOWANIE EFEKTU KOMINOWEGO

Promieniowanie słoneczne oraz wiatr istotnie wpływają na wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych, co zostało już omówione. Co istotne, wpływ obu tych czynników zależy od sposobu ułożenia kabli elektroenergetycznych.

Zatem w celu poprawy warunków wymiany ciepła oraz ograniczenia niekorzystnych czynników wpływających na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych (promieniowanie słoneczne) zaproponowano metodę poprawy obciążalności wykorzystującą system chłodzenia pasywnego. Idea rozwiązania opiera się na zastosowaniu rury osłonowej wykonanej z polwinitu (PVC), w której kabel elektroenergetyczny ułożony jest poosiowo. Rysunek 19 przedstawia przykład domeny obliczeniowej w programie ANSYS Fluent.



Rysunek 19. Geometria układu dla długości rury równej 1 m, wymiary domeny: 2 m x 2 m x 1,4 m



Rysunek 20. Przykład siatki obliczeniowej w rurze. Całkowita liczba elementów siatki wynosi 2,77 mln

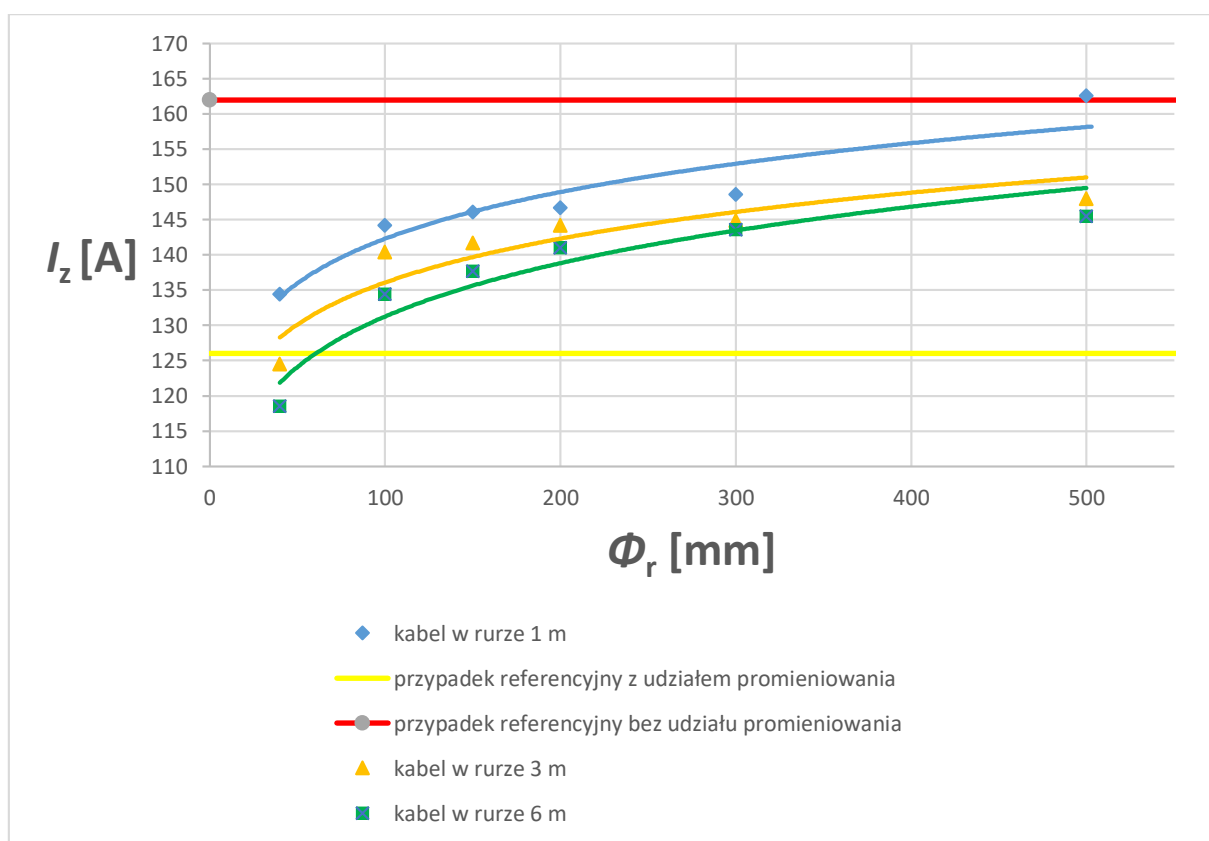
Na rysunku 20 został przedstawiony przykład siatki obliczeniowej dla długości rury równej 1 m. Dla zwiększenia dokładności obliczeń zamodelowano kilkanaście warstw przyściennych (m.in. na zewnętrznej powierzchni rury osłonowej).

Wprowadzając przedstawiony sposób poprawy obciążalności prądowej długotrwałej, należy odnieść się do przypadków referencyjnych. Pierwszą wartością referencyjną jest obciążalność prądowa długotrwałą pojedynczego kabla elektroenergetycznego, ułożonego pionowo w warunkach konwekcji swobodnej oraz z udziałem promieniowania słonecznego padającego na izolację pod kątem 60° ($I_z = 126$ A).

Następnie, druga wartość referencyjna została wyznaczona w oparciu o model nie uwzględniający promieniowania słonecznego, a pozostałe warunki symulacji były takie same jak w przypadku pierwszej wartości referencyjnej. Wówczas obciążalność prądowa długotrwałą wynosi $I_z = 162$ A. Porównując oba przypadki, różnica obciążalności prądowej długotrwałej wynosi aż 36 A (około 30%).

Wymiana ciepła pomiędzy kablem elektroenergetycznym a powietrzem wewnątrz rury odbywa się na drodze konwekcji swobodnej. Istotne są zatem warunki przepływu powietrza wewnątrz rury, które decydują o intensywności chłodzenia.

Przebadano trzy długości kabli elektroenergetycznych YKY 35 mm²: 1 m, 3 m i 6 m. Badaniom podlegały rury o średnicach wewnętrznych Φ_r : 40, 100, 150, 200, 300 i 500 mm. Modele rury zostały zaimplementowane jako wykonane z PVC, gdzie przewodność cieplna wynosi $\lambda_{PVC} = 0,16 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$. Grubość ścianki rury przyjęto jako równą 5 mm, a współczynnik absorpcji promieniowania jest równy $\sigma = 0,9$. Założono, że analizowany model rury potraktowany jest jako rura gładka. Na zewnętrznej powierzchni analizowanej rury zamodelowano promieniowanie słoneczne padające pod kątem 60°. Zadana wartość temperatury powietrza w otoczeniu modelu wynosi 25 °C oraz konwekcyjny ruch powietrza z prędkością 0,01 m/s. Na rysunku 21 zostały przedstawione wyniki obliczeń numerycznych, gdzie uzyskano zależność obciążalności prądowej długotrwałej kabla YKY 35 mm² od średnicy rury osłonowej dla trzech analizowanych długości kabla elektroenergetycznego. Przedstawione na wykresie charakterystyki odniesione są do dwóch przypadków referencyjnych omówionych w tym rozdziale.



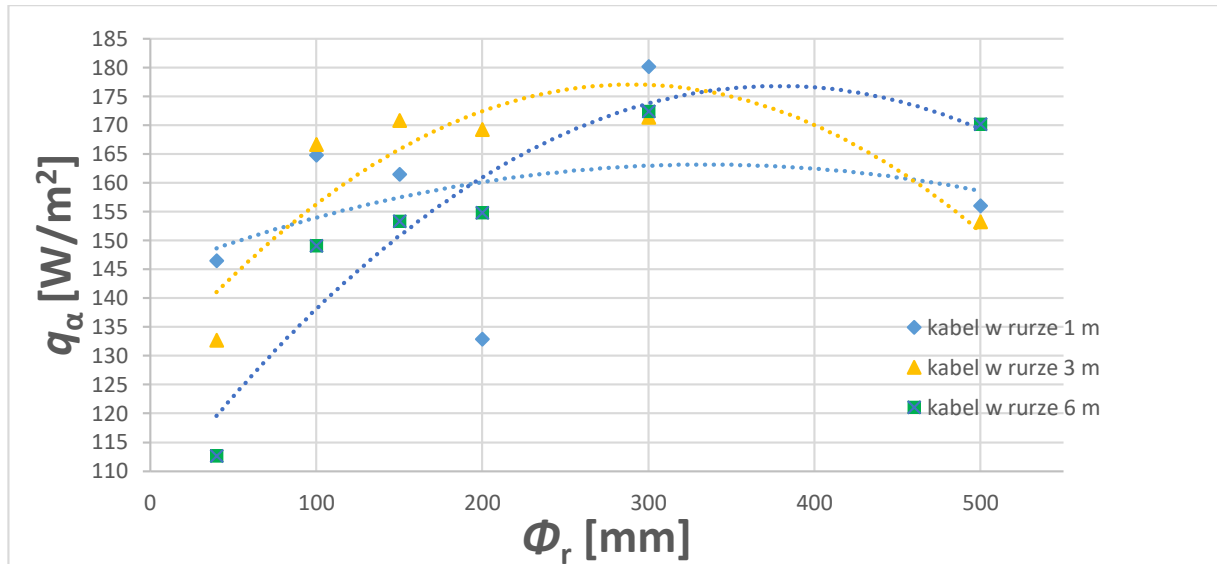
Rysunek 21. Obciążalność prądowa długotrwała kabla elektroenergetycznego w zależności od średnicy i wysokości rury osłonowej

Analizując wykres można zauważyć, że zastosowanie rury osłonowej o odpowiedniej średnicy w sposób istotny poprawia obciążalność prądową długotrwałą kabla elektroenergetycznego w porównaniu z pionowym ułożeniem tego kabla bez rury osłonowej i w niekorzystnych warunkach otoczenia (brak wiatru, silne nasłonecznienie). Jak widać na wykresie, charakterystyki układają się asymptotycznie do czerwonej linii oznaczającej przypadek referencyjny bez udziału promieniowania oraz bez rury.

Na wykresie zaznaczono dwa przypadki, dla których wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabla elektroenergetycznego jest poniżej wartości referencyjnej $I_z = 126 \text{ A}$. Ma to związek z oporami przepływu powietrza w rurze o bardzo małej średnicy, co hamuje przepływ powietrza w kierunku wylotu z rury.

Wraz ze wzrostem średnicy rury przepływ powietrza w rurze staje się coraz bardziej turbulentny, o czym świadczą zwiększające się liczby Reynoldsa i Rayleigha. W wyniku tego konwekcyjna wymiana ciepła ma coraz większe znaczenie wraz ze wzrostem średnicy rury.

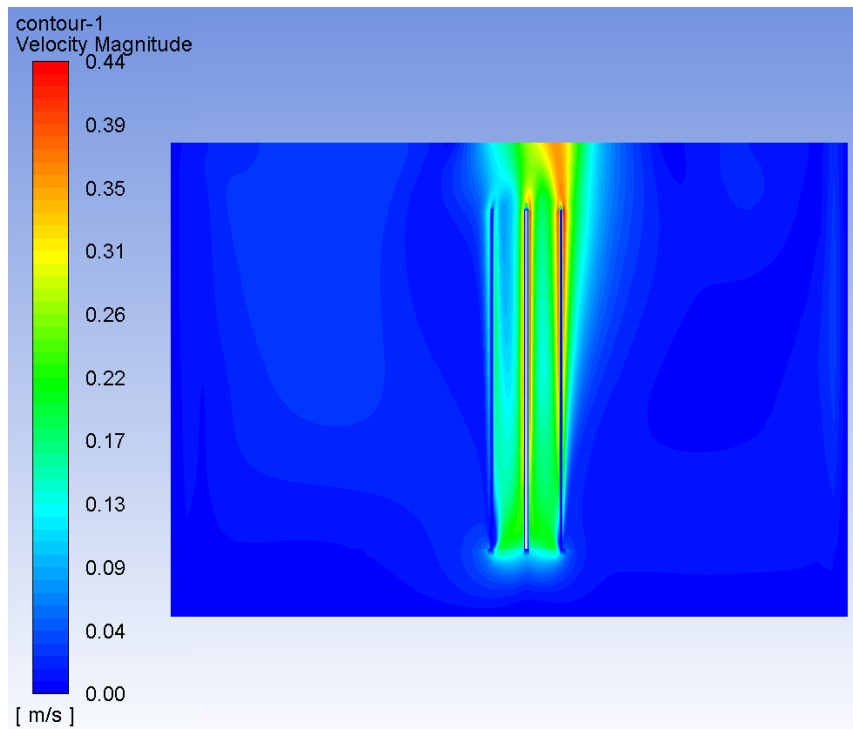
Rysunek 22 przedstawia rozkład gęstości strumienia ciepła przenieszonego na drodze konwekcji swobodnej w rurze osłonowej q_α , W/m². Jak wynika z wykresu, dla każdej rozpatrywanej długości kabla elektroenergetycznego wartość konwekcyjnego strumienia ciepła osiąga maksimum lokalne dla średnicy rury równej 300 mm. Jest to zatem optymalna średnica rury osłonowej dla tego typu kabla, jeżeli jako cel optymalizacji bierze się pod uwagę warunki wymiany ciepła.



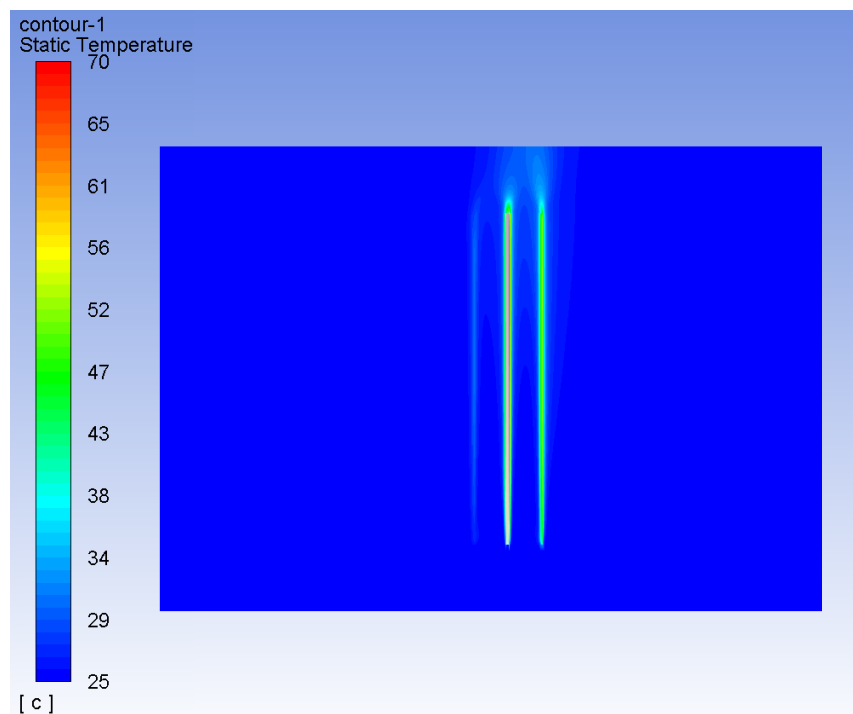
Rysunek 22. Rozkład gęstości konwekcyjnego strumienia ciepła q_α w analizowanych przypadkach

Niezależnie od rozpatrywanej wysokości/długości rury osłonowej liczba Nusselta związana jest z średnicą rury i dla tych samych średnic i różnych wysokości (w rozpatrywanym praktycznym zakresie) wartość tej liczby jest w przybliżeniu taka sama. Na tej podstawie można stwierdzić, że przejmowanie ciepła przez powietrze w rurze zależy głównie od średnicy rury osłonowej, a w mniejszym stopniu od jej wysokości (w rozpatrywanych granicach). Wraz ze wzrostem średnicy rury maleje współczynnik przejmowania ciepła α , co jest związane z coraz mniejszą różnicą temperatur pomiędzy otaczającym powietrzem a powietrzem w rurze.

Na rysunkach 23 - 24 znajdują się przykładowe rozkłady prędkości i temperatury w analizowanych przypadkach.



Rysunek 23. Rozkład prędkości powietrza dla rury o średnicy 200 mm i wysokości 1 m



Rysunek 24. Rozkład temperatury dla rury o średnicy 200 mm i wysokości 1 m

7. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W wyniku przeprowadzonych badań wykazano, że dla szeregowego ułożenia linii kablowej grunt – powietrze, w obecności niekorzystnych warunków pogodowych (silne nasłonecznienie oraz brak wiatru) część instalacji ułożona w powietrzu ma zdecydowanie gorsze parametry oddawania ciepła do otoczenia i tym samym obniża zdolność przesyłową całej linii kablowej. Obecność wiatru oraz brak promieniowania słonecznego padającego na kable powoduje ponad dwukrotny wzrost obciążalności kabla elektroenergetycznego w porównaniu z brakiem wiatru i obecnością promieniowania słonecznego. W celu poprawy obciążalności prądowej kabli elektroenergetycznych w powietrzu, zastosowano pasywne chłodzenie oparte na idei efektu kominowego. W wyniku przeprowadzonych obliczeń wyznaczono współczynnik przejmowania ciepła dla analizowanych przypadków, co umożliwiło wyznaczenie optymalnej średnicy rury osłonowej, dla której gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła jest największa.

Do najważniejszych osiągnięć autora rozprawy należy:

- opracowanie modeli cieplnych przewodów elektroenergetycznych,
- wyznaczenie funkcji opisujących wpływ promieniowania słonecznego na przewody elektroenergetyczne,
- wyznaczenie obciążalności prądowej długotrwałej przykładowego przewodu z uwzględnieniem różnorodnych czynników zewnętrznych, a także przedstawienie rozkładów temperatur tego przewodu,
- zaproponowanie i przebadanie metody zwiększającej obciążalność prądową długotrwałą przewodów ułożonych w powietrzu.

Niniejsza praca zawiera wyniki analiz symulacyjnych, które otrzymano na podstawie opracowanych modeli cieplnych przewodów elektroenergetycznych. Wyniki te stanowią podstawę do analizy i oceny obciążalności prądowej przewodów i kabli elektroenergetycznych w różnych warunkach ułożenia i otoczenia. Na podstawie otrzymanych rezultatów przedstawiono metodę poprawy obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu. Zatem dzięki osiągnięciu celów rozprawy doktorskiej udowodniono tezę zawartą we wstępie rozprawy.

Dalsze prace związane z analizą obciążalności prądowej długotrwałej przewodów i kabli elektroenergetycznych będą skupione na innych typach przewodów i kabli. Rozważa się zbadanie m.in. kabli YKY 120 mm² oraz 240 mm², w szczególności pod kątem zastosowania efektu kominowego w celu poprawy obciążalności prądowej długotrwałej. Pozyskane wyniki będą stanowić podstawę do wyznaczenia uniwersalnej zależności na wartość obciążalności prądowej długotrwałej danego kabla elektroenergetycznego w funkcji średnicy i wysokości rury osłonowej.

BIBLIOGRAFIA

- [1] "IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General, IEC Standard 60287-1-1, 1994–12."
- [2] "IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 2-1: Thermal Resistance – Calculation of the Thermal Resistance, IEC Standard 60287-2-1, 1994–12."
- [3] "IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 3-1: Sections on operating conditions - Reference operating conditions and selection of cable type, IEC Standard 60287-3-1, 1994–12."
- [4] "PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Oprzewodowanie."
- [5] "IEEE St. Power Cable Amp. Tabl., IEEE Std 835TM-1994 (R2012)."
- [6] J. H. Neher and M. H. McGrath, "The Calculation of the Temperature rise and Load Capability of Cable Systems," *AIEE Trans.*, vol. 76, no. III, pp. 752–772, 1957.
- [7] S. Boron, "Obciążalność górniczych przewodów oponowych przy pracy przerywanej i dorywczej," *Syst. Wspomagania W Inż. Prod.*, vol. 6, no. 2, 2017.
- [8] C. Holyk and G. J. Anders, "Power Cable Rating Calculations-A Historical Perspective," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 21, no. 4, pp. 6–64, 2015.
- [9] A. Plesca and A. Scintee, "Thermal Aspects Related to Power Assemblies," *Adv. Electr. Comput. Eng.*, vol. 10, no. 1, pp. 23–27, 2010.
- [10] S. Czapp, M. Czapp, S. Szultka, and A. Tomaszewski, "Ampacity of power cables exposed to solar radiation–recommendations of standards vs. CFD simulations," in *E3S Web of Conferences*, 2018.
- [11] F. Spyra, "Wpływ czynników zewnętrznych na obciążalność prądową kabli w elektroenergetycznej linii kablowej," *Energetyka*, no. 6–7, pp. 451–454, 2007.
- [12] D. Brender and T. Lindsey, "Effect of rooftop exposure in direct sunlight on conduit ambient temperatures," in *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting*, 2006.
- [13] S. A. Andersen and S. A. Andersen, *Automatic refrigeration*. Published by MacLaren for Danfoss, Nordborg, Denmark, 1959.
- [14] Z. Skibko, "Obciążalność prądowa długotrwała kabli ułożonych w ziemi, w świetle norm i przepisów," *Wiad. Elektrotechniczne*, vol. 75, no. 9, pp. 77–86, 2007.