

Sergiusz BORON
Politechnika Śląska, Gliwice

OBciążALNOŚĆ PRĄDOWA KABLI UŁOŻONYCH W ZIEMI W POBLIŻU INNYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA

Streszczenie. W artykule przedstawiono metodykę obliczania obciążalności prądowej długotrwałej kabli górniczych ułożonych w ziemi. Opisano sposób uwzględniania zjawiska migracji wilgoci w ziemi, wskutek nagrzewania oraz wpływu innych źródeł ciepła, np. kabli prowadzonych równoległe na wartość obciążalności. Podano wyniki przykładowych obliczeń, ilustrujących zastosowanie przedstawionej metodyki obliczeń.

CURRENT-CARRYING CAPACITY OF POWER CABLES INSTALLED IN THE GROUND NEAR OTHER HEAT SOURCES

Summary. Method of calculating the current-carrying capacity of mining power cables laid in ground has been described. The way of taking drying-out of soil into consideration, as well as the influence of other heat sources has been presented. The article includes results of exemplary calculations.

1. Wprowadzenie

Przyrost temperatury izolacji, spowodowany wydzielającym się w kablu ciepłem jest zasadniczym czynnikiem ograniczającym obciążalność prądową kabli. Głównym źródłem ciepła w kablach elektroenergetycznych górniczych są straty powstające w żyłach roboczych, ponadto, dodatkowe straty mogą powstawać w izolacji i pancerzu. Ciepło powstające w wyniku tych strat jest przewodzone do powierzchni kabla, a następnie oddawane do otoczenia. W przypadku kabli ułożonych w ziemi można założyć, że przepływ ciepła odbywa się wyłącznie przez przewodzenie (zjawiska oddawania ciepła przez konwekcję i promieniowanie są charakterystyczne dla kabli ułożonych w powietrzu). Przyrost

temperatury kabli zależy od wielkości strat cieplnych, konstrukcji kabli oraz od właściwości cieplnych otoczenia. Elektroenergetyczne kable górnicze z reguły są wieszane na uchwytych kablowych, względnie układane na pomostach itp., dlatego wartości obciążalności prądowej długotrwałej podawane np. w normie [1] lub w katalogach producentów, obliczane są dla ułożenia kabli w powietrzu. Zdarzają się jednak sytuacje, w których kable zakopywane są w ziemi, co diametralnie zmienia warunki oddawania ciepła do otoczenia. Sytuację może komplikować fakt ułożenia kabla w pobliżu np. ciepłociągu lub innych kabli elektroenergetycznych, powodujących wzrost temperatury gruntu i jego wysuszenie, co pogarsza warunki oddawania ciepła do otoczenia. W niniejszym referacie przedstawiono metodykę obliczania obciążalności prądowej kabli ułożonych w ziemi, z uwzględnieniem wpływu innych (obcych) źródeł ciepła.

2. Metodyka obliczania obciążalności prądowej

Zasadniczą publikacją zawierającą wskazówki do obliczania obciążalności prądowej kabli elektroenergetycznych jest norma IEC [2]. Obciążalność prądową długotrwałą I_{dd} oblicza się ze wzoru:

$$I_{dd} = \sqrt{\frac{\Delta\Theta_d - P_d \left[\frac{T_1}{2} + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4) \right]}{R \cdot T_1 + n \cdot R(\lambda_1)T_2 + n \cdot R(\lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}}, \quad (1)$$

gdzie:

$\Delta\Theta_d$ – dopuszczalny przyrost temperatury żył roboczych [K],

P_d – moc jednostkowa strat dielektrycznych w izolacji [W/m],

T_1 – rezystancja cieplna pomiędzy żyłą roboczą a ekranem ogólnym (lub metalową powłoką) [K·m/W],

T_2 – rezystancja cieplna pomiędzy ekranem ogólnym (powłoką) a pancerzem [K·m/W],

T_3 – rezystancja cieplna osłony zewnętrznej [K·m/W],

T_4 – rezystancja cieplna pomiędzy powierzchnią kabla a otoczeniem [K·m/W],

n – liczba żył roboczych kabla (dla kabli górniczych $n=3$),

λ_1 – stosunek strat mocy w powłoce metalowej (ekranie) do sumarycznych strat w żyłach roboczych,

λ_2 – stosunek strat mocy w pancerzu do strat w żyłach roboczych,

R – rezystancja żyły roboczej (rezystancję R oblicza się dla temperatury żył równej dopuszczalnej długotrwale, z uwzględnieniem zjawisk naskórkowości i zbliżenia), [Ω/m].

Jak wynika z analiz przeprowadzonych w [6], w przypadku kabli górniczych można pominąć straty dielektryczne występujące w izolacji oraz straty w ekranach i pancerzu. Wzór (1) można zapisać więc w postaci uproszczonej:

$$I_{ad} = \sqrt{\frac{\Delta\Theta_d}{R \cdot T_1 + 3 \cdot R \cdot (T_2 + T_3 + T_4)}} \quad (2)$$

Rezystancje cieplne $T_1 \div T_3$ poszczególnych elementów konstrukcyjnych kabla oblicza się na podstawie znajomości ich parametrów konstrukcyjnych (wymiarów) oraz rezystywności cieplnych materiałów, z których są one wykonane. Przykładowe obliczenia w niniejszym referacie przeprowadzono dla kabla typu YKGYFoy_n 3×185/27 mm², 3,6/6 kV. W obliczeniach przyjęto, zgodnie z [2], że rezystywność cieplna izolacji, powłoki i osłony wykonanych z polwinitu wynosi 6,0 K·m/W. W praktyce największe problemy stwarza obliczanie rezystancji cieplnej T_4 środowiska otaczającego kabel, z uwagi na niedostateczną znajomość rezystywności cieplnej gruntu, w którym zakopany jest kabel oraz zjawisko wysychania ziemi pod wpływem wzrostu temperatury w bezpośrednim sąsiedztwie kabla wskutek jego nagrzewania. W publikacji [2] podane są zalecane wartości rezystywności i temperatury gruntu, przyjmowane w różnych krajach. Wartości rezystywności cieplnej gruntu, przyjmowane w praktycznych obliczeniach, wahają się od 0,4 K·m/W (grunt mokry, stale przesiąknięty wodą) do 1,2 K·m/W, jednakże zjawisko tzw. „migracji wilgoci”, czyli wysuszania ziemi (piasku) pod wpływem nagrzewania (szczególnie w obecności dodatkowych źródeł ciepła) może spowodować wzrost tej wartości nawet do 2,5 K·m/W [7, 8]. Dokładną wartość rezystywności cieplnej gruntu dla danych warunków zainstalowania kabla można wyznaczyć w zasadzie tylko na drodze doświadczalnej [8], należy jednak zaznaczyć, że rezystywność ta zmienia się okresowo w ciągu roku, ze względu na znaczący wpływ jaki wywiera na nią wilgotność ziemi. W Polsce przyjmuje się, że rezystancja cieplna typowego gruntu wynosi 1,0 K·m/W, a jego średnia temperatura, przyjmowana w obliczeniach jest równa 15 °C [2]. Poza właściwościami gruntu, istotny wpływ na wartość rezystancji cieplnej T_4 (a co za tym idzie także na obciążalność prądową) ma również

głębokość zakopania kabla. Minimalna, przyjmowana w Polsce, głębokość ułożenia kabla h waha się, w zależności od rodzaju kabla i terenu, w którym jest prowadzony, od 50 do 100 cm [3].

Uwzględnienie zjawiska wzrostu rezystancji cieplnej gruntu pod wpływem jego wysuszenia wymaga przyjęcia założenia upraszczającego, że wewnątrz obszaru wokół kabla, w którym przyrost temperatury gruntu przekracza $\Delta\Theta_s = 15$ K, rezystywność cieplna otoczenia wynosi $2,5$ K·m/W, natomiast poza tym obszarem $1,0$ K·m/W [7]. Średnicę d_x tego obszaru można wyznaczyć z zależności:

$$d_x = 4h \frac{k_x}{k_x^2 - 1}, \quad (3)$$

w której współczynnik k_x wynosi:

$$k_x = \exp\left(\frac{2\pi \cdot \Delta\Theta_s}{\rho_z \cdot P_z}\right), \quad (4)$$

gdzie:

P_z – moc strat w żyłach roboczych kabla [W],

ρ_z – rezystywność cieplna gruntu bez uwzględniania zjawiska migracji wilgoci.

Skorygowaną wartość obciążalności prądowej oblicza się z zależności [2]:

$$I_{dd} = \sqrt{\frac{\Delta\Theta_d + \left(\frac{\rho_z}{\rho_s} - 1\right) \cdot \Delta\Theta_s}{R \cdot T_1 + 3 \cdot R \cdot (T_2 + T_3 + T_4')}} \quad (5)$$

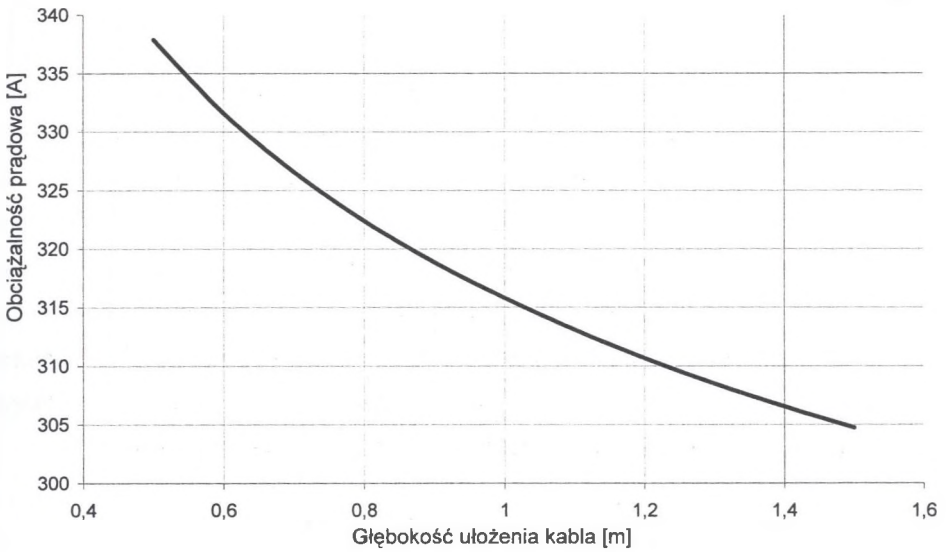
gdzie ρ_s – rezystywność cieplna gruntu suchego, równa $2,5$ K·m/W.

Rezystancja cieplna otoczenia T_4' , uwzględniająca zjawisko migracji wilgoci, obliczana jest z zależności:

$$T_4' = \frac{\rho_s}{2\pi} \cdot \ln \frac{4h}{d}, \quad (6)$$

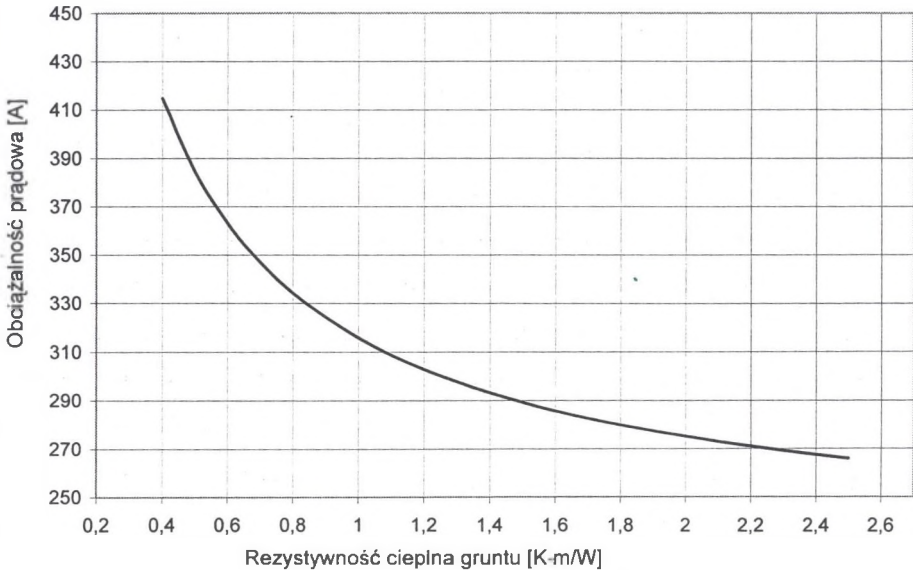
gdzie d – średnica zewnętrzna kabla.

Na rys. 1 przedstawiono zależność obciążalności prądowej długotrwałej od głębokości ułożenia kabla (w obliczeniach przyjęto, że rezystywność gruntu ρ_z wynosi $1,0$ K·m/W, przy czym uwzględniono zjawisko migracji wilgoci), natomiast rys. 2 przedstawia wpływ rezystywności gruntu ρ_z na obciążalność kabla ułożonego na głębokości 1 m. Dla porównania warto podać, że obciążalność prądowa kabla ułożonego w powietrzu wynosi 357 A [1].



Rys. 1. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej kabla typu YKGYFoy_n 3×185/27 mm², 3,6/6 kV od głębokości ułożenia

Fig. 1. Current-carrying capacity of YKGYFoy_n 3×185/27 mm², 3,6/6 kV cable in relation to depth of cable lay

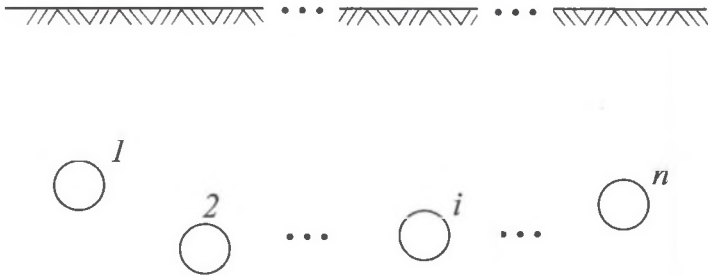


Rys. 2. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej kabla typu YKGYFoy_n 3×185/27 mm², 3,6/6 kV od rezystywności cieplnej gruntu

Fig. 2. Current-carrying capacity of YKGYFoy_n 3×185/27 mm², 3,6/6 kV cable in relation to thermal resistivity of soil

3. Wpływ innych źródeł ciepła na obciążalność kabla

Obecność innych kabli (względnie innych źródeł ciepła, np. magistrali ciepłowniczej) ułożonych w ziemi, w niewielkiej odległości od rozpatrywanej linii powoduje wzajemne nagrzewanie, co w konsekwencji zmniejsza obciążalność prądową. Dla typowych układów linii kablowych (identyczne kable, podobnie obciążone i ułożone w standardowych odstępach) wartości odpowiednich współczynników redukcyjnych obciążalności prądowej podawane są w literaturze [5, 7]. Inne sytuacje należy rozpatrywać oddzielnie, z uwzględnieniem wzajemnego położenia kabli, odstępów między nimi, głębokości ułożenia i wartości prądów obciążenia. Rozpatrywaną sytuację ilustruje rys. 3, na którym rozpatrywany kabel „i” ułożony jest wzdłuż trasy n-1 innych kabli (źródeł ciepła).



Rys. 3. Ułożenie kabla „i” w pobliżu innych źródeł ciepła
Fig. 3. Arrangement of cable „i” and other heat sources

Zastosowana metoda uwzględniania wpływu obecności bliskich źródeł ciepła na obciążalność kabla polega na obliczeniu dodatkowego przyrostu temperatury gruntu $\Delta\Theta_{ci}$ w miejscu zainstalowania rozpatrywanego kabla, spowodowanego wydzielaniem ciepła w innych kablach. Wartość dopuszczalnego przyrostu temperatury $\Delta\Theta_d$ w zależnościach (1), (2) lub (5) należy pomniejszyć o obliczony przyrost $\Delta\Theta_{ci}$. Korzysta się przy tym z zasady superpozycji (sumowania) przyrostów temperatury, mogących pochodzić od różnych źródeł.

$$\Delta\Theta_{ci} = \Delta\Theta_1 + \Delta\Theta_2 + \dots + \Delta\Theta_{i-1} + \Delta\Theta_{i+1} + \dots + \Delta\Theta_n \quad (7)$$

Przyrost temperatury $\Delta\Theta_k$ powodowany przez jedno ze źródeł ciepła zależy od mocy strat tego źródła na jednostkę długości P_k oraz od rezystancji cieplnej T_{ki} pomiędzy tym źródłem a rozpatrywanym kablem:

$$\Delta\Theta_k = P_k \cdot T_{ki} \quad (8)$$

W przypadku gdy zagadnienie dotyczy wyznaczenia obciążalności prądowej więcej niż jednego kabla, obliczenia należy przeprowadzać iteracyjnie, gdyż obciążalności kabli

w poszczególnych liniach zależne są od siebie (przyrost temperatury gruntu w otoczeniu rozpatrywanego kabla zależy od mocy strat w sąsiednich kablach, a te z kolei zależą od wartości prądu obciążenia). Rezystancję cieplną T_{ki} pomiędzy rozpatrywanymi kablami oblicza się ze wzoru:

$$T_{ki} = \frac{\rho_s}{2\pi} \cdot \delta_{ik}, \quad (9)$$

w którym δ_{ik} to tzw. czynnik grupujący:

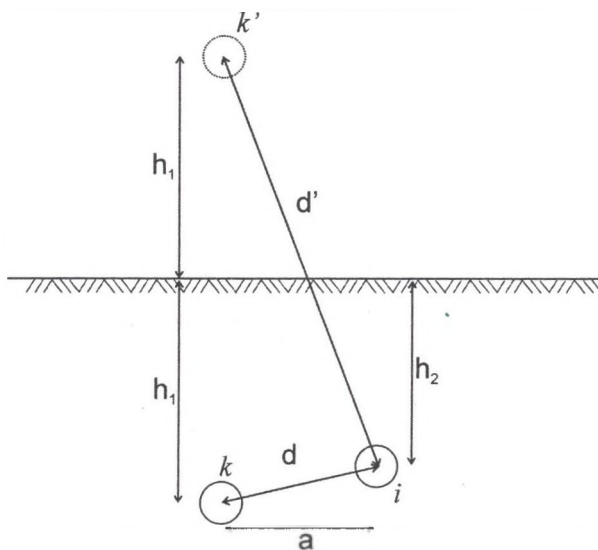
$$\delta_{ik} = \ln \left(\frac{d_{ik'}}{d_{ik}} \right), \quad (10)$$

gdzie: d_{ik} – odległość rozpatrywanego kabla i od k -tego źródła ciepła,

$d_{ik'}$ – odległość rozpatrywanego kabla i od lustrzanego odbicia k -tego źródła ciepła względem powierzchni ziemi (rys. 4).

Jak wynika z rys. 4 wartość czynnika grupującego δ obliczyć można ze wzoru (oznaczenia zgodnie z rys. 4):

$$\delta = \ln \frac{\sqrt{(h_2 + h_1)^2 + a^2}}{\sqrt{(h_2 - h_1)^2 + a^2}} \quad (11)$$

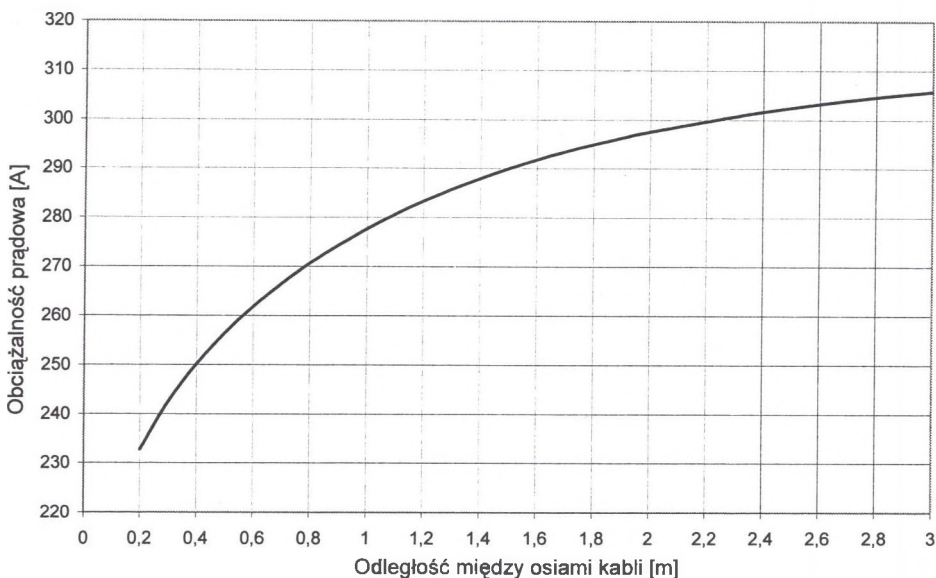


Rys. 4. Ilustracja sposobu obliczania wartości czynnika grupującego δ
Fig. 4. Illustration of grouping factor calculation

4. Przykład obliczeniowy

Jako przykład zastosowania opisanej metodyki obliczeń wyznaczono zależność obciążalności długotrwałej linii kablowej utworzonej z trzech kabli typu YKGYFoy_n 3×185/27 mm², 3,6/6 kV. Założono, że kable ułożone są równoległe do siebie w gruncie o rezystywności cieplnej 1,0 K·m/W, na głębokości 1,0 m. Kabel ułożony centralnie nagrzewany jest w największym stopniu, z tego powodu jego obciążalność jest mniejsza niż pozostałych kabli. W obliczeniach przyjęto założenie, że wszystkie trzy kable obciążone są jednakowym prądem, równym obciążalności przewodu środkowego. Wyznaczona została zależność obciążalności prądowej od odległości między osiami kabli, przedstawiona na rys.

5.



Rys. 5. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej od odległości pomiędzy osiami kabli
Fig. 5. Current-carrying capacity in relation to distance between axes of cables

5. Podsumowanie

Obciążalność prądowa długotrwała kabli górniczych ułożonych w ziemi zależy w dużej mierze od właściwości cieplnych gruntu oraz głębokości ułożenia i w ogólnym przypadku różni się od podawanych w normie [1]. Dokładność obliczeń obciążalności jest ograniczona

stopniem znajomości rezystancji cieplnej gruntu oraz intensywności i zasięgu migracji wilgoci w ziemi. Podawane w literaturze wartości współczynników redukcyjnych obciążalności, dla kabli prowadzonych obok siebie obejmują tylko typowe przypadki (najczęściej dla odstępu między kablami równemu 7 cm). W innych, nietypowych sytuacjach, obliczenia należy przeprowadzać osobno dla każdego rozpatrywanego układu.

LITERATURA

1. PN-G-42060:1997. Elektroenergetyka kopalniana. Obciążalność przewodów oponowych i kabli stosowanych w podziemnych wyrobiskach zakładów górniczych.
2. IEC 60287 Electric cables - Calculation of the current rating.
3. PN-76/E-05125 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
4. Anders G. J., Radhakrishna H. S.: Power cable thermal analysis with consideration of heat and moisture transfer in the soil. IEEE Transactions on Power Delivery. No. 4, October 1988.
5. Anders G. J.: Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment. John Wiley & Sons Inc, 2005.
6. Boron S.: Model matematyczny procesów cieplnych zachodzących w górniczych kablach i przewodach oponowych i jego zastosowanie do analizy obciążalności prądowej. Rozprawa doktorska. Gliwice 1999 (niepublikowana).
7. Heinhold L.: Power Cables and their Application. Siemens Aktiengesellschaft.
8. Włodarski R.: Nagrzewanie się kabli elektroenergetycznych ułożonych w ziemi. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, 1963.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Bogdan Miedziński