

Linie elektroenergetyczne AC

Abstract. *The paper reports the complex of the problems deals witch the AC constructions and exploitations of the overhead power lines.*

Keywords: overhead transmission power lines

Wstęp

Światowa sieć elektroenergetyczna rozwija się. Lokalne sieci są łączone a moc jest przesyłana między regionami, krajami i kontynentami. Prąd jest przesyłany z elektrowni do użytkownika na duże odległości i często przez trudny teren [8].

W dającej się przewidzieć przyszłości wiele krajów może być wystawionych na trzy krytyczne problemy. Po pierwsze przeważająca część infrastruktury elektroenergetycznej była zbudowana w latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych ubiegłego wieku. Po drugie projektowany czas życia infrastruktury wynosił około 50 lat, zatem osiągnęła granice ekonomicznego i technicznego zużycia i wymaga działań dla przedłużenia życia. Po trzecie wymóg zwiększonej przepustowości istniejącej infrastruktury powoduje konieczność szukania nadzwyczajnych środków dla zmodernizowania infrastruktury gdyż zgoda na budowę nowych linii jest trudna do uzyskania [16]

Linie napowietrzne AC

W tabeli 1 zestawiono podstawowe poziomy napięciowe sieci WN. W tym szeregu wyodrębnić można dodatkowe podzakresy napięciowe:

- poniżej 110 kV napięcie średnie (ŚN);
- 110...220 kV napięcie wysokie (WN);
- 400...750 kV najwyższe napięcie (NN lub częściej z ang. EHV od extra high voltage);
- w światowej energetyce jest jeszcze napięcie UHV (ultra high voltage) dla zakresów 800 kV i wyższych.

Podane w pierwszym wierszu tabeli 1 wartości napięć znamionowych sieci nie mają żadnego znaczenia fizycznego i są stosowane jedynie jako formalne etykiety. Do celów (koordynacji izolacji) projektowania układów izolacji elektrycznej pod kątem wieloletnich narażeń napięciem roboczym służy wielkość zwana najwyższym dopuszczalnym napięciem roboczym lub maksymalnym napięciem roboczym U_m .

Wartości U_m zestawiono w drugim wierszu tabeli 1. Jest to wartość wyższa od napięcia znamionowego o około 20% dla ŚN, 10% dla WN i poniżej 10% dla EHV. Napięcie U_m to maksymalne napięcie robocze sieci, które w sposób trwały może występować na odstępie międzyfazowym w normalnych warunkach pracy. Dla sieci i urządzeń EHV, gdzie problemy izolacyjne są najważniejsze, zwykle nawet w potocznym słownictwie mówi się o np. sieci 420 kV, a nie 400 kV itd., czyli definiuje się linię za pomocą maksymalnego napięcia roboczego a nie znamionowego.

Przesyłanie i rozdział energii elektrycznej odbywa się głównie za pomocą trójfazowych sieci i stacji elektroenergetycznych napięcia przemiennego. Wybór napięcia przesyłowego powinien uwzględniać czynniki, które w istotny sposób decydują

o rozwiązaniach technicznych, technologicznych oraz kosztach budowy i eksploatacji układu elektroenergetycznego. Przesyłanie energii elektrycznej liniami napowietrznymi wiąże się z uciążliwością dla środowiska, zajmowaniem terenu, materiałochłonnością, stratami energii i wieloma innymi czynnikami.

Stosując wyższe napięcia znamionowe linii przesyłowych uzyskuje się znaczące ograniczenie obszaru ziemi zajętego pod budowę linii, a zatem również zmniejszenie: uciążliwości dla środowiska, materiałochłonności i strat energii w przewodach.

Tabela 1. Napięcia znamionowe oraz poziomy odniesienia dla przepięć w sieciach elektroenergetycznych.

1	Napięcie znamionowe wartość skuteczna	U_n	3	6	10	15	20	110	220	400	750
2	Najw. dopuszczalne napięcie robocze wartość skuteczna	U_m	3,6	7,2	12	17,5	24	123	245	420	765
3	Jedn. odniesienia dla napięć przemiennych wartość skuteczna	$\frac{U_m}{\sqrt{3}}$	2,1	4,2	7,0	10,0	14	71	142	242	442
4	Jedn. odniesienia dla napięć udarowych wartość szczytowa	$\frac{U_m}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2}$	3,0	5,9	9,8	14,5	19,6	100	200	343	625

Uwaga! Dla sieci 750 kV podano dwie wartości: górną według norm IEC (International Electrotechnical Committee) oraz dolną według norm RWPG (Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej).

Danymi wyjściowe przy projektowaniu linii są: moc przesyłowa, napięcie znamionowe i ekonomiczna gęstość prądu 1 do 1.5 A/mm² (awaryjnie dopuszcza się do 2 A/mm²). Przekroje przewodów mogą się zmieniać w dość szerokich granicach, np. dla linii o napięciu 220 kV od 185 do 600 mm². Moc przesyłowa, w zależności od przekroju przewodów i gęstości prądu, wyraża się wzorem:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot F \cdot J = 3 \cdot U_{fn} \cdot F \cdot J$$

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_f} = \frac{3 \cdot U_{fn}^2}{Z_f}$$

gdzie: $Z_f = \sqrt{\frac{L}{C}} = v \cdot L = \frac{1}{v \cdot C}$; L i C – indukcyjność i pojemność jednostkowa linii,

v – prędkość światła w próżni 300 m/μs ($v = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}}$; $L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot (\ln \frac{a_{sr}}{r_p} + \frac{\mu}{\mu_0} \frac{1}{4 \cdot n})$;

$C \approx \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0}{\ln \frac{a_{sr}}{r_p}}$, $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ H/m, $\epsilon_0 = 1/4\pi 9 \cdot 10^{-9}$ F/m,

$$\ln \frac{a_{sr}}{r_p}$$

μ_0 – przenikalność magnetyczna próżni, μ – przenikalność magnetyczna względna przewodu, ϵ_0 – przenikalność elektryczna próżni, a_{sr} – średnia geometryczna odległość między osiami symetrii sąsiednich faz, r_p – zastępczy promień przewodu: dla pojedynczego przewodu jest równy jego promieniowi r_0 , a dla przewodu wiązkowego

równy $r_p = \rho \cdot n \sqrt{\frac{r_0}{\rho}}$; ρ – zastępczy promień wiązki, n – liczba przewodów w wiązce,

F - przekrój przewodu w mm²; J - gęstość prądu w A/mm².

Maksymalną spójność linii uzyskuje się poprzez: możliwie najmniejsze odstępy międzyfazowe, brak konstrukcji metalowych między przewodami, rozpórki

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

międzyfazowe. Te ostatnie wprowadzają jednakże pewne niedogodności, jak: powstawanie problemu zabrudzeń powierzchni rozporów, obniżenie estetyki linii poprzez zwiększenie widoczności przewodów, konieczność stosowania pierścieni ekranujących w strefach o dużym zapyleniu lub zasoleniu w celu uniemożliwienia rozwoju wyładowań niezupełnych. Rozpórki takie wykonuje się na ogół jako izolatory kompozytowe.

Podstawową przesłanką jest możliwość znaczącej zmiany indukcyjności i impedancji falowej linii w odwrotnie proporcjonalnej zależności od liczby przewodów składowych w przewodzie wiązkowym. Tą drogą można uzyskać linie o spójnej budowie, poprzez istotne zbliżenie przewodów sąsiednich faz i uzyskanie konstrukcji linii o teoretycznie nieograniczonej zdolności przepustowej.

Stosowanie przewodów wiązkowych wynika obecnie przede wszystkim z konieczności podwyższenia napięcia początkowego ulotu. Przewody w wiązce są wówczas odległe od siebie o 30 do 40 cm, co uwarunkowane jest nie dopuszczeniem do tworzenia się tafli lodowej w warunkach zimowych. Indukcyjność wzdłużna linii jest wówczas jedynie nieznacznie zależna od liczby przewodów składowych wiązki (tab. 2 - w tabeli podano wartości bezwzględne i odniesione do reaktancji indukcyjnej pojedynczego przewodu).

Tabela 2. Zależność reaktancji indukcyjnej linii od liczby przewodów składowych wiązki.

n	1	2	3	4
X_L [Ω /km]/[%]	0,4/100	0,33/79	0,30/67	0,28/57

Wynika stąd, że walka z ulotem powoduje uboczny efekt w postaci wzrostu przepustowości linii (wskutek zmniejszenia się indukcyjności), choć wpływ ten jest stosunkowo słaby. W takich liniach nadal trzeba stosować kompensację pojemnościową wzdłużną w celu zwiększenia przepustowości. W liniach o napięciu znamionowych do 220 kV włącznie, ulot praktycznie nie stanowi kryterium przy konstruowaniu przewodów linii. W liniach tych nie stosuje się przewodów wiązkowych.

Tabela 3. Impedancja falowa, moc naturalna i moc przesyłowa dla wybranych napięć znamionowych.

U_n [kV]	110	220	750
Z_f [Ω]	405 – 362	400 – 375	290 – 280
P_{nat} [MW]	30 – 33	120 – 130	1930 – 2000

U_n [kV]	110	220	750
S [MW]	11 – 90	90 – 300	1500 – 2100

Z porównania tak obliczonych mocy naturalnych z podanymi zakresami mocy przesyłowych wynikających z gęstości prądu wynika, że przy dużych przekrojach przewodów moc przesyłowa jest dwa i więcej razy większa od mocy naturalnej linii. Ze wzrostem napięcia znamionowego ten stosunek maleje i dla linii o napięciu 750 kV obie moce są jednakowe. Dla linii średnich napięć wynik porównania jest znacznie gorszy - iloraz mocy może osiągać wartość 3. Najprostszym sposobem zwiększenia mocy naturalnej jest zbliżenie sąsiednich faz (zmniejszenie odstępów międzyfazowego) do wartości odstępów dopuszczalnych, z uwzględnieniem kolysania przewodów i jednoczesnego działania przebiegów.

Ochrona odgromowa

Jednym z poważniejszych problemów jest ochrona odgromowa linii napowietrznych. Fala napięciowa pochodzenia atmosferycznego może w linii pojawić się w dwojaki sposób:

1. W wyniku bezpośredniego wyładowania do linii lub do słupa;
2. W wyniku zaindukowania się napięcia od pobliskiego uderzenia pioruna.

Załóżmy, że mamy do czynienia z bezpośrednim wyładowaniem do słupa linii elektroenergetycznej z jednym przewodem odgromowym. Wówczas prąd pioruna rozplywa się w trzech kierunkach: wzdłuż słupa do ziemi, w obie strony po przewodzie odgromowym, w przybliżonych proporcjach 0.6 i 2x0.2. Na słupie zaindukuje się – względem przewodu fazowego – napięcie (na izolatorze), złożone z trzech składowych:

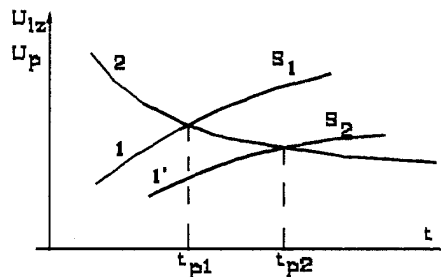
1. spadku napięcia na rezystancji uziemienia słupa R_{uz} równego $i_s \cdot R_{uz}$;
2. spadku napięcia na indukcyjności słupa L_{st} równego $L_{st} \cdot \frac{di}{dt}$;
3. składowej elektrycznej napięcia indukowanego w przewodach linii przez kanał pioruna. W czasie gdy lider zbliża się do słupa wówczas tworzy się nad słupem kolumna ładunku przestrzennego. Wyładowanie ten ładunek neutralizuje – stąd zanik pola – indukując napięcie $U_{AB} \approx s_p \cdot h_r$, gdzie s_p jest stromością narastania prądu pioruna, a h_r jest wysokością zawieszenia przewodu roboczego.

Ostatecznie na izolacji słupa wystąpi napięcie będące sumą powyższych składowych:

$$U_{AB} = \left(i_s \cdot R_{uz} + L_{st} \cdot \frac{di_s}{dt} + s_p \cdot h_r \right) \cdot (1 - k_u)$$

gdzie: $L_{st} \approx 0,6 \cdot h$, dla indukcyjności słupa w [μ H] i wysokości w [m]; k_u – współczynnik sprzężenia między przewodem odgromowym a roboczym; $k_u = k_o \cdot \gamma$; k_o – geometryczny współczynnik sprzężenia; γ – współczynnik uwzględniający wpływ ulotu: $\gamma = 1,2$ przy jednym przewodzie odgromowym w linii **110÷220 kV** lub $\gamma = 1,25$ przy dwóch przewodach odgromowych.

Na słupie jest odpowiedni izolator liniowy o określonej długości uzależnionej od napięcia znamionowego sieci. Zależnie od długości izolatora istnieje określona wartość napięcia przeskoku wzdłuż jego powierzchni. Jeśli napięcie U_{AB} jest wyższe od napięcia przeskoku wzdłuż wysokości izolatora U_{iz} to nastąpi przeskok. Obydwa napięcia zarówno U_{AB} jak i U_{iz} zależą od czasu oddziaływania przepięcia piorunowego, co ilustruje rysunek 1. Zatem wówczas gdy U_{AB} jest większe od U_{iz} , nastąpi przeskok do przewodu roboczego mimo, że wyładowanie piorunowe wystąpiło do uziemionego przewodu odgromowego. Ponieważ przeskok odbywa się od elementu uziemionego (przewód odgromowy) do przewodu o potencjale napięcia sieci stąd nazwano go **przeskokiem odwrotnym**.



Rys. 1. Zależność czasowa napięcia na słupie przy dwóch stromościach prądu pioruna i charakterystyka udarowa izolatora.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Zatem po zaistnieniu przeskoku odwrotnego w przewodach roboczych pojawi się fala napięciowa pochodzenia atmosferycznego. Ponieważ, jak to wynika z wzoru, napięcie U_{AB} zależy od prądu płynącego przez słup i_s , który to prąd można w uproszczonych rozważaniach uzależnić od prądu pioruna i_p tak iż $i_s \gg 0.6 \times i_p$, to napięcie U_{AB} również zależy od prądu pioruna i_p . W oparciu o powyższe związki można wprowadzić ważne pojęcie piorunowego poziomu izolacji linii.

Piorunowy poziom izolacji linii jest to najniższa wartość szczytowa I_p prądu pioruna, przy której, dla założonej stromości s_p tego prądu, występuje przeskok na izolacji linii.

Jak wynika z wzoru oraz z rysunku 1 piorunowy poziom izolacji linii zależy głównie od:

1. rezystancji uziemień słupów;
2. wysokości słupów;
3. długości (wysokości) izolatorów liniowych.

Im napięcie znamionowe linii jest niższe tym wysokość (długość) izolatorów liniowych jest mniejsza - mniejsze jest napięcie przeskoku wzdłuż izolatora i piorunowy poziom izolacji linii maleje. W liniach ŚN, gdzie piorunowy poziom izolacji linii jest niewielki, stosowanie przewodów odgromowych traci sens, gdyż przy każdej wartości szczytowej prądu pioruna zachodzi przeskok odwrotny.

Ekologia

Zagadnienie ochrony krajobrazu w odniesieniu do napowietrznych linii elektroenergetycznych ma wpływ na wybór trasy linii. Przez parki krajobrazowe i obszary krajobrazu chronionego linii prowadzić nie wolno. Trasa linii powinna być tak wybierana, aby linia nie była widoczna z miejsc najbardziej uczęszczanych.

W terenie pagórkowatym linia powinna być prowadzona w zagłębieniach terenu i na stokach wzniesień lub między pagórkami, nigdy zaś na szczytach pagórków. W ten sposób linia może być ukryta w krajobrazie. W przypadku konieczności przekroczenia wzniesienia słupy powinny być ustawiane przed i za wierzchołkiem, a nie na nim. Wówczas widać nad wzniesieniem jedynie słabo widoczne przewody.

Kolejnym zagadnieniem jest wybór wysokości słupów, a co za tym idzie długości przęsła i liczby słupów. Czy stosować wysokie słupy z dużymi przęsłami pomiędzy nimi, czy też raczej słupy niskie z małymi przęsłami? W liniach krajowych wysokości słupów (h) i długości przęsła (b) mogą się zmieniać w granicach podanych w tabeli 4.

Tabela 4. Wysokości słupów i długości przęsła w krajowych liniach elektroenergetycznych.

Napięcie znamionowe linii [kV]	Wysokość słupów h [m]	Długość przęsła b [m]
110	15 – 24	250 – 350
220	15 – 27	300 – 450
400	15 – 37	450 – 600
750	23 – 43	450 – 600

Względy ekologiczne - zmniejszanie natężeń pól elektrycznych i magnetycznych na poziomie ziemi - i względy ekonomiczne preferują stosowanie słupów wysokich z dużymi przęsłami. Mniejszy jest wówczas obszar ziemi zajmowany przez słupy.

W tabeli 5 podano wyniki obliczeń pola pod indyjską linią 1200 kV, 3800 A. Jak widać nawet dla linii o ekstremalnych parametrach spełnienie warunków dla granicznej ekspozycji społecznej nie stanowi większego problemu.

Tabela 5: Wyniki analiz pola EMC pod linią 1200 kV dla wiązki ośmioprzewodowej [7]

Scenario	Single circuit		Double circuit	
	E [KV/m]	M [mG]	E [KV/m]	M [mG]
1	7,286	338,44	7,13	298,32
2	7,470	346,62	7,23	302,49
3	5,134	248,28	3,48	146,85
4	5,246	249,28	3,53	149,18
5	5,386	246,81	4,20	179,08
6	3,261	149,14	2,03	85,32

Inne problemy

– Ekstremalne rozwiązania

Napowietrzne linie elektroenergetyczne napotykać na swej trasie różne przeszkody takie jak wąwozy, szerokie rzeki czy zatoki lub fiordy morskie. W takich przypadkach słupy czy długości przęseł osiągają często ekstremalne parametry. Dla większości ludzi dużym zaskoczeniem jest informacja, że ekstremalna długość pojedynczego przęsła osiąga 5374 m (Grenlandia), ekstremalna wysokość słupa osiąga 346.5 m (Chiny), a ekstremalna masa słupa wynosi 4192 t (Chiny) [8].

– Oblodzenie

Napowietrzne linie elektroenergetyczne pracują w sposób ciągły przez wiele lat, muszą więc być uodpornione na wszelkie możliwe warunki atmosferyczne. Przykład nadmiernego oblodzenia, które spowodowało awarię polskiej linii 110 kV pokazuje rys. 2. Mechanizm oblodzenia i sposoby walk z tym zjawiskiem opisuje broszura CIGRE [10].



Rys. 2. Przykład nadmiernego oblodzenia.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

– Wytrzymałość mechaniczna

Olodzenie to jedno z kilku narażeń mechanicznych, które w ekstremalny sposób zagrażają liniom napowietrznym. Kaskadowe awarie linii mogą być wywołane trzęsieniami ziemi czy ekstremalnymi zjawiskami burzowymi czy osuwaniem się ziemi wskutek zmian geotechnicznych. Opisują to broszury [11] i [12].

– Zmiany klimatyczne

Spółeczeństwo martwi się zmianami klimatycznymi, w szczególności ociepleniem klimatu. Problem zmian klimatycznych dotyczy także projektantów i użytkowników elektroenergetycznych linii napowietrznych. Pracujące dziś linie projektowano o dane dotyczące narażeń atmosferycznych sprzed pół wieku. Wskutek zmian klimatycznych zmieniły się warunki atmosferyczne (patrz rys. 2). Omawia to broszura CIGRE [13].

Wnioski

1. Napowietrzna linia elektroenergetyczna wysokiego napięcia, mimo pozornej prostoty w swej konstrukcji złożonej ze słupów (zwykle kratowych stalowych) i zawieszonych na nich, za pomocą izolatorów (zwykle porcelanowych lub szklanych) przewodów jest skomplikowaną technicznie konstrukcją rozprzestrzeniającą się liniowo na setki a nawet tysiące kilometrów. Musi więc uwzględniać wszelkie napotymane przeszkody co prowadzi do ekstremalnych parametrów rozwiązań.
2. Współczesne linie elektroenergetyczne osiągnęły napięcie AC 1200 kV oraz DC 800 kV. Problematyka linii DC oraz modernizacja linii z AC na DC została w referacie pominięta.
3. Lina napowietrzna musi być odporna na wszelkie zjawiska atmosferyczne, które podlegają zmianom nie tylko w czasie ale i w przestrzeni, w tym również zmianom klimatycznym.
4. Problematyka odporności linii elektroenergetycznej na wszelkie narażenia napięciowe, atmosferyczne itd., to cała gama skomplikowanych zagadnień technicznych, które w tym artykule zostały co najwyżej zaznaczone.

Literatura

1. <http://www.windpowermonthly.com/-windpower-monthly-events> 28 August 2015 by Yang Jianxiang and Gao Shan.
2. <http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=685352&page=40> POWERGRID R&D efforts result in indigenous development of 1,200-kV technology. Jan 1, 2013 I.S. Jha, S.K. Agrawal, B.N. De Bhowmick, S.B.R. Rao and Akhil Sundaran, Power Grid Corp. of Indi | T&D World Magazine.
3. <http://tdworld.com/transmission/indias-powergrid-rd-efforts> POWERGRID R&D efforts result in indigenous development of 1,200-kV technology. Jan 1, 2013 I.S. Jha, S.K. Agrawal, B.N. De Bhowmick, S.B.R. Rao and Akhil Sundaran, Power Grid Corp. of Indi | T&D World Magazine.
4. F. Mosiński - "Podstawy techniki wysokich napięć." Wyd. PŁ 1994 wydanie drugie
5. F. Mosiński, A. Wira - "Ekologiczne problemy przesyłu i użytkowania energii elektrycznej", Wyd. PŁ, Łódź 1999.
6. A. Novak – "Ultra-High Voltage Transmission (UHV) – A New Way to Move Power", <http://www.emersonprocessxperts.com/2015/01/ultra-high-voltage-transmission-uhv-a-new-way-to-move-power/>.
7. Mahadev Unde, Rohidas Maske, Bansidhar Kushare - "Safety Evaluation of Live Line operators of 1200 kV UHV AC Exposed to Electric and Magnetic Fields",

- ACEEE Int. J. on Electrical and Power Engineering, Vol. 4, No. 3, November 2013, pp. 26-32.
8. Broszura CIGRE 396 - "Large Overhead Line Crossing" WG B2.08, October 2009.
 9. Broszura CIGRE 416 - "Innovative Solutions for Overhead Line Supports", WG B2.08, June 2010.
 10. Broszura CIGRE 438 – "Systems for prediction and monitoring of ice shedding, anti-icing and de-icing for power line conductors and ground wires", WG B2.29, December 2010.
 11. Broszura 515 – "Mechanical Security of Overhead Lines Containing Cascading Failures and Mitigating Their Effects", WG B2.22, October 2012.
 12. Broszura 516 – "Geotechnical Aspects of Overhead Transmission Line Routing – An Overview", WG B2.23, October 2012.
 13. Broszura 598 – "Guidelines for the Management for Risk Associated with Severe Climatic Events and Climate Change on Overhead lines", WG B2.54 November 2014.
 14. Broszura 616 – "Externalities of Overhead High Voltage Power Lines", WG C3.08 April 2015.
 15. George Gela – "UHV Transmission Lines worldwide" IEEE/PES Berkshire Chapter Thursday, April 30 2015.
 16. Broszura CIGRE 353 - "Guidelines for increased utilization of existing overhead transmission lines" WG B2.13, August 2008.

Autor: *prof. dr hab. inż. Franciszek Mosiński; Instytut Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki, Elektroniki, Automatyki i Informatyki Politechniki Łódzkiej, ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, e-mail: franciszek.mosinski@p.lodz.pl*