

POLITECHNIKA KRAKOWSKA
im. Tadeusza Kościuszki

Vasyl Hudym, Adam St. Jagiełło

ZASADY PROJEKTOWANIA I EKSPLOATACJI
ELEKTROENERGETYCZNYCH LINII
NAPOWIETRZNYCH

Podręcznik dla studentów kierunków
Elektrotechnika i Energetyka



Kraków 2016

PRZEWODNICZĄCY KOLEGIUM REDAKCYJNEGO
WYDAWNICTWA POLITECHNIKI KRAKOWSKIEJ
Tadeusz Tatara

PRZEWODNICZĄCY KOLEGIUM REDAKCYJNEGO
WYDAWNICTW DYDAKTYCZNYCH
Elżbieta Węclawowicz-Bilska

REDAKTOR SERII
Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej
Adam Warzecha

RECENZENCI
Lesław Gołębiowski
Valeriy Kuznetsov

SEKRETARZ SEKCJI
I OPRACOWANIE REDAKCYJNE
Agnieszka Filosek

SKŁAD I ŁAMANIE
Anna Basista

ZDJĘCIE NA OKŁADCE
Dimitris Vetsikas (pixabay.com)

© Copyright by Politechnika Krakowska

ISBN 978-83-7242-919-3

Wydawnictwo PK, ul. Skarżyńskiego 1, 31-866 Kraków; tel.: 12 628 37 25, fax: 12 628 37 60
e-mail: wydawnictwo@pk.edu.pl □ www.wydawnictwo.pk.edu.pl
Adres do korespondencji: ul. Warszawska 24, 31-155 Kraków

Druk i oprawę wykonano w Dziale Poligrafii Politechniki Krakowskiej
Ark. wyd. 11,0

Nakład 200 egz.

Cena zł 31,50 z VAT

Spis treści

Skróty i oznaczenia przyjęte w podręczniku	7
Przedmowa.....	9
1. BUDOWA LINII NAPOWIETRZNYCH	
1.1. Funkcje linii napowietrznych i wymagania dla nich stawiane	11
1.2. Charakterystyka stref klimatycznych dla napowietrznych linii przesyłowych.....	16
1.3. Linie napowietrzne – główne pojęcia i definicje	20
1.4. Przewody linii napowietrznych – klasyfikacja, budowa i parametry	23
1.5. Klasyfikacja słupów linii napowietrznych i charakterystyka warunków pracy.....	28
1.6. Izolatory i osprzęt w liniach napowietrznych	30
1.7. Gabaryty podstawowe linii napowietrznych i obliczeniowe warunki klimatyczne...	39
1.8. Wpływ wiatru, oblodzenia i temperatury.....	47
Pytania do samokontroli	48
2. ZASADY TEORETYCZNE OBLICZEŃ PRZEWODÓW ROBOCZYCH I ODGROMOWYCH W LINIACH NAPOWIETRZNYCH	
2.1. Wstęp	49
2.2. Charakterystyka obciążeń mechanicznych przewodów i linek linii napowietrznych.....	49
2.2.1. Obliczanie obciążenia właściwego przewodu	52
2.2.2. Obliczanie obciążenia pochodzącego od masy własnej przewodu i oblodzenia	53
2.2.3. Działanie wiatru na przewód bez oblodzenia i z oblodzeniem	54
2.2.4. Obciążenie właściwe sumaryczne działające na przewód	56
2.3. Zwis i długość przewodu pomiędzy słupami.....	57
2.4. Naprężenie materiału przewodu w różnych punktach przęsła.....	60
2.5. Równanie stanu krzywej zwisania przewodu w przęsle	62
2.6. Równanie przęsła krytycznego linii napowietrznej	64
2.7. Maksymalny zwis przewodu i temperatura krytyczna.....	66
2.8. Zasady teoretyczne obliczeń sił naciągu przewodu dla różnych wysokości jego zamocowań	68
2.9. Obliczenia przewodów o różnych wysokościach zamocowania	71
Pytania do samokontroli	74

3. ZASADY OBLICZEŃ PRZEWODÓW STAŁOWO-ALUMINIOWYCH

3.1. Obliczenia mechaniczne przewodów jednolitych.....	75
3.2. Obliczenia mechaniczne przewodów stalowo-aluminiowych.....	77
3.2.1. Podział sił pomiędzy częścią aluminiową i stalową przewodu.....	79
3.2.2. Współczynnik temperaturowy liniowego rozszerzania przewodu stalowo-aluminiowego.....	82
3.2.3. Naprężenie w przewodzie AFL w zależności od zmiany temperatury – rzeczywiste naprężenie w części aluminiowej i stalowej przewodu.....	85
3.2.4. Pręśło krytyczne z przewodem stalowo-aluminiowym z uwzględnieniem tylko wpływu temperatury.....	86
3.3. Przykłady rozwiązań zadań na obliczanie przewodów.....	88
Przykład 3.3.1.....	88
Przykład 3.3.2.....	90
Przykład 3.3.3.....	90
Przykład 3.3.4.....	96
Pytania do samokontroli.....	103

4. KONSTRUKCJE WSPORCZE I UKŁADY IZOLACYJNE W LINIACH NAPOWIETRZNYCH

4.1. Pojęcia ogólne, definicje i oznaczenia.....	105
4.2. Konstrukcje słupów i warunki ich pracy w linii elektroenergetycznej.....	106
4.3. Fundamenty słupów linii napowietrznych i stawiane im wymagania.....	115
4.4. Zasady teoretyczne oceny odkształcania się słupów linii napowietrznych.....	118
4.5. Współczynnik smukłości słupa – wysokość słupa przelotowego w linii napowietrznej.....	122
4.6. Rozkład sił pomiędzy żerdziami słupów typu π	124
Przykład 4.1.....	125
4.7. Izolatory – klasyfikacja, oznaczenia i parametry.....	127
4.8. Zasady doboru izolatorów liniowych oraz określenie długości łańcucha izolatorów i warunki ich równowagi.....	132
4.9. Warunki równowagi łańcuchów izolatorów.....	136
Pytania do samokontroli.....	137

5. PRACA LINII NAPOWIETRZNEJ W STANACH AWARYJNYCH

5.1. Sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych i odgromowych linii napowietrznych na słupach.....	139
5.2. Stany pracy przewodów linii napowietrznych i przyczyny powstawania awarii ...	146
5.3. Naprężenie w przewodach linii napowietrznej po oberwaniu jednego z przewodów....	149
5.4. Określenie sił rozciągających przewody, działających na słupy przy oberwaniu się przewodów z łańcuchami izolatorów.....	152
Przykład 5.1.....	157

5.5. Siły naciągu w przewodach w przypadku oberwania się przewodów i zastosowania zacisków wypadających.....	161
5.6. Warunki równowagi łańcuchów izolatorów linii napowietrznych przy oberwaniu przewodu	162
Przykład 5.2	163
Przykład 5.3	170
Pytania do samokontroli	179

6. WYMAGANIA PROJEKTOWE I EKSPLOATACYJNE DLA LINII NAPOWIETRZNYCH

6.1. Zadania i etapy projektowania linii napowietrznych	181
6.2. Zasady prowadzenia linii napowietrznych.....	183
6.3. Rozmieszczenie słupów wzdłuż trasy linii napowietrznych.....	184
Zadanie 6.1	189
6.4. Zasady eksploatacji linii napowietrznych	191
6.5. Wymagania polskich norm do eksploatacji linii napowietrznych	193
6.5.1. Uwagi ogólne	193
6.5.2. Przeglądy ciągów linii napowietrznych i ocena stanu technicznego oraz prace doraźne.....	196
6.5.3. Tablice ostrzegawcze i identyfikacyjne elektroenergetycznych linii napowietrznych	198
Pytania do samokontroli	200

7. ZASTOSOWANIE TECHNIKI KOMPUTEROWEJ DO PROJEKTOWANIA LINII NAPOWIETRZNYCH

7.1. Wstęp. Charakterystyka ogólna oprogramowania AutoCAD.....	201
7.2. Najważniejsze funkcje programu AutoCAD i tworzenie szablonu rysunku	204
7.3. Projektowanie i przygotowanie rysunków do wydruku w wymaganym formacie....	205
7.4. Przykłady rysunków elementów linii napowietrznych i całych konstrukcji wykonanych w oprogramowaniu AutoCAD	221
Pytania do samokontroli	222
Literatura.....	227

Skróty i oznaczenia przyjęte w podręczniku

- m – masa przewodu [kg];
- S – przekrój przewodu [mm²];
- p_0 – obciążenie właściwe przewodu o długości 1 m [N/m mm²];
- p_1 – obciążenie właściwe od masy własnej przewodu [N/m mm²];
- p_2 – obciążenie właściwe oblodzenia [N/m mm²];
- p_3 – obciążenie właściwe zależne od masy własnej przewodu i oblodzenia [N/m mm²];
- p_4 – obciążenie właściwe od działania wiatru na przewód bez lodu [N/m mm²];
- p_5 – obciążenie właściwe zależne od wiatru działającego na przewód z oblodzeniem [N/m mm²];
- p_6 – obciążenie właściwe działające na przewód z oblodzeniem będący pod wpływem siły wiatru [N/m mm²];
- γ_a i γ_s – masa właściwa, odpowiednio aluminium i stali [g/mm³];
- S_a i S_s – powierzchnia przekrojów części aluminiowej i części stalowej przewodu stalowo-aluminiowego [mm²];
- S – przekrój całkowity przewodu stalowo-aluminiowego [mm²];
- $\gamma_0 = 0,95$ g/m³ – masa właściwa oblodzenia;
- v – prędkość wiatru [m/s];
- θ_m – temperatura przewodu równa temperaturze otoczenia [C°];
- p_m – obciążenie właściwe w temperaturze otoczenia [N/m mm²];
- σ_m – naprężenie materiału przewodu przy przyjętych warunkach początkowych, które oznacza się indeksem (m) [MPa];
- α – współczynnik wydłużenia liniowego materiału przewodu od temperatury [m/C°];
- α_a – współczynnik temperaturowy wydłużenia liniowego części aluminiowej przewodu [m/C°];
- α_s – współczynnik temperaturowy wydłużenia liniowego części stalowej przewodu [m/C°];
- $\beta = \frac{1}{E}$ – współczynnik sprężystego wydłużania materiału przewodu [mm²/kg];
- E – moduł sprężystości [kg/mm²];
- L_0 – długość nieobciążonego przewodu ($\sigma_0 = 0$) w temperaturze $\theta = 15^\circ\text{C}$;
- L_m – długość rozciągniętego przewodu o naprężeniu materiału σ_m w temperaturze θ_m ;
- L – długość rozciągniętego przewodu o naprężeniu materiału σ_p w temperaturze θ ;
- f – zwis przewodu w przeszle [m];

- h_g – bezpieczna odległość przewodu od ziemi [m];
- l_{kr} – długość przęsła krytycznego [m];
- l – długość przęsła [m];
- σ_{max} – naprężenie maksymalne [MPa];
- p_{max} – obciążenie właściwe maksymalne [N/m mm²];
- p_{min} – obciążenie właściwe minimalne [N/m mm²];
- θ_p – temperatura przy obciążeniu maksymalnym [C°];
- θ_{min} – temperatura otoczenia minimalna [C°];
- σ_0 – naprężenie rozciągające przewód w najniższym punkcie przęsła [MPa];
- σ_n – tymczasowa wytrzymałość materiału drutu [N/mm²];
- σ_{dop} – naprężenie dopuszczalne materiału [MPa];
- δ – wartość odchylenia góry słupa od położenia pionowego [m];
- σ_a – naprężenie w części aluminiowej przewodu [MPa];
- σ_{st} – naprężenie części stalowej przewodu [MPa];
- σ_f – naprężenie zastępcze przewodu stalowo-aluminiowego [MPa];
- Δl – wydłużenie względne materiału przewodu;
- T_a – siła rozciągająca część aluminiową przewodu [N];
- T_{st} – siła rozciągająca część stalową przewodu [N];
- T – siła rozciągająca przewód stalowo-aluminiowy [N];
- W – moment wytrzymałości słupa na zginanie;
- M_{max} – moment maksymalny zginający słup na poziomie ziemi;
- R_{pr} – obliczeniowa wytrzymałość betonu;
- S_{ar} – przekrój sumaryczny uzbrojenia słupa [m²];
- R_{ar} – obliczeniowa wytrzymałość uzbrojenia słupa na rozciąganie i ściskanie;
- R_{pr} – obliczeniowa wytrzymałość betonu o kształcie pryzmy;
- S_{sl} – przekrój sumaryczny słupa [m²];
- W_p – moment wytrzymałości na skręcaniu;
- r – promień słupa okrągłego [m];
- J_p – moment bezwładności biegunowej [m⁴];
- τ_{dop} – naprężenie dopuszczalne materiału słupa w przypadku jego skręcania;
- τ_{max} – naprężenie maksymalne słupa;
- σ_T – naprężenie powstałe w wyniku rozciągania stali;
- $U_{iz zn}$ – napięcie znamionowe izolatora;
- p_{rujn} – obciążenie niszczące (odbierane z katalogu);
- λ – długość łańcucha izolatorów [m];
- n_{iz} – liczba szeregowo połączonych izolatorów w łańcuchu;
- λ_{iz} – długość jednego izolatora [m];
- G_{iz} – ciężar łańcucha izolatorów;
- G_p – ciężar przewodu w sąsiednich z danym łańcuchem izolatorów w półpręsłach;
- h_0 – minimalna odległość od przewodu do ziemi [m];
- f_{max} – maksymalny zwis przewodów, który obliczamy bez uwzględnienia naporu wiatru [m].

Przedmowa

Podręcznik *Zasady projektowania i eksploatacji linii napowietrznych* jest przeznaczony dla studentów kierunków: elektrotechniki i elektroenergetyki uniwersytetów technologicznych i składa się z siedmiu rozdziałów. Materiał podręcznika napisano zgodnie z programem dla przedmiotu „Konstrukcje linii napowietrznych przesyłowych i rozdzielczych”, który w ciągu ostatnich lat jest wykładany na Wydziale Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. W podręczniku wykorzystano doświadczenie specjalistów z różnych krajów, a w dużym stopniu z Rosji i Ukrainy, gdzie bardzo rozwinięte są energetyczne linie napowietrzne. Pierwszy rozdział poświęcono budowie linii napowietrznych, jej elementów podstawowych oraz opisu ich funkcji z uwzględnieniem warunków pracy. W drugim rozdziale podano teoretyczne zasady obliczania przewodów roboczych i odgromowych, a w szczególności naprężeń w tych przewodach. Wyprowadzono równanie stanu przewodu w przęśle oraz wzory na obliczanie maksymalnego zwisu i długości przęsła. Trzeci rozdział poświęcono zasadom obliczeń przewodów stalowo-aluminiowych, w których odbywa się podział sił pomiędzy częścią stalową i aluminiową z uwzględnieniem wpływu temperatury. Podano przykłady obliczeń dla wybranych parametrów. W czwartym rozdziale opisane zostały konstrukcje wsporcze i izolacyjne. Omówiono warunki pracy dla konstrukcji wsporczych i teoretyczne zasady ich obliczania, a także dla izolatorów i łańcuchów izolatorów. Piąty rozdział został poświęcony analizie stanów pracy elementów linii napowietrznych w przypadkach awarii, takich jak oberwanie przewodów roboczych i odgromowych. Opisano sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych i odgromowych na słupach oraz najważniejsze przyczyny powstawania awarii. W rozdziale szóstym podano materiały związane z projektowaniem linii napowietrznych i ich elementów oraz wymagania dotyczące eksploatacji linii napowietrznych. Rozdział siódmy zawiera informacje na temat wykorzystania programu AutoCAD przy projektowaniu linii napowietrznych.

Autorzy pracowali nad podręcznikiem wspólnie z równym udziałem, przy jednoczesnym uwzględnieniu wkładu pracy podczas przygotowywania podręcznika do wydruku.

ROZDZIAŁ 1

BUDOWA LINII NAPOWIETRZNYCH

1.1. Funkcje linii napowietrznych i wymagania dla nich stawiane

Linia napowietrzna nazywa się urządzenie do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej przewodami przebiegającymi w środowisku otwartym – powietrzu, przymocowanymi za pomocą izolatorów i osprzętu do słupów albo innych konstrukcji na obiektach inżynierskich (mostach i innych konstrukcjach).

Linie napowietrzne są podstawowym elementem sieci elektrycznych pozwalającym na przesył energii na duże odległości, są używane przy prądzie zmiennym lub stałym. Ograniczenia zastosowań linii napowietrznych do przesyłu prądu zmiennego wynikają z ograniczenia odległości przesyłu limitowanej stratami mocy i napięcia, które czynią przesył na bardzo duże odległości nieefektywnym ze względu na warunki stabilności statycznej i dynamicznej systemu elektroenergetycznego, którego elementami są te linie. Należy przy tym dodać, że obecnie kable elektroenergetyczne nie stanowią alternatywy dla przesyłu energii elektrycznej przy prądzie zmiennym na większe odległości ze względu na duże prądy pojemnościowe, prądy upływu izolacji i koszty. W Polsce, w związku z rozmiarem kraju, linie elektroenergetyczne nie są tak długie, aby przy częstotliwości przesyłu równej 50 Hz należało się spodziewać istotnego wpływu zjawisk wynikających z przesyłu energii na bardzo duże odległości. Jednak w krajach dużych, takich jak Rosja, Kanada, USA, Chiny, Brazylia, Australia czy Indie, zjawiska te przyczyniły się do budowy wielu niezależnych systemów elektroenergetycznych w obrębie jednego kraju.

Ogólnie rzecz ujmując, linie napowietrzne są to urządzenia naziemne przeznaczone do przesyłu energii elektrycznej, składające się z konstrukcji wsporczych, przewodów, izolatorów oraz osprzętu. W celu ograniczenia strat mocy czynnej w przewodach, zależnych od kwadratu modułu prądu, w liniach elektroenergetycznych służących do przesyłu dużej mocy stosuje się coraz wyższe napięcia. W przypadku zastosowania przewodów gołych nieizolowanych, izolację w takim układzie stanowi powietrze, co ogranicza wysokość napięcia ze względu na zjawiska zachodzące w dielektrykach gazowych.

Z punktu widzenia pełnionych funkcji linie elektroenergetyczne można podzielić na dwie grupy: linie przesyłowe i rozdzielcze. Istnieją również inne podziały klasyfikujące linie systemu elektroenergetycznego na trzy podstawowe warstwy w zależności od mocy przesyłanej tymi liniami oraz poziomu napięcia. Podstawowe poziomy napięć w krajowym systemie elektroenergetycznym to: 400 i 220 kV dla sieci przesyłowej oraz 110 i 15 kV dla sieci rozdzielczej. W wyżej wymienionych krajach używane są linie o napięciu wysokim: 110, 150, 225, 275, 330, 500 kV, a na poziomie napięć średnich są to: 75, 63, 35, 30 i 20 kV – stosowane jeszcze w systemowych sieciach rozdzielczych – oraz 10,5 kV, 6 kV, i niskich 0,66 kV czy też 0,4 kV – stosowane na poziomie sieci rozdzielczych zakładów pracy.

Podstawowe zadania linii napowietrznych to przesył energii elektrycznej z wielkich elektrowni do położonych blisko miast sieci rozdzielczych zasilających wielkie aglomeracje miejskie i miejsko-przemysłowe. Oprócz tego linie te zapewniają przesył energii z obszarów, w których występuje nadwyżka wytwarzanej energii do obszarów wielkiego zużycia (deficytowych), rozproszanie energii wiąże się z włączeniem do pracy równoległej wielkich elektrowni i tworzeniem państwowych systemów elektroenergetycznych.

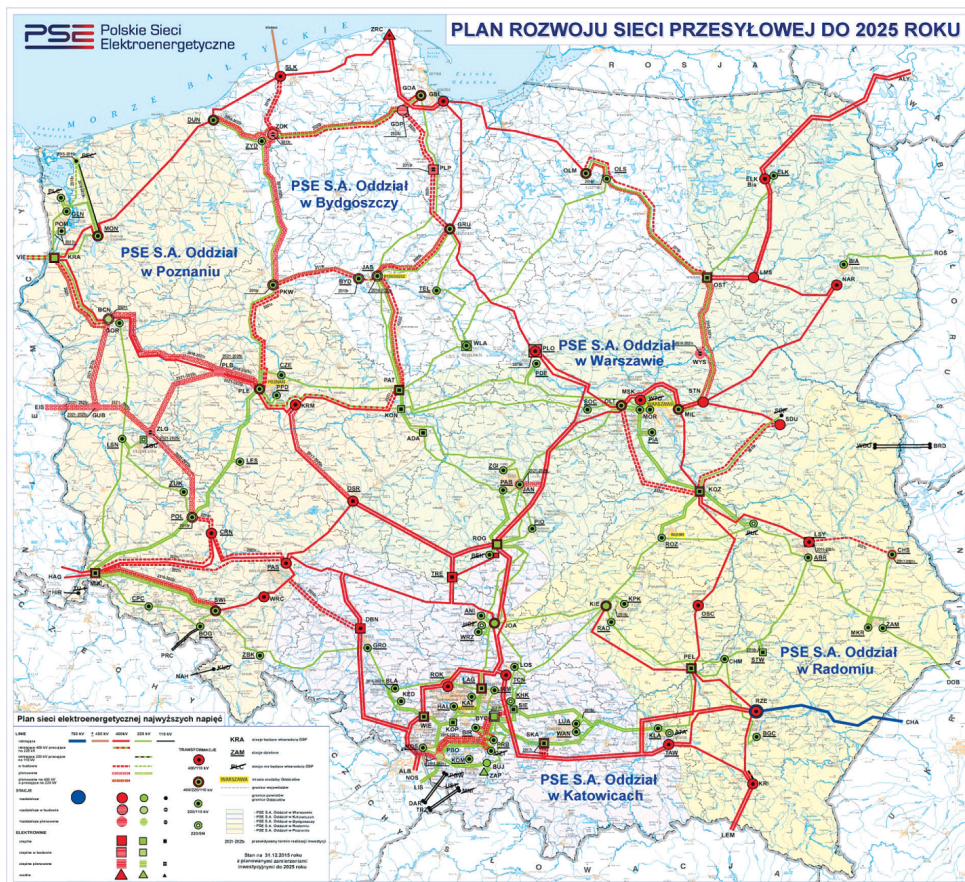
Polska sieć przesyłowa prądu zmiennego składa się z 218 linii o napięciach 750, 400 i 220 kV (rys. 1.1), w tym (stan na 31.12.2015 r.):

- 89 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5984 km,
- 167 linii 220 kV o łącznej długości 7971 km.

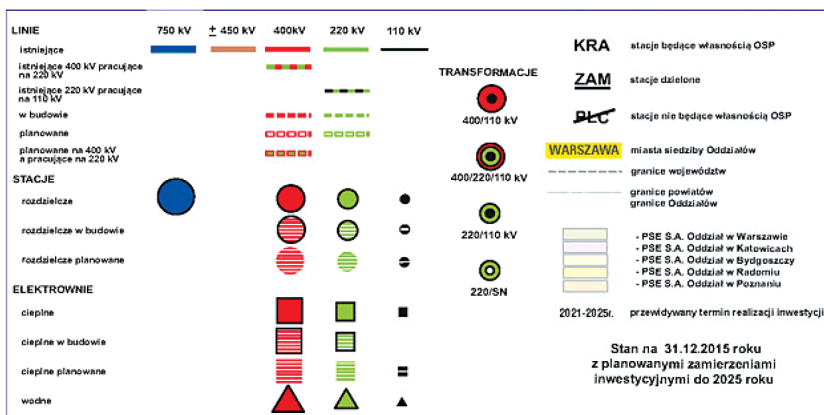
Na rysunku 1.1 podano mapę sieci przesyłowych polskiego systemu elektroenergetycznego składającego się z linii o napięciach 110, 220, 400 i 750 kV. Liniami kreskowanymi pokazano trasy linii, które są przewidziane do budowy.

Klasyfikację sieci elektroenergetycznych można również przeprowadzić według rodzaju napięcia i jego poziomu: sieci prądu stałego, zmiennego lub hybrydowe (mieszane), sieci Najwyższych Napięć NN, sieci Wysokich Napięć WN, sieci Średnich Napięć SN, sieci niskich napięć nN, oraz według znaczenia linii (systemowa – okręgowa – rejonowa – miejska – wiejska – przemysłowa itp.). Zależnie od struktury można przeprowadzić podział sieci na: sieci otwarte (promieniowe, magistralne); sieci zamknięte (pętlicowe, kłosowe, wrzecionowe, dwuliniowe zamknięte, kratowe).

Podstawowe wymagania stawiane elektroenergetycznym liniom napowietrzным zostały określone już na etapie projektowania przez Polską Normę [PN-EN 50341] wraz z późniejszymi dodatkami, która jest ekwiwalentem norm europejskich poszerzonych o normatywne warunki krajowe (NNA). NNA zawierają zwykle odchylenia od normy będące wynikiem dotychczasowych przepisów krajowych lub praktyk przyjętych w danym kraju.



Rys. 1.1a. Mapa sieci przesyłowej systemu elektroenergetycznego Polski [42]



Rys. 1.1b. Legenda do rysunku 1.1a

Przedstawiona wyżej norma stanowi, że elektroenergetyczną linię napowietrzną należy zaprojektować i zbudować w taki sposób, aby w przewidywanym okresie użytkowania:

- spełniała swoją funkcję dla określonego zbioru warunków, z akceptowalnymi poziomami niezawodności w sposób ekonomiczny – odnosi się to do wymagań niezawodności,
- nie była narażona na katastrofę postępującą (zjawisko kaskadowe), jeśli uszkodzenie powstało w określonym podzespole – odnosi się to do wymagań pewności (asekuracji),
- nie narażała ludzi na obrażenia lub utratę życia podczas budowy i utrzymania – odnosi się to do wymagań bezpieczeństwa.

Linia napowietrzna powinna być również zaprojektowana, zbudowana i eksploatowana z uwzględnieniem aspektów bezpieczeństwa publicznego, trwałości, odporności, utrzymania, estetyki i względów środowiskowych.

Wymaganie niezawodności jest ściśle związane ze sposobem zaprojektowania linii przy założeniu pewnych określonych zjawisk atmosferycznych mogących wystąpić na danym obszarze. W tym celu komitety normalizacyjne poszczególnych krajów Unii Europejskiej mogą zdecydować o przyjęciu pewnych poziomów bezpieczeństwa odpowiadających co najmniej poziomowi 1 określonemu w tabelicy 1.

Tablica 1.1

Poziomy niezawodności pracy linii napowietrznej

Poziom niezawodności	Okres powrotu T oddziaływań klimatycznych
1	50 lat
2	150 lat
3	500 lat

UWAGA: Roczna niezawodność linii napowietrznej odnosi się w przybliżeniu do okresu powrotu T oddziaływania klimatycznego i mieści się w przedziale od $1-1/27$ do $1-1/T$. Należy ją uważać za wartość minimalną.

Gdy nie ma szczegółowo określonych poziomów niezawodności, stosuje się podejście statystyczne. Dla linii napowietrznych można rozważyć w ogólności trzy różne poziomy niezawodności, jak podano w tabelicy 1.1. Dalsze informacje na temat niezawodności linii energetycznej można znaleźć w IEC 60826.

W warunkach rzeczywistych absolutna niezawodność linii napowietrznej jest trudna do realizacji i określenia. Dlatego też niezawodność poziomu nr 1 traktuje się jako niezawodność odniesienia, a inne poziomy podaje się w stosunku do tego poziomu bazowego.

We wszystkich krajach świata używane są linie napowietrzne prądu przemiennego, niemniej jednak w wielu krajach stosuje się również linie prądu stałego. Przykładem stosowania linii napowietrznych prądu stałego są linie dla połączenia systemów elektroenergetycznych o różnych częstotliwościach, mianowicie 50 Hz i 60 Hz (Rosja–Norwegia).

W trakcie eksploatacji linii możliwe są awarie występujące z powodów niemożliwych do przewidzenia, jak np.: ukryte wady materiałowe, ruchy tektoniczne czy nadzwyczajne warunki klimatyczne, niespodziewane na danym terenie. Wymaganie pewności działania nakłada obowiązek takiego projektowania lub modernizacji linii, aby w przypadku tego typu awarii maksymalnie ograniczyć obszar objęty daną awarią, przykładowo poprzez wstawianie tak zwanych mocnych słupów (słupów odporowych) w określonych odstępach, aby zapobiec katastrofie polegającej na lawinowym niszczeniu standardowych słupów przelotowych. Norma PN-EN 50341 przewiduje w fazie projektowej symulację pewnych oddziaływań i obciążeń większych niż rzeczywiste możliwe obciążenia linii. W rzeczywistości w trakcie projektowania linii podmiot, który będzie ją eksploatował, często decyduje się na obniżenie standardów jej budowy w celu obniżenia kosztów, jeżeli wartość oczekiwana kosztów awarii jest stosunkowo niska (dotyczy to głównie linii niskich i średnich napięć).

Wymagania dotyczące bezpieczeństwa według obowiązującej normy są stworzone po to, aby budowa i utrzymanie linii nie powodowały niebezpiecznego ryzyka dla ludzi, którzy mogą znajdować się pod przewodami linii napowietrznej. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa w normie [30] zawierają zastrzeżenia co do podzespołów linii, a w szczególności konstrukcji wsporczych, które muszą być zaprojektowane tak, aby wytrzymały obciążenia specjalne zdefiniowane w tej normie. Z warunkami bezpieczeństwa norma wiąże takie pojęcia jak: koordynacja nośności, dodatkowe okoliczności, obliczeniowy okres użytkowania, trwałość, zapewnienie jakości.

Linia napowietrzna z punktu widzenia mechaniki może być traktowana jako system wzajemnie powiązanych elementów, w którym wytrzymałość linii (wielkość obciążeń granicznych) jest zależna od wytrzymałości najsłabszego elementu. Bardzo ważnym problemem jest taka koordynacja wytrzymałości poszczególnych elementów (nośności), aby w warunkach awaryjnych pewne elementy (np. konstrukcje wsporcze lub przewody) pozostały nieuszkodzone (oczywiście możliwe to jest tylko z pewnym stopniem pewności – pewnym prawdopodobieństwem).

Dodatkowe okoliczności, które muszą być brane pod uwagę przy projektowaniu linii, to warunki atmosferyczne i środowiskowe oraz wymagania specjalne podane w normach krajowych NNA.

Podczas projektowania linii napowietrznych używa się pojęcia obliczeniowego okresu użytkowania linii – to jest takiego okresu, przez który linia napowietrzna powinna być użytkowana w celu spełnienia założonych funkcji bez konieczności większych napraw. Oznacza to, że w tym czasie będą spełnione warunki nośności

w szczególności dla konstrukcji wsporczych, łańcuchów izolatorów i przewodów linii, co powiązane jest z pojęciem trwałości elementów. Zwykle w procesie projektowania przyjmuje się średnio 50-letni okres użytkowania linii, choć czas ten waha się od 30 do 80 lat.

Norma [30] operuje również pojęciami stanów granicznych dla danej konstrukcji linii. Stany graniczne użytkowania linii mogą obejmować następujące elementy: odkształcenia lub przemieszczenia konstrukcji linii, które wpływają na jej pracę, w tym na zmniejszenie odstępów izolacyjnych, trwałe uszkodzenia konstrukcji (np. pęknięcia), które wpływają niekorzystnie na pracę bądź trwałość linii, oraz wibracje i drgania powodujące uszkodzenie elementów linii.

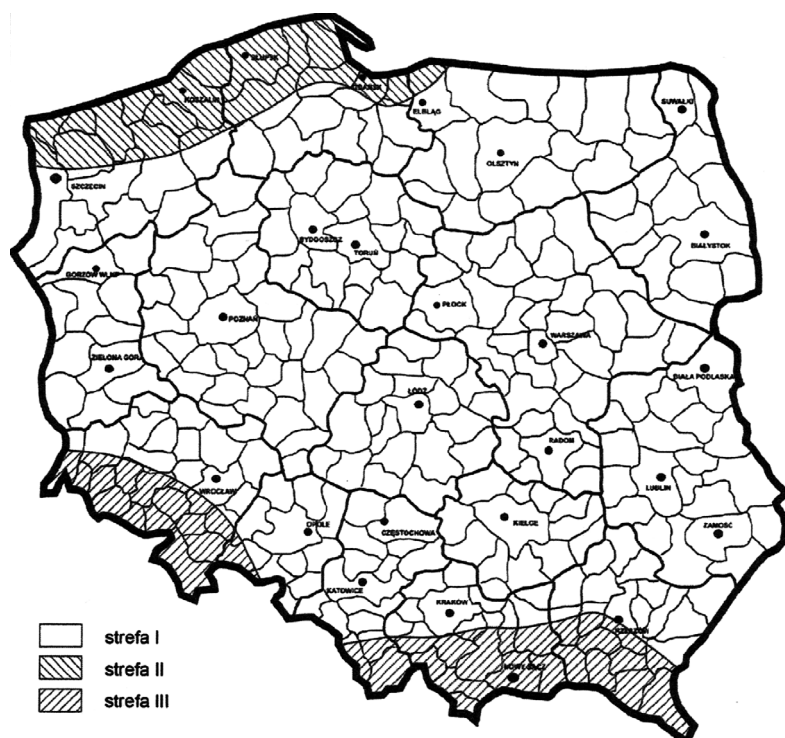
1.2. Charakterystyka stref klimatycznych do napowietrznych linii przesyłowych

Podczas obliczania elementów linii napowietrznych przy projektowaniu należy uwzględnić warunki klimatyczne terenów, przez które przebiega linia. Linia napowietrzna w porównaniu z liniami kablowymi odnosi się do obiektów otwartych i zawsze jest pod wpływem zmian parametrów atmosferycznych. Najistotniejszymi parametrami klimatycznymi, które wpływają na wszystkie elementy linii, są: wiatr i zmiana jego parametrów (prędkości, kierunku, porywów), temperatura powietrza, która zależy od pory roku i może zmieniać się w granicach od -40°C do $+40^{\circ}\text{C}$. Te temperatury przyjęto jako średnioważone. Wiadomo, że chwilowo wysoka temperatura może osiągać $42\div 45^{\circ}\text{C}$, a niska (-30°C)÷(-45°C) zależnie od miejscowości. Oprócz wiatru i temperatury na linie wpływają: deszcz, śnieg, mgła i sadz. Tutaj ważnymi parametrami deszczu są jego intensywność, gęstość, wymiary kropli, nachylenie strumienia deszczu i inne. Do parametrów śniegu zaliczamy mokry śnieg, suchy, mały, krupiaty, intensywne opady śniegu, śnieg z deszczem. Wszystkie te parametry w pewien sposób wpływają na parametry linii napowietrznych (przewody, słupy, linki, poprzeczniki).

Zależnie od warunków klimatycznych powierzchnia każdego kraju podzielona jest na strefy dwóch rodzajów:

- strefy wiatrowe,
- strefy sadziowe.

Na terenie Polski mamy trzy strefy wiatrowe: strefa I, strefa II, i strefa III. Strefa I obejmuje praktycznie całą Polskę, podczas gdy strefa II znajduje się w pasie brzegu Morza Bałtyckiego, a strefa III w górskich miejscowościach na granicach z Czechami i Słowacją. W strefie wiatrowej I prędkość wiatru jest mniejsza niż w strefie II i w strefie wiatrowej III. Na rysunku 1.2 pokazana jest mapa terenów Polski, na której strefa wiatrowa I jest niezakreskowana, natomiast strefa wiatrowa II jest zakreskowana przeciwnie niż strefa wiatrowa III (rys. 1.2).



Rys. 1.2. Strefy klimatyczne; granice stref obciążeń wiatrem [10]

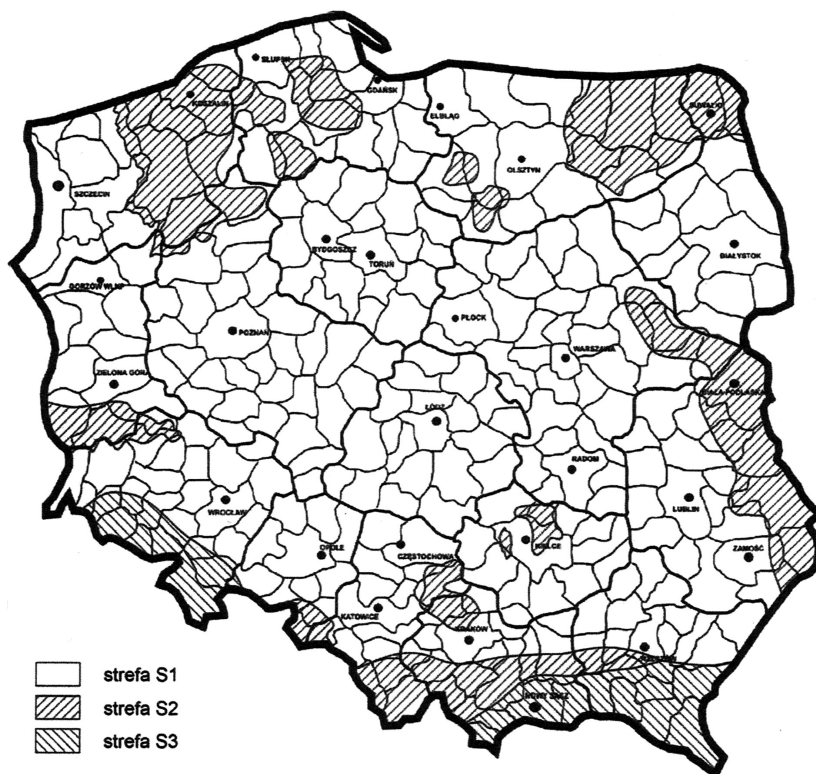
Tereny Polski są podzielone na cztery strefy obciążenia sadią, to jest S1, S2, S3 i S_{spec} . Na rysunku 1.3 pokazano mapę stref sadiowych na terenie kraju, które oznaczono poprzez różny sposób zakreskowania lub jego brak. Strefa specjalna S_{spec} na mapie nie jest wydzielona i ustalana jest przez projektanta.

Podsumowując obciążenie sadią, największa powierzchnia kraju odnosi się do strefy S1 (powierzchnia niezakreskowana), potem mamy dość dużą powierzchnię ze strefą S2. Strefa S3 znajduje się na południu kraju, blisko granicy z Czechami i Słowacją, to jest w górskiej części kraju, gdzie mamy opady w postaci mokrego śniegu.

W innych krajach świata sytuacja jest zwykle inna niż w Polsce, ponieważ kraje te mogą być położone pomiędzy morzami, znajdując się w strefie dużych i ciągłych strumieni wiatrów (Norwegia, Finlandia, Wielka Brytania, Australia). W tych krajach strefy są podzielone w inny sposób, choć parametry atmosferyczne są takie same jak w krajach europejskich.

Zgodnie z normą [EN 50341-3-22-2001] gęstość oblodzenia (sadi) należy przyjmować równą wartości $0,7 \text{ t/m}^3$. Obliczone obciążenia stanowią bazowe dane do określenia obciążeń konstrukcji wsporczych, przewodów, osprzętu oraz łańcuchów izolatorów.

Miejscowości, gdzie grubość lodu na przewodzie może osiągać wartość powyżej 20 mm, odnosimy do szczególnego przypadku d (średnica).



Rys. 1.3. Strefy klimatyczne; granice stref obciążeń sadyzią [10]

Obliczanie linii napowietrznej III klasy z napięciem do 1 kV przeprowadza się dla normalnego układu obciążeń, natomiast w przypadku linii klasy I oraz II z uwzględnieniem kombinacji obciążeń spowodowanych oblodzeniem i wiatrem norma [EN 50341-3-22]:

- a) stan normalny, kiedy przewody i linki nie są przerwane;
- b) stan awaryjny, gdy część przewodów albo linek jest zerwana;
- c) na zbliżenie się przewodów do elementów konstrukcji linii i budowli:
 - przy napięciu roboczym,
 - przy przepięciach wewnętrznych i atmosferycznych.

Zgodnie z normą [EN 50341-3-22] wyróżniamy następujące przypadki atmosferyczne podczas występowania wiatru i oblodzenia (sadyzi):

- duże obciążenie oblodzeniowe, które równa się $\psi_1 \cdot Q_{1K}$ w kombinacji z umiarkowanym naporem wiatru $\psi_W \cdot Q_{WK}$;
- umiarkowane obciążenie sadyzią $\psi_1 \cdot Q_{1K}$ w kombinacji z dużym obciążeniem od naporu wiatru $\psi_W \cdot Q_{WK}$.

Podczas doboru parametrów przewodów do linii napowietrznych bardzo ważne jest uwzględnienie układu obciążeń, który wpływa na naciąg przewodu. Najbardziej spotykane układy obciążeń, uwzględniające naciąg przewodów, podane w normie [EN 50341-3-22], to układy normalne, które:

- obejmują przy temperaturze -5° ciężar własny przewodów oraz 50% charakterystycznego obciążenia oblodzeniem (sadzią);
- obejmują przy temperaturze -5° ciężar własny przewodów oraz charakterystyczne obciążenia oblodzeniem;
- obejmują przy temperaturze -25° ciężar własny przewodów;
- obejmują przy temperaturze $+10^{\circ}$ ciężar własny przewodów oraz maksymalne obciążenie wiatrem;
- obejmują przy temperaturze $+40^{\circ}$ ciężar własny przewodów;
- obejmują przy temperaturze -5° ciężar własny przewodów ($\psi_G = 1,0$) z dużym obciążeniem oblodzeniem (sadzią) ($\psi_I = 1,0$) oraz umiarkowane obciążenie wiatrem ($\psi_W = 0,4$);
- obejmują przy temperaturze -5° ciężar własny przewodów ($\psi_G = 1,0$) z umiarkowanym obciążeniem sadzią ($\psi_I = 0,35$) oraz dużym obciążeniem wiatrem ($\psi_W = 0,7$).

W tablicy 1.2 podano charakterystyczne obciążenia oblodzeniem na jednostkę długości przewodu [10] w zależności od stref obciążenia sadzią i średnicy przewodów. Intensywność odkładania sadzi na przewodach i linkach zależy od strefy obciążenia oblodzeniem, a w szczególności od intensywności opadów śniegu i deszczu, temperatury i prędkości wiatru.

Tablica 1.2

Charakterystyczne obciążenia oblodzeniem na jednostkę długości przewodu [10]

Strefa obciążenia oblodzeniem (sadzią)	Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem (sadzią) [N/m]
S1	$4,1 + 0,41 d$ lub wg specyfikacji projektowej
S2	$8,2 + 0,82 d$ lub wg specyfikacji projektowej
S3	$16,4 + 0,82 d$ lub wg specyfikacji projektowej
S _{spec}	Wyłącznie według danych meteorologicznych dla terenu, przez który przebiega linia, lub według specyfikacji projektowej

gdzie: d – średnica przewodu w [mm].

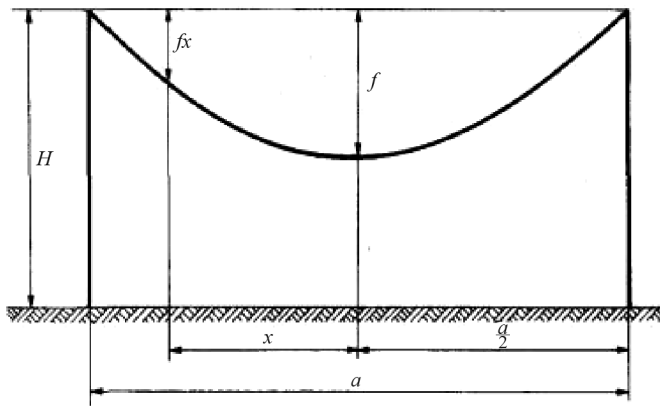
Powyższe dane podano na podstawie normy [10].

1.3. Linie napowietrzne – główne pojęcia i definicje

Linie napowietrzne składają się z różnych elementów konstrukcyjnych, które charakteryzują się parametrami: geometrycznymi, elektrycznymi i mechanicznymi, powiązanych ze szczegółami trasy, budowy i warunkami pracy. Najważniejszymi elementami linii napowietrznych są przewody robocze i odgromowe, konstrukcje wsporcze, izolatory oraz osprzęt do mocowania przewodów, izolatorów i inne [3, 20].

Przewód linii napowietrznej (przewód) – element służący do przekazywania energii elektrycznej na odpowiednią odległość. Przewody są zawieszane na konstrukcjach wsporczych, które znajdują się w pewnych odległościach na przęsłach.

Przęsło linii napowietrznych – część linii zawarta między sąsiednimi konstrukcjami wsporczymi.

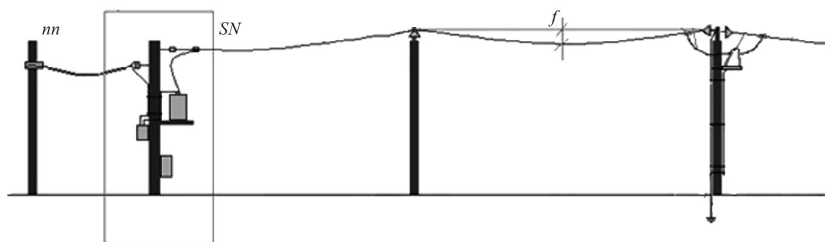


Rys. 1.4. Przęsło linii napowietrznych

Przęsła linii na trasie zależne są od ukształtowania terenu, na którym zlokalizowana jest dana linia napowietrzna, warunków klimatycznych i od usytuowania obiektów już istniejących, na tej podstawie rozróżnia się:

- przęsło nominalne,
- przęsło wiatrowe,
- przęsło ciężarowe,
- przęsło gabarytowe,
- przęsło specjalne,
- przęsło skrzyżowaniowe,
- podprzęsło.

Każde przęsło linii napowietrznej charakteryzuje się określoną rozpiętością zależnie od czynników zewnętrznych.



Rys. 1.5. Elementy i parametry geometryczne linii napowietrznej

Rozpiętość przęsła – pozioma odległość między osiami sąsiednich konstrukcji wsporczych (rys. 1.5).

Rozpiętość przęsła nominalnego – rozpiętość przęsła, którą przyjmuje się do ustalenia w terenie płaskim podstawowej wysokości konstrukcji wsporczych tak, aby podtrzymywane przez nie przewody znajdowały się nad ziemią, w środku przęsła – w odległości nie mniejszej niż określona normą PN-E-05100-1.

Rozpiętość przęsła wiatrowego – rozpiętość przęsła, którą przyjmuje się do ustalenia obciążenia konstrukcji wsporczej przez parcie wiatru na przewody. Rozpiętość przęsła wiatrowego jest średnią arytmetyczną rozpiętości przęseł sąsiadujących na konstrukcji wsporczej.

Rozpiętość przęsła ciężarowego – rozpiętość przęsła, którą przyjmuje się do ustalenia obciążenia pionowego konstrukcji wsporczej, izolacji i przewodów.

Rozpiętość przęsła gabarytowego – rozpiętość przęsła, którą przyjmuje się do ustalenia odległości między przewodami i przewodów roboczych od konstrukcji słupa.

Rozpiętość przęsła specjalnego – rozpiętość przęsła większa co najmniej o 100% od rozpiętości przęsła nominalnego lub rozpiętość przęsła ograniczonego słupami o wysokości większej o 100% od wysokości słupów ograniczających przęsło o rozpiętości przęsła nominalnego, w terenie płaskim bez skrzyżowań.

Rozpiętość przęsła skrzyżowaniowego – odległość między osiami słupów ograniczających przęsło, w którym linia krzyżuje inny obiekt.

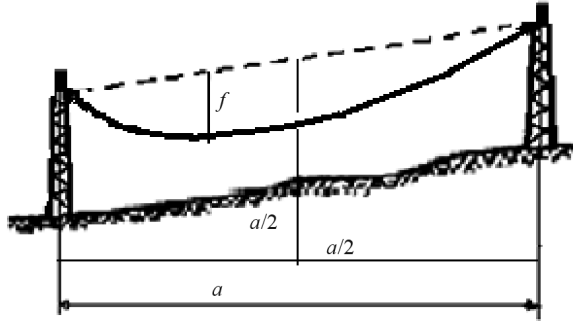
Rozpiętość podprzęsła – odległość między odstępnikami wiązki przewodowej lub osiami ich zestawów na wiązkach przewodowych.

Odcinek skrzyżowaniowy – część linii ograniczona słupami mocnymi, obejmująca jedno lub kilka przęseł, w której przynajmniej jedno przęsło jest przęsłem skrzyżowaniowym.

Przylącze – część linii zasilającej odbiorcę energii elektrycznej, ograniczona z jednej strony słupem linii, a z drugiej strony konstrukcją znajdującą się na zasilanym obiekcie, do której to konstrukcji są zamocowane końce przewodów dochodzących od linii.

W zależności od wartości rozpiętości przęsła, jego konstrukcji oraz parametrów geometrycznych, przewód linii pod ciężarem własnym tworzy odpowiedni zwis.

Zwis przewodu – odległość pionowa między przewodem a prostą łączącą punkty zawieszenia przewodu, w środku rozpiętości przęsła (rys. 1.4).



Rys. 1.6. Schemat przęsła nachylonego linii napowietrznej

Przewody linii napowietrznej są zawieszane nad powierzchnią ziemi na konstrukcji wsporczej, która przeznaczona jest do podtrzymywania przewodów na pewnej wysokości nad ziemią.

Konstrukcje wsporcze linii napowietrznych – słupy przeznaczone do zawieszania przewodów na określonej wysokości nad powierzchnią ziemi.

Zależnie od stanów pracy przewodów i warunków atmosferycznych rozróżnia się następujące wartości zwisów:

- **największy zwis normalny** – największy z następujących zwisów przewodów:
 - a) zwis występujący przy obciążeniu przewodu sadzią normalną, przy temperaturze przewodu -5°C i przy bezwietrznej pogodzie – uwzględniany w każdej linii napowietrznej,
 - b) zwis występujący przy temperaturze granicznej roboczej przewodu roboczego $+40^{\circ}\text{C}$ – uwzględniany w linii napowietrznej o napięciu niższym niż 110 kV,
 - c) zwis przewodu występujący przy roboczej temperaturze granicznej przewodu roboczego ustalonej przy projektowaniu linii napowietrznej o napięciu roboczym 110 kV i wyższym;
- **zwis katastrofalny (f_k)** – zwis występujący przy obciążeniu przewodu sadzią katastrofalną przy temperaturze przewodu -5°C i bezwietrznej pogodzie.

Sadź – osad śniegu, szronu lub lodu występujący na przewodach linii napowietrznych w sprzyjających temu zjawisku warunkach meteorologicznych. W obliczeniach przyjmuje się, że sadź jest rozłożona równomiernie na całej długości przewodu i ma określony ciężar (G_s), wyrażony w niutonach na metr długości przewodu; rozróżnia się sadź normalną i sadź katastrofalną (norma [10]).

Największe dopuszczalne naprężenie przewodów (σ_d) – naprężenie, które nie może być przekroczone w żadnym punkcie zawieszonoego przewodu, zgodnie z normą rozróżnia się największe dopuszczalne naprężenia przewodu:

- a) normalne σ_{dn} – które może występować w przewodzie o temperaturze -25°C bez sadzi lub o temperaturze przewodu -5°C z sadią normalną,
- b) zmniejszone σ_{dz} – które może występować w przewodzie o temperaturze -25°C bez sadzi lub o temperaturze przewodu -5°C z sadią normalną, w sekcjach odciągowych, w których zastosowane obostrzenie wymaga zwiększenia mechanicznej pewności przewodu,
- c) normalne katastrofalne σ_{dnk} – które może występować w przewodzie o temperaturze -5°C i sadi katastrofalnej, gdy przewód jest zawieszony z naprężeniem normalnym,
- d) zmniejszone katastrofalne σ_{dzk} – które może występować w przewodzie o temperaturze -5°C i sadi katastrofalnej, gdy przewód jest zawieszony z naprężeniem zmniejszonym.

UWAGA: W warunkach krajowych pomija się wpływ wiatru na wielkość naprężenia w przewodzie. Największe dopuszczalne naprężenie przewodów podano w normie [10].

1.4. Przewody linii napowietrznych – klasyfikacja, budowa i parametry

Jednym z najważniejszych elementów linii napowietrznej są przewody przeznaczone do przesyłu prądu.

Przewód linii (przewód) – element służący do przekazywania energii elektrycznej na odpowiednią odległość. W zależności od wypełnianych funkcji, przewody linii napowietrznych dzielą się na:

Przewód roboczy – przewód służący do przesyłu energii elektrycznej, nieuziemiiony, który może być przewodem pojedynczym lub wiązką przewodów, składającą się z dwóch lub więcej przewodów pojedynczych (przewód ochronno-neutralny uważa się za przewód roboczy);

Przewód fazowy – przewód roboczy linii napowietrznej prądu przemiennego, połączony z określoną fazą systemu przesyłowego i przeznaczony do przesyłu prądu fazowego do odbiorników;

Przewód zabezpieczający – zabezpiecza przewód roboczy linii przed opadnięciem. Przewód zabezpieczający jest to przewód dodatkowy, wykonany z tego samego materiału i o tym samym przekroju co zabezpieczany przewód roboczy, nie odciążający zabezpieczanego przewodu roboczego dopóki ten się nie zerwie, przymocowany jest do zabezpieczanego przewodu roboczego;

Przewód odgromowy – przewód uziemiiony chroniący przewody robocze przed bezpośrednimi wyładowaniami atmosferycznymi; może być wykorzystany również do innych celów, jak zamykanie obwodu zwarcia doziemnego, ograniczanie oddziaływania zwarć na urządzenia telekomunikacji, prowadzenia światłowodów itp.;

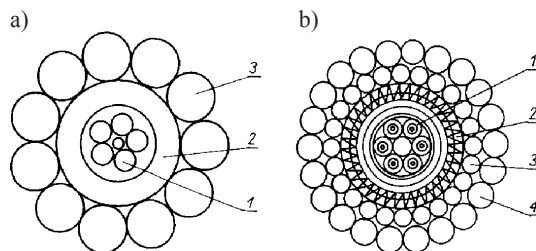
Przewód uziemiający – przewód linii napowietrznej łączący element wymagający uziemienia z uziomem lub uziemionym słupem; np. uziemienie przewodu odgromowego lub zerowego;

Przewód ekranujący – przewód uziemiony służący do zmniejszania natężenia pola elektrycznego pochodzącego od przewodów roboczych. Przewód ekranujący zawieszany się między przewodami roboczymi a ziemią lub pomiędzy przewodami roboczymi i chronionymi obiektami.

Na słupach niektórych konstrukcji (narożny, odporowy, odporowo-narożny, krańcowy), na których występują połączenia końcowe przewodów lub położenie przewodu znajduje się poza elementami konstrukcji wsporczych, stosuje się mocowania:

- a) złączkami w dwóch punktach znajdujących się po przeciwnych stronach izolatora stojącego, podtrzymującego przewód roboczy – w przypadku zawieszenia przelotowego,
- b) złączkami z jednej strony izolatora, do którego mocowany jest zabezpieczony przewód roboczy – w przypadku zawieszenia odciążowego.

Przewody robocze linii napowietrznych mogą być wykonywane w postaci drutów, linek lub linek z rdzeniem nośnym, natomiast przewody odgromowe są wykonywane obecnie jako linki stalowe z wkomponowanym w splot światłowodem lub linki stalowe z wkomponowanym światłowodem pokryte warstwą aluminium (warstwą z drutów aluminiowych skręconą prawoskrętnie). Parametry tych przewodów nie są precyzyjnie określone przez normę [31]. Jedynymi narzuconymi przez nią ograniczeniami jest zalecenie, aby dla przewodów aluminiowych o przekroju większym od 50 mm² średnica drutów okrągłych w warstwie zewnętrznej nie była mniejsza od 2,33 mm, a specyfikacje materiałów użytych do produkcji przewodów spełniały warunki szczegółowych norm i NNA. Specyfikacja produktu musi być uzgodniona przez nabywcę oraz dostawcę i być zgodna z projektem. Wymagania te są powiązane z charakterystykami fizyczno-mechanicznymi, tj. współczynnikiem wydłużenia liniowego, naprężeniem dopuszczalnym mechanicznym materiałów przewodów i innymi.



Rys. 1.7. Konstrukcja przewodów wielodrutowych odgromowych

Oznaczenia do rys. 1.7: (1.7.a) 1 – kabel światłowodowy z pięcioma włóknami, 2 – powłoka aluminiowa gładka, 3 – warstwa drutów aluminiowych; (1.7.b) 1 – kabel światłowodowy z sześcioma włóknami, 2 – powłoka aluminiowa, 3 – warstwa drutów stalowych ocynkowanych, 4 – warstwa drutów aluminiowych

Gołe przewody elektryczne, stalowo-aluminiowe, przeznaczone do budowy linii napowietrznych wysokich i najwyższych napięć wykonywane są zgodnie z wymogami polskich norm [32] lub [33] oraz norm zagranicznych, takich jak np.: [34–37]. Norma [33] wskazuje, że możliwe są wykonania w klasie (stref wiatrowych i sadytowych) W1/S1, W2/S2 i innych (wyższe parametry mechaniczne). Polskie Sieci Elektroenergetyczne PSE jako główny odbiorca przewodów dla sieci NN i WN opracował w 2008 r. standardową specyfikację techniczną dla przewodów używanych w sieciach przesyłowych (w tabelicy 1.3 pokazano przykładowe wymagania dla przewodu 350 mm²), a także określił rodzaj i liczbę prób, którym muszą zostać poddane przewody przed dopuszczeniem do użytkowania.

Tabela 1.3

Parametry konstrukcyjne przewodów stalowo-aluminiowych

Lp.	Parametry techniczne	Jednostka	Wymagana wartość
1	Liczba drutów stalowych	szt.	7
2	Średnica znamionowa drutów stalowych	mm	2,9
3	Średnica obliczeniowa rdzenia stalowego	mm	8,7
4	Przekrój obliczeniowy rdzenia stalowego	mm ²	46,24
5	Liczba drutów aluminiowych	szt.	54
6	Średnica znamionowa drutów aluminiowych	mm	2,9
7	Przekrój obliczeniowy części aluminiowej	mm ²	356,7
8	Średnica obliczeniowa całego przewodu	mm	26,1
9	Przekrój obliczeniowy całego przewodu	mm ²	402,9
10	Stosunek przekroju obliczeniowego aluminium do przekroju obliczeniowego rdzenia		7,71
11	Obliczeniowa siła zrywająca przewód	kN	> 113
12	Rezystancja obliczeniowa 1 km przewodu w temperaturze 20°C	Ohm/km	< 0,0821
13	Masa obliczeniowa rdzenia	kg/km	370
14	Masa obliczeniowa części aluminiowej	kg/km	982
15	Masa obliczeniowa całego przewodu [bez smaru]	kg/km	1352

W tabelicy 1.4 podano normy, którym powinny odpowiadać konstrukcje najczęściej używanych przewodów do budowy linii napowietrznych.

Warunki pracy przewodów:

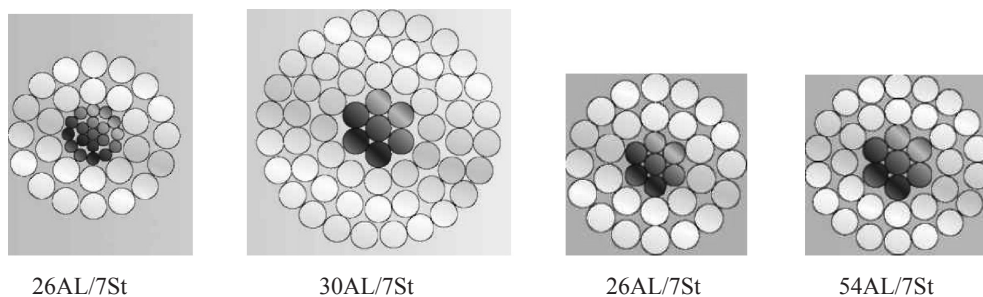
- maksymalna temperatura otoczenia linii napowietrznych +40°C;
- minimalna temperatura otoczenia linii napowietrznych -35°C;
- graniczna ustalona temperatura pracy przewodu +80°C;
- graniczna temperatura przewodu przy zwarciu +200°C.

Normy, które powinien spełniać dostarczany przewód

PN-EN 50182:2002	Przewody do linii napowietrznych – Przewody z drutów okrągłych skręconych współosiowo
PN-EN 50189:2002	Przewody do linii napowietrznych – Przewody stalowe ocynkowane
PN-EN 50326:2003	Przewody do linii napowietrznych – Właściwości smarów
PN-EN 60889:2002	Przewody aluminiowe do linii napowietrznych ciągnięte na zimno

Zgodnie z wymaganiami normy [31] producent przewodu powinien przedstawić obliczenia znamionowej wytrzymałości przewodu na rozciąganie, a dostawca przewodów powinien wykonać badania typu, przy czym każda dostarczona partia przewodu może być powtórnie zbadana w obecności przedstawicieli PSE.

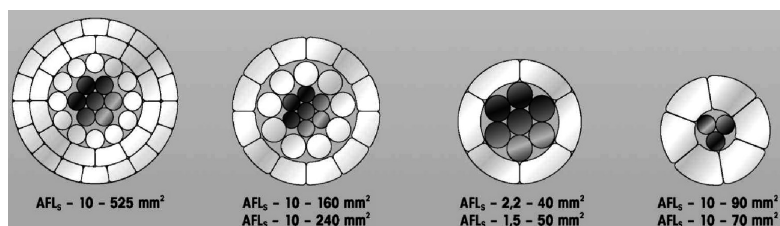
Przewody stalowo-aluminiowe składają się zwykle z drutów aluminiowych o zawartości maksymalnej Al ok. 99,5% oraz rdzenia wykonanego z drutu lub drutów stalowych ocynkowanych (do wyboru w klasie S1, S2 lub S3). Klasa rdzenia przewodu decyduje o jego wytrzymałości na rozciąganie oraz o jego rozszerzalności cieplnej, co ma duże znaczenie przy obliczaniu zwisów przewodów. Druty aluminiowe skręcone wokół rdzenia tworzą jedną warstwę lub kilka warstw zewnętrznych przewodu. Sąsiednie warstwy w stosunku do siebie skręcane są w przeciwnych kierunkach w taki sposób, że kierunek skrętu zewnętrznej warstwy jest „prawy”.



Rys. 1.8. Przekroje przewodów stalowo-aluminiowych

Elektryczne przewody gołe stalowo-aluminiowe segmentowe (rys. 1.9) wielodrutowe przeznaczone są do linii napowietrznych. One zastępują tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe, pozwalając na zmniejszenie średnicy przewodu przy jednoczesnym zachowaniu własności elektrycznych i mechanicznych przewodu.

Elektryczne przewody gołe aluminiowe przeznaczone są do budowy linii napowietrznych o napięciu do 30 kV. Przewody wykonywane są zazwyczaj z aluminium ciągnionego, a następnie skręcane przy zawartości aluminium ok. Al 99,5%.



Rys. 1.9. Przekroje przewodów segmentowych

Elektryczne przewody aluminiowe gołe z aluminium stopowego (Al-Mg-Si) przeznaczone są do budowy linii napowietrznych w zakresie niskich, średnich i wysokich napięć. Odpowiednie właściwości drutów Al-Mg-Si są osiągnięte przez połączenie obróbki plastycznej i cieplnej. W tabelicy 1.5 podano parametry robocze przewodów stalowo-aluminiowych.

Tabela 1.5

Parametry przewodów stalowo-aluminiowych

Przekrój przewodu	Konstrukcja przewodu $\frac{S_{AL}}{S_{Fe}}$	Przekrój obliczeniowy przewodu	Średnica zewnętrzna	Ciężar przewodu	Obliczeniowa siła zrywająca przewód	Rezystancja przewodu w 20°C	Standardowa dostawa		
							Długość odcinka na bębnie	Ilość odcinków na bębnie	Masa netto przewodu na bębnie
mm ²	Mm	mm ²	mm	kg/km	kN	$\frac{\Omega}{\text{km}}$	m	-	kg
16	7/1,71	16,07	5,13	44,3	2,720	1,822	5500	2	490
25	7/2,13	24,94	6,39	68,7	4,060	1,174	3600	2	500
35	7/2,52	34,91	7,56	96,1	5,430	0,8358	4500	2	865
50	7/3,01	49,48	9,00	136	7,370	0,5917	3200	2	870
70	19/2,17	70,27	10,85	194	11,450	0,4166	4400	1	850
95	19/2,52	94,76	12,60	261	14,740	0,3090	3300	1	860
120	19/2,80	117,00	14,00	322	17,770	0,2502	3800	1	1220
150	37/2,26	148,40	15,82	409	23,640	0,1973	2900	1	1190
185	37/2,52	184,50	17,64	508	28,700	0,1586	2400	1	1220
240	37/2,88	241,00	20,16	664	36,360	0,1215	2800	1	1860
300	61/2,50	299,40	22,50	825	45,190	1,0977	2300	1	1900

Przewody linii napowietrznych są zawieszane na konstrukcjach wsporczych nad powierzchnią ziemi na określonej wysokości, wartość której zależy od napięcia roboczego linii. Zawieszenie przewodu jest to zamocowanie przewodu na konstrukcji wsporczej i bywa: przelotowe, odciągowe, przelotowo-odciągowe, bezpieczne przelotowe na dwóch lub jednym izolatorze oraz na łańcuchu izolatorów.

Zawieszenie przelotowe przewodu podtrzymuje go, gdy siły naciągu przewodu są z obu stron zawieszenia jednakowe lub gdy różnica tych sił z obu stron zawieszenia nie przekracza dopuszczalnej wartości podanej w normie.

Zawieszenie odciągowe przewodu roboczego czy odgromowego przenosi określone wartości naciągu w przęśle przez izolatory lub łańcuch izolatorów.

Zawieszenie przelotowo-odciągowe przewodu podtrzymuje przewód roboczy w normalnych warunkach pracy oraz przenosi określoną wielkość naciągu w przęśle obostrzonym, gdy przewód roboczy zerwie się w przęśle sąsiednim.

Zawieszenie bezpieczne przewodu na izolatorach stojących wymaga zastosowania przewodu zabezpieczającego.

Zawieszenie bezpieczne przewodu na dwóch izolatorach stojących wymaga, aby przewód zabezpieczający był zamocowany do dodatkowego izolatora, znajdującego się obok lub powyżej izolatora głównego, na którym jest zamocowany zabezpieczany przewód roboczy.

Zawieszenie bezpieczne przelotowe na jednym izolatorze jest to zawieszenie przewodu na izolatorze stojącym, tak aby przewód zabezpieczający oraz zabezpieczany przewód roboczy był zamocowany do tego samego izolatora po przeciwnych stronach.

Zawieszenie bezpieczne przewodu na łańcuchu izolatorowym jest zawieszeniem zapobiegającym opadnięciu przewodu roboczego, w przypadku gdy zerwie się jeden rząd łańcucha izolatorowego. Polega ono na zastosowaniu wielorzędowego łańcucha izolatorowego o liczbie rzędów większej o jeden niż wymagana przy zawieszeniu normalnym przewodu na jednorzędowym lub dwurzędowym łańcuchu izolatorowym (zawieszenie przewodu na trzech lub więcej rzędach izolatorów przyjmuje się za odpowiadające warunkowi bezpiecznego zawieszenia i nie wymaga stosowania dodatkowego rzędu izolatorów).

1.5. Klasyfikacja słupów linii napowietrznych i charakterystyka warunków pracy

Słupy linii napowietrznych są konstrukcjami wsporczymi mającymi na celu utrzymanie przewodów linii napowietrznych w odpowiedniej odległości od siebie oraz w odpowiedniej odległości od ziemi. Konstrukcje wsporcze linii napowietrznych obejmują słupy i wsporniki, przy czym te ostatnie są mocowane do innych budowli na liniach niskiego napięcia.

Wymiary słupów są podyktowane szeregiem czynników, do których należą: wysokość napięcia znamionowego linii napowietrznej, ukształtowanie terenu, strefa klimatyczna i wymagana minimalna wysokość zawieszenia przewodów nad: trakcjami kolejowymi, rzekami, drogami, powierzchnią gruntu oraz liczba równoległych torów linii na słupie (tory te mogą być torami o tych samych lub różnych napięciach). Konstrukcje wsporcze linii napowietrznych powinny być zaprojektowane z uwzględnieniem obciążeń statycznych i dynamicznych, takich jak: naprężenia pochodzące od przewodów fazowych i odgromowych zmieniające się wraz z temperaturą przewodu, parcie wiatru, zmiany sił działających na przewody pokryte sadzią (w przypadku sadzi zmieniają się nie tylko naprężenia wynikające z ciężaru przewodu, ale także siły związane z parciem wiatru, wibracją i kołysaniem). Producent słupa w swojej specyfikacji podaje rozpiętość przęsła ciężarowego, jak również rozpiętość przęsła wiatrowego dla danego słupa i dla danego przewodu lub wiązki przewodów na słupie. Należy przy tym podkreślić, że w terenach górskich przęsło ciężarowe może być dłuższe od przęsła wiatrowego, które jest zazwyczaj określane jako suma długości połówek przęseł wychodzących z danego słupa w dwóch kierunkach. Dane te pozwalają w procesie projektowania linii dla danej trasy określić położenie i typ słupów.

W związku z tym, że w liniach napowietrznych głównym materiałem izolacyjnym jest powietrze, przy projektowaniu linii należy brać pod uwagę wytrzymałość elektryczną powietrza oraz określić amplitudę drgań swobodnych przewodów. Konstrukcja słupa w większości przypadków składa się z fundamentu, trzonu i głowicy. O wysokości trzonu decyduje wysokość zamocowania linii nad poziomem gruntu oraz długość ewentualnego przęsła linii pomiędzy słupami. Głowica słupa musi być tak zbudowana, aby zapewnić rozmieszczenie wszystkich przewodów w odpowiedniej odległości od siebie. Minimalna odległość pomiędzy przewodami linii jest zależna od wartości napięcia roboczego, a to z kolei wymusza rozmiar głowicy słupa.

W zależności od zadania, jakie spełniają słupy w linii, możemy je podzielić w następujący sposób:

1. Słupy przelotowe (P) – przeznaczone do podtrzymywania przewodów bez przejmowania naciągu lub przejmujące nieznaczny naciąg, są ustawione na prostym szlaku lub na załomie nieprzekraczającym 5° .
2. Słupy narożne (N) – przeznaczone do podtrzymywania przewodów i przejmowania wypadkowej siły naciągu, wynikającej z kąta załomu, na którym jest ustawiony.
3. Słupy odporowe (O) – przeznaczone do przejmowania siły naciągu i do zmniejszenia zakłóceń mechanicznych, ustawiane są na szlaku prostym lub na załomie nieprzekraczającym 5° . Ustawia się je w odległościach nie większych niż 3 km, a ich wytrzymałość wynosi $2/3$ naciągu przewodów z jednej strony słupa.
4. Słupy krańcowe (K) – przeznaczone do przejmowania siły naciągu jednostronnego przewodów, są zwykle ustawione na zakończeniu linii.

5. Słupy odporowo-narozne (ON) – przeznaczone do przejmowania siły naciągu i zmniejszania zakłóceń mechanicznych oraz podtrzymywania przewodów i przejmowania wypadkowej siły naciągu.
6. Słupy rozgałęźne (R) – są ustawione w punktach rozgałęzienia linii i w zależności od spełnianej funkcji łączą w sobie cechy różnych słupów, na przykład rozgałęźny przelotowo-krańcowy jest dla linii głównej słupem przelotowym, a dla odgałęzienia – krańcowym.

Rodzaj słupa zależy od:

- napięcia znamionowego,
- typu linii (jedno- lub dwutorowa),
- rozpiętości przęsła,
- rodzaju konstrukcji wsporczych (materiał),
- rodzaju zastosowanych izolatorów.

W liniach o napięciu do 1 kV przewody rozmieszczamy na izolatorach, które mocuje się bezpośrednio do słupa na poprzecznikach.

Zależnie od materiału, z którego wyprodukowany jest słup, słupy można podzielić na:

- drewniane,
- żelbetonowe,
- stalowe.

W wielu krajach, bogatych w obszary zalesione, często są używane do budowy linii napowietrznych o napięciu do 1 kV, a w niektórych przypadkach dla linii 6 kV czy 10 kV – słupy drewniane przesycone antyseptykiem w celu podwyższenia odporności na wilgoć. Słupy te są mocowane na szrudłach, dlatego czas eksploatacji takich słupów sięga kilkunastu lat. W ostatnich latach słupy drewniane zostały w większości krajów zamienione na żelbetonowe, stosowane nawet dla linii do 1 kV, a wszędzie używane dla linii o napięciu średnim, a nawet 110 kV, jako słupy przelotowe.

W liniach napowietrznych o napięciu 220 kV i wyższym są stosowane słupy stalowe o konstrukcji zwykłej i wzmocnionej. Dla posadowienia wymienionych słupów wymagana jest budowa fundamentów, dlatego są one najbardziej kosztowne, jednak z punktu widzenia okresu eksploatacji – najwygodniejsze.

1.6. Izolatory i osprzęt w liniach napowietrznych

Główne zadanie izolatorów polega na tym, żeby niezawodnie izolować przewody linii napowietrznych od konstrukcji wsporczych i pomiędzy sobą. Oprócz izolowania izolatory muszą wytrzymywać siły naciągu przewodów oraz ich ciężar razem z obciążeniem sadyż lub wiatrem. Materiał izolacyjny do produkcji izolatorów musi być: nienasiąkliwy, odporny na wpływy atmosferyczne oraz chemiczne, stłuczenia

i nagle zmiany temperatury, musi mieć dużą rezystancję i wytrzymałość elektryczną oraz znaczną rezystancję powierzchniową. Wyżej wymienionym wymaganiom odpowiadają: porcelana elektrotechniczna, szkło (szczególnie hartowane) i niektóre tworzywa sztuczne [19].

W zależności od sposobu mocowania, izolatory można podzielić na: stojące, szpulowe i wiszące. W liniach napowietrznych o napięciu do 1 kV najczęściej stosowane są izolatory stojące z jednym albo dwoma rowkami – porcelanowe oraz szklane. Jednak na słupach, gdzie występują duże siły naciągu (słupy krańcowe lub narożne), najczęściej wykorzystywane są izolatory szpulowe. W liniach o napięciu powyżej 1 kV do 30 kV stosuje się izolatory stojące, a w liniach o napięciu powyżej 30 kV – izolatory wiszące. W liniach wysokiego napięcia i najwyższych napięć używane są łańcuchy izolatorów jednorzędowe lub wielorzędowe. Izolatory, wyprodukowane z tworzyw sztucznych są używane jako izolatory i osprzęt do przewodów.

Zasadniczo jako izolację należy stosować izolatory kompozytowe. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się stosowanie izolatorów porcelanowych.

Droga upływu a_u – najkrótsza odległość między okuciami mierzona po powierzchni izolatora,

Droga przeskoku a_s – najkrótsza odległość w powietrzu między okuciami izolatora.

Droga przebicia a_{pb} – najkrótsza odległość w materiale izolacyjnym między okuciami izolatora.

Izolatory energetyczne są stosowane w elektroenergetyce do podwieszenia i izolowania elementów przewodzących. Izolacja ta zapewnia elementom linii napowietrznej niezawodną eksploatację.

Najczęściej spotykane izolatory w elektroenergetyce to:

- izolatory liniowe stojące,
- izolatory liniowe wiszące,
- izolatory stacyjne wsporcze,
- izolatory przepustowe.

Ze wszystkich wymienionych izolatorów w liniach napowietrznych są stosowane izolatory liniowe, które dzielą się na dwie grupy: stojące i wiszące. Izolatory stojące zawsze stosuje się dla linii o napięciu do 1 kV i niekiedy do linii napięcia 30 kV włącznie.

Izolatory liniowe stojące to rodzaj izolatorów stosowanych w liniach napowietrznych o napięciu od 1 kV do 30 kV. Głównie ich obciążenie mechaniczne to ściskanie i zginanie, które uwzględnia się w czasie ich projektowania i doboru. Najczęściej spotykane typy izolatorów stojących to deltowe LSD (posiadają niezbyt korzystny kształt oraz są podatne na występowanie wyładowań niezupełnych), szerokokłosowe (w których szerszy kłosz górny jest bardziej niewrażliwy na przeskoki) i powszechnie stosowane izolatory pniowe LSP (posiadające znaczną odporność na uderzenia i dobrą wytrzymałość elektryczną przy zanieczyszczeniach).

Izolatory pniowe o długości pnia co najmniej trzy razy większej od średnicy nazywane są *izolatorami długopniowymi*. W przypadku gdy wewnątrz izolatora pniowego nie zawiera szczeliny powietrznej (jest pełne), mówimy o *izolatorach pełnopniowych*.

Izolatory liniowe wiszące to rodzaj izolatorów stosowanych w liniach elektroenergetycznych średniego napięcia, a głównie wysokiego i najwyższego napięcia, przeznaczone są do przejmowania sił rozciągających pochodzących od podwieszono-przewodu. Najczęściej spotykane izolatory wiszące są typu łańcuchowego.

Obliczeniowymi obciążeniami izolatorów stojących przyjmuje się siły zginające. Izolatory stojące wyprodukowane z porcelany używane są również jako wyposażenie słupów w liniach napowietrznych o napięciu do 30 kV. Najważniejszymi parametrami elektrycznymi są tu wartości napięcia pochodzące od wyładowań piorunowych oraz wyładowań wewnętrznych.

Podczas eksploatacji izolatory znajdują się jednocześnie pod obciążeniem elektrycznym i mechanicznym, dlatego ich badania przeprowadza się przy doprowadzaniu 75–80% wartości napięcia przebicia suchego izolatora przy liniowym podwyższaniu obciążenia mechanicznego. Obciążenie mechaniczne, przy którym izolator jest przebity, nazywa się obciążeniem elektromechanicznym rujnującym (przebijającym).

Badania charakterystyk izolatorów w strefach z opadami przemysłowymi wykazały, że głównym czynnikiem określającym niezawodność izolacji w warunkach zabrudzeń jest nominalna długość drogi upływu prądu po powierzchni izolatora przy napięciu o wartości 1 kV.

Do oznaczania izolatorów dla linii napowietrznych w elektroenergetyce stosuje się symbole:

- L – izolatory liniowe,
- S – izolatory stojące,
- W – izolatory wsporcze,
- K – izolatory kołpakowe,
- G – izolatory odciągowe,
- Z – izolatory przeciw zabrudzeniowe,
- D – izolatory o konstrukcji w kształcie litery delta (deltowe),
- P – izolatory o konstrukcji pniowej (nieprzebijalne).

Na słupach linii wysokich i średnich napięć najczęściej spotykane są łańcuchy izolatorów, których struktura uzależniona jest od wielu czynników: wysokości napięcia linii, rodzaju obciążeń oddziałujących na słup, strefy zabrudzeniowej itp.

Najczęściej spotykanymi konfiguracjami łańcuchów izolatorów są:

- słupy przelotowe: łańcuchy wiszące ŁP i ŁP2 oraz ŁPV i ŁPV2,
- słupy mocne: łańcuchy odciągowe ŁO, ŁO2, ŁO3,
- IV strefa zabrudzeniowa na słupach przelotowych: specjalne łańcuchy ŁPA, ŁPY, ŁPX lub ŁPX2, (PN-E-06303).

Dla podwieszania przewodów na słupach mocnych w przypadku zmiany kierunku trasy używa się układu izolatorów wiszących typu V, pokazanego na rysunku 4.24, który pozwala ograniczyć zbliżenie przewodu do słupa.

Na świecie coraz częściej stosowane są też izolatory z kauczuku silikonowego ze względu na około 20% niższą cenę od porcelanowych, mniejszą wagę i większą odporność na uszkodzenia mechaniczne.

Do podwieszania przewodów linii napowietrznych o napięciu wysokim i najwyższym na słupach mocnych w miejscach skrzyżowań stosuje się łańcuchy izolatorów jedno- i wielorzędowe.

- jednorzędowy – złożony z jednego lub więcej izolatorów wiszących połączonych szeregowo,
- wielorzędowy – zespół dwóch lub więcej takich samych łańcuchów izolatorowych jednorzędowych połączonych równolegle,
- złożony – zespół dwóch lub więcej jednorzędowych albo wielorzędowych łańcuchów izolatorowych w układzie zapewniających określone właściwości elektryczne lub mechaniczne, np. układy typu V i Y.

Najczęściej na liniach o napięciu 110, 220 i 400 kV stosuje się izolatory długopniowe ceramiczne lub kompozytowe (LP) oraz izolatory kołpakowe szklane (LK). Izolatory te zawieszane są w typowych układach izolacyjnych.

Podstawowe parametry charakteryzujące izolatory elektroenergetyczne:

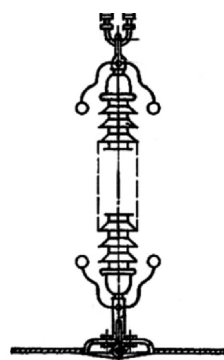
- napięcie znamionowe (kV),
- droga upływu (cm),
- droga przeskoku (cm),
- droga przebicia (cm),
- napięcie probiercze 50 Hz pod deszczem (kV),
- napięcie probiercze udarowe o kształcie 1,2/50 μ s (kV),
- napięcie przeskoku 50 Hz na sucho (kV),
- napięcie przeskoku 50 Hz pod deszczem (kV),
- obciążenie probiercze (kN),
- wytrzymałość mechaniczna (kN),
- wytrzymałość elektromechaniczna (kN).

Na rysunku 1.10 pokazano przewód linii 110 kV zawieszony na izolatorze wiszącym, na końcach którego przymocowane są rożki przeznaczone do wyrównywania pola elektrycznego wzdłuż izolatora.

Izolatory powinny spełniać wymagania odpowiednich norm wyrobów, tzn. izolatory kompozytowe powinny być zgodne w szczególności z normą [26], a izolatory długopniowe porcelanowe być zgodne z normą [27, 28].

Osprzęt, który stosuje się do mocowania przewodów w łańcuchach izolatorów, można podzielić na pięć grup:

- zaciski służące do przymocowywania przewodów oraz linek dzieli się na podtrzymujące, podwieszające na słupach przelotowych i naciągających, stosowane także na słupach końcowych,



Rys. 1.10. Przykład zawieszania przewodu na izolatorze

- osprzęt łączący (szekle, okucia, orczyki, łączniki itp.) służący do łączenia zacisków z izolatorami, do podwieszania łańcuchów na słupach i złączania wielorzędowych łańcuchów pomiędzy sobą,
- sprzęt ochronny (pierscienie i rożki), przymocowane z obu końców łańcuchów i przeznaczone do rozłożenia natężenia pola elektrycznego pomiędzy oddzielnymi izolatorami łańcucha oraz do ochrony od przeskoków łuku i uszkodzenia oddzielnych izolatorów,
- osprzęt łączący, który stosuje się do łączenia przewodów i linek w przęsle, oraz do złączania przewodów na słupach końcowych,
- odstępniki, stosowane do mocowania przewodów wiązkowych i zapewnienia stałej odległości pomiędzy nimi.

W tablicy 1.6 został wyszczególniony osprzęt wraz z parametrami, który stosuje się do budowy linii napowietrznych.

Na rysunku 1.11. pokazano zacisk sztywny, którego wytrzymałość złącza osiąga 30–90% naprężenia granicznego przewodów aluminiowych i 20–30% naprężenia granicznego przewodów stalowych.

W przypadku takiego połączenia, przy oberwaniu przewodu i linki w jednym z przęseł, nie wyciągają się one zwykle z zacisku, a naprężenia pozostałych nieoberwanych przewodów i linek przenoszą się na słup przelotowy.

Zaciski wypuszczające przewód wypuszczają wraz z nim również łożysko na ziemię w przypadku odchylenia łańcucha izolatorów o kąt około 40° w przypadku oberwania przewodu w jednym z przęseł, a naprężenie od pozostałego nieoberwanego przewodu nie przekazuje się na słup przelotowy.

Zaciski o ograniczonej sile zamocowania przewodu i sile naciągu złącza od 6 do 8 kN stosuje się do przewodów linii o napięciu do 500 kV. W przypadku oberwania przewód wyskakuje z zacisku razem z łożyskiem, jednak nie spada na ziemię. Takie zaciski obniżają obciążenia podłużne przekazywane na słupy przelotowe w przypadku oberwania przewodu wiązkowego.

Naciągacz wielorolkowy (rys. 1.12) stosuje się do mocowania przewodów o przekroju powyżej 300 mm^2 i linek na słupach przelotowych długich przęseł, co pozwala na swobodne przemieszczanie się przewodów w przypadku powstania różnicy naciągów w sąsiednich przęsłach. Ochronę przewodów stalowo-aluminiowych zapewnia się przez zastosowanie specjalnych muf elastycznych, naciągniętych na odcinki przewodów, które przemieszczają się po rolkach.

Zaciski naciągające dzielą się na trzy typy: śrubowe, zaprasowywane i klinowe.

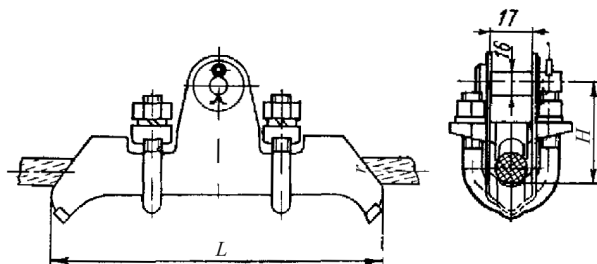
Zaciski naciągające śrubowe (rys. 1.13) stosuje się do montażu przewodów o przekroju od 35 mm^2 do 300 mm^2 . Pozwalają one naciągać przewody i linki podczas montażu i eksploatacji dla zapewnienia właściwych wymiarów geometrycznych oraz zwisów przewodów.

Zaciski zaprasowywane (rys. 1.14) stosuje się do montażu przewodów o przekroju powyżej 300 mm^2 . Główną wadą zacisków tego typu jest potrzeba rozcinania przewodu do jego zaprasowania, jednak nowoczesne zaciski przejściowe składają się z mufy do zaprasowania przewodu i części do podwieszania mufy na łańcuchu.

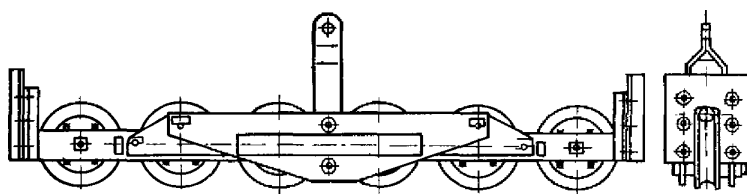
Tablica 1.6

Parametry osprzętu do linii napowietrznych

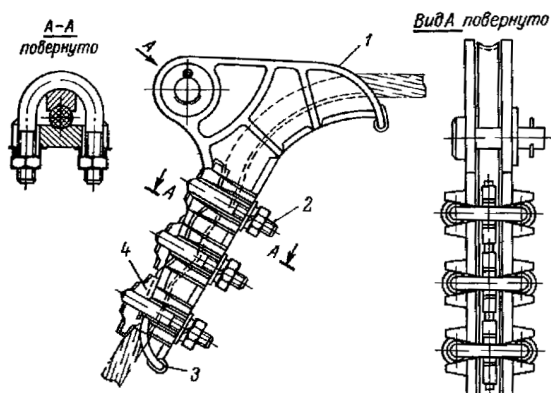
Pozycja	Numer katalogowy	Producent	Nazwa	Ilość, szt.	Długość, mm	Masa, kg
1	41141A	BELOS	Wieszak śrubowo-kabłąkowy	1	90	1,14
2	35511		Łącznik dwuuchowy z uszami okrągłymi i owalnymi – skręconymi	1	130	1,6
3	73094		Sworzeń śrubowy kompletny	2	47	0,22
4	32010		Rożek ochronny	2	90	1,48
5	011112	ZAPEL	Isolator kompozytowy CS120C19L 550/3230	1	1270	4,7
	011112		Isolator kompozytowy CS120C19L 550/3230		1130	4,3
	011112		Isolator kompozytowy CS120C19L 550/3230		1270	4,0
6	3532	BELOS	Łącznik dwuuchowy z uchem okrągłym – skręconym	1	70	0,6
7	3817		Łącznik kabłąkowy z kabłąkiem kwadratowym	1	89	1,17
8	216961	BELOS	Uchwyt przelotowy wahliwy cięglowy	1	AFL-6-120mm ²	2,04
	AFL-6-185mm ²				3,04	
	AFL-6-240mm ²				4,4	



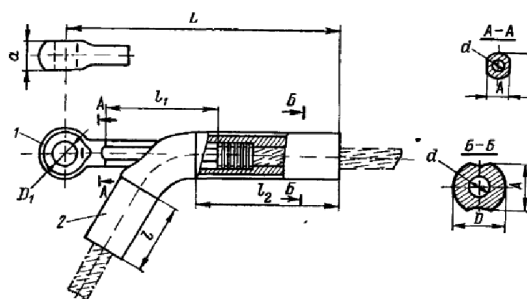
Rys. 1.11. Konstrukcja zacisku sztywnego



Rys. 1.12. Naciągacz wielorolkowy

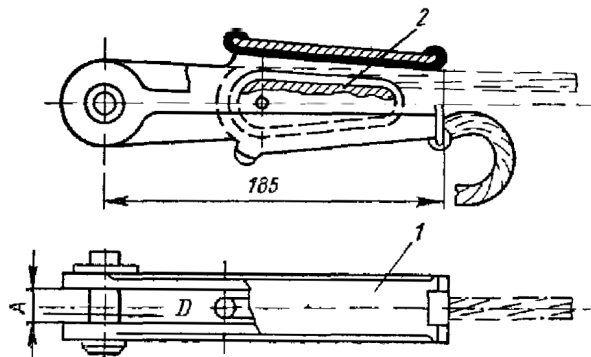


Rys. 1.13. Śrubowy zacisk naciągający



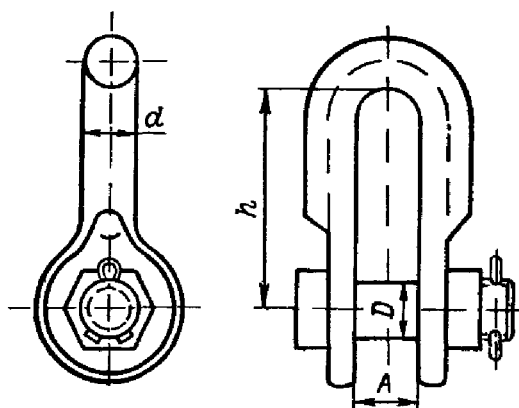
Rys. 1.14. Zacisk naciągający zaprasowywany

Zaciski klinowe (rys. 1.15) stosuje się do podwieszania linek stalowych, w których klin przyciska linkę do obudowy i zapewnia jej niezawodne zamocowanie.



Rys. 1.15. Zaciski klinowe przewodów

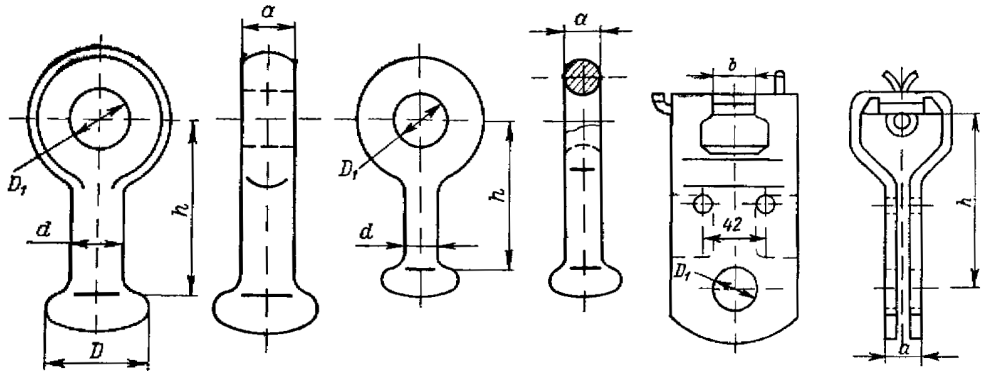
Szkle łączące (rys. 1.16) stosuje się w celu przymocowania łańcuchów izolatorów do słupów lub poprzeczników albo części znajdujących się na słupach.



Rys. 1.16. Szkle do zawieszania łańcuchów izolatorów

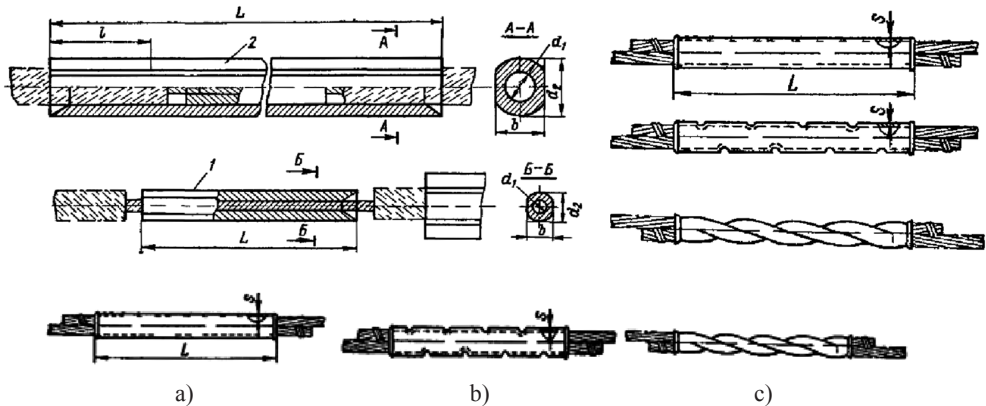
Okucia są przeznaczone do łączenia z jednej strony części na słupach albo szkle z głowicami izolatorów z drugiej strony (rys. 1.17) – dołączenia rdzenia izolatora z zaciskami lub innymi częściami łańcucha ze strony przewodu.

Do osprzętu ochronnego izolatorów zaliczają się pierścienie i rożki, które w ostatnim czasie są zamieniane na specjalne zaciski, zapewniające rozmieszczenie przewodów na poziomie dolnej części izolatora całego łańcucha. Na łańcuchach izolatorów odciągających stosuje się pierścienie zamknięte, a dla wielorzędowych łańcuchów stosuje się $\frac{3}{4}$ czy $\frac{1}{4}$ części pierścienia.



Rys. 1.17. Konstrukcje okuć

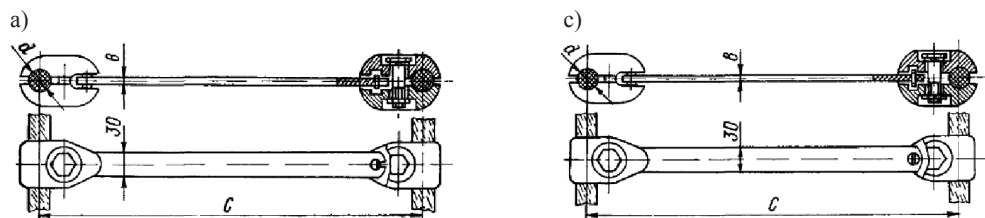
Połączenia końców przewodów można wykonać przy użyciu złączek owalnych (rys. 1.18a i 1.18b), w których przewody układają się równoległe i obciskane są za pomocą specjalnych kleszczy. Złączka zbudowana jest z binarnej rurki (wewnętrzna stalowa, a zewnętrzna aluminiowa). Stalowa rurka obciska część stalową, a rurka aluminiowa obciska część aluminiową przewodu.



Rys. 1.18. Sposoby łączenia przewodów

Drugim sposobem połączenia przewodów jest pokazane na rysunku 1.19c złączenie przewodów poprzez skręcenie obydwóch końców łączonych przewodów z późniejszym ich bandażowaniem za pomocą miękkiego drutu.

Odstępnik (rys. 1.19) stosuje się do przewodów wiązkowych w celu zapewnienia wymaganego odstępu między oddzielnymi przewodami fazy linii.



Rys. 1.19. Odstępki do przewodów linii napowietrznych

Odstępki składają się z rdzenia i okuć, przymocowanych za pomocą przegubu kulowego na końcach rdzenia, w który układa się przewody. Nowoczesne odstępki produkują się z uszkami przymocowanymi w sposób sztywny do końców rdzenia.

1.7. Gabaryty podstawowe linii napowietrznych i obliczeniowe warunki klimatyczne

W liniach napowietrznych można stosować różne sposoby rozmieszczania przewodów na słupach, mianowicie na jednym, dwóch albo trzech poziomach. Rozmieszczenie przewodów na konstrukcjach wsporczych w zależności od napięcia roboczego, warunków klimatycznych, liczby torów i charakterystyki strefy może być poziome, pionowe i kombinowane.

Natomiast dla 3 rejonu sadzi (grubość ścianki 15–20 mm) zaleca się poziome rozmieszczenie przewodów, choć dopuszczalne jest również rozmieszczenie trójkątne. W rejonach z podwyższonym ryzykiem wystąpienia sadzi (o grubości ścianki ponad 20 mm) wymaga się poziomego rozmieszczenia przewodów. Pionowe rozmieszczenie przewodów stosuje się tylko w liniach o napięciu do 30 kV. W rejonach, w których ryzyko wystąpienia sadzi jest nieduże, stosuje się trójkątne rozmieszczenie przewodów.

W ostatnich latach zaczęto budować linie czterotorowe o różnych wartościach napięć (na przykład dwie linie 110 kV i dwie linie 30 kV albo 15 kV). Dla linii napowietrznej klasy I z pionowym rozmieszczeniem przewodów zaleca się montowanie przewodów w układzie poziomym. Odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznych są uzależnione od warunków ich pracy w przeszłości przy uwzględnieniu dopuszczalnych odstępów izolacyjnych pomiędzy przewodami a elementami słupów. Najmniejsze odległości pomiędzy przewodami podane są w tablicach 1.7 i 1.8. Przykładowo dla linii napowietrznych dwutorowych o napięciu powyżej 1000 V odległości pomiędzy najbliższymi przewodami różnych torów na słupie powinny być nie mniejsze niż:

- 3 m – linie 30 kV;
- 4 m – linie 110 kV;
- 5 m – linie 150 kV;
- 6 m – linie 220 kV.

Dla linii nN (o napięciu do 1000 V) w I i II rejonie sadzi odległości pomiędzy przewodami należy dobrać nie mniejsze niż:

- 0,4 m w przypadku rozmieszczenia przewodów pionowo;
- 0,3 m w przypadku rozmieszczenia przewodów poziomo, gdy długość przęsła wynosi ponad 30 m;
- 0,2 m w przypadku rozmieszczenia przewodów poziomo, gdy długość przęsła wynosi do 30 m.

Dla linii napowietrznych odległości pomiędzy przewodami powinny wynosić 0,6 m w 3 rejonie sadzi.

W tablicy 1.7 podano odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznych w zakresie napięć od 30 kV do 400 kV w rejonach oblodzenia od I do IV dla różnych wartości przęseł.

Tablica 1.7

Najmniejsze odległości między przewodami linii napowietrznych I klasy przy rozmieszczeniu poziomym

Napięcie linii [kV]	Rejon sadzi	Najmniejsze odległości pomiędzy przewodami [m], przy odległościach pomiędzy słupami							
		150 m	175 m	200 m	250 m	300 m	350 m	400 m	450 m
30	I–II	2,5	2,75	3,0	3,25	3,5	3,5	–	–
	III–IV	3,0	3,25	3,5	3,75	4,0	4,0	–	–
110	I–II	–	–	3,5	3,5	4,0	4,0	4,5	4,5
	III–IV	3,5	3,5	4,0	4,0	4,5	4,5	5,0	5,0
220	I–II	–	–	4,0	4,0	4,5	4,5	5,0	5,0
	III–IV	4,0	4,0	4,5	4,5	5,0	5,0	5,5	5,5
400	I–II	5,5	5,5	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
	III–IV	6,0	6,0	6,5	6,5	7,5	7,5	8,5	8,5

W tablicy 1.8 podano minimalne odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznych I klasy niezależnie od rejonu oblodzenia i długości przęsła.

Minimalne odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznych
I klasy

Napięcie linii napowietrznej, [kV]	Minimalna odległość między przewodami pionowo, [m]	Przesunięcie poziome przewodów sąsiednich na słupie, [m]
30	2,25	0,5
110	3,0	0,7
220	5,0	1,5
400	8,0	2,5

Odległość między przewodami wymaga dodatkowego sprawdzania, w tym celu dla rejonów I i II sady stosujemy wzór:

$$d = 1,0 + \frac{U}{110} + 0,6\sqrt{f} \quad (1.1)$$

gdzie:

U – napięcie znamionowe linii,

f – największy zwis, który odpowiada przęsłu gabarytowemu linii albo przęsłu faktycznego skrzyżowania.

W rejonach sady III odległości ulegają dodatkowemu sprawdzeniu zgodnie ze wzorem:

$$d = 1,0 + \frac{U}{110} + 0,6\sqrt{f} + 0,15b \quad (1.2)$$

gdzie:

b – odległość pionowa między przewodami; pozostałe wielkości jak we wzorze (1.1).

Najmniejsze odległości izolacyjne dla linii napowietrznych pomiędzy przewodami oraz częściami uziemionymi słupów powinny być nie mniejsze niż podano w tablicy 1.9.

Określenie odległości pomiędzy przewodami linii, które w normalnym stanie pracują pod napięciem, oraz elementami słupów wykonuje się zarówno w stanie normalnej pracy przewodów, jak i w przypadku odchylenia przewodów pod wpływem wiatru. W przypadku obliczonej prędkości wiatru nie większej niż 25 m/s określenie odległości pomiędzy przewodami należy wykonać z uwzględnieniem przepięć piorunowych, a dla obliczonej prędkości wiatru powyżej 25 m/s należy wykonywać

obliczenia z uwzględnieniem wyładowań piorunowych oraz przepięć wewnętrznych, przy czym z otrzymanych wartości należy wybrać większą wartość. Dla prędkości wiatru równej 35 m/s i większej określenie odległości pomiędzy przewodami wylicza się tylko z uwzględnieniem przepięć wewnętrznych.

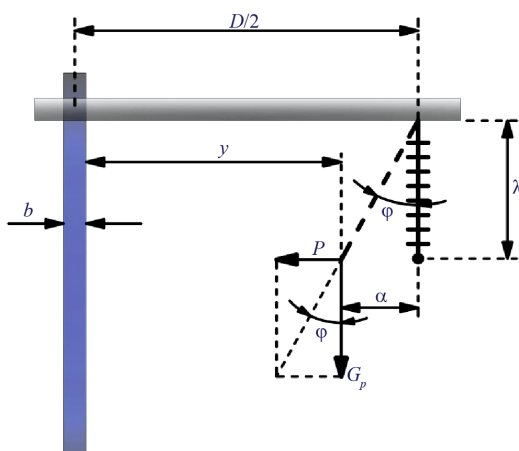
Tablica 1.9

Minimalne odległości izolacyjne dla linii napowietrznych

Warunki obliczeniowe	Minimalne odległości [m] przy napięciu					
	6 kV	10 kV	20 kV	30 kV	110 kV	220 kV
Przepięcia piorunowe	0,15	0,20	0,35	0,45	1,15	2,1
Przepięcia wewnętrzne	–	–	0,15	0,3	0,8	1,7
Maksymalne napięcie robocze	–	–	–	0,1	0,25	0,55

Sprawdzanie odległości pomiędzy przewodami z uwzględnieniem wartości napięcia znamionowego odbywa się tylko dla słupów specjalnych. Wynika z tego, że na wybór wartości odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznych oraz między przewodem a elementami konstrukcji słupa wpływają dwa główne warunki:

1. Możliwość zbliżania się przewodów na odcinku przęsła dla przypadku ich kołysania pod działaniem wiatru;
2. Możliwość zbliżania się przewodu przymocowanego do końca łańcucha izolatora pod działaniem wiatru na odległość mniejszą niż y (rys. 1.20), której minimalna wartość podana została w tablicy 1.12.



Rys. 1.20. Zbliżanie przewodów do słupa

Wartość odchylenia łańcucha izolatorów razem z przewodem określa się ze wzoru $\alpha = \lambda \sin \varphi$, przy czym $\sin \varphi$ wyznaczany jest:

- albo przez $\operatorname{tg} \varphi$, kiedy pomija się masę izolatorów oraz działania wiatru na izolatory i wtedy (rys. 1.20):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{P}{G_p} = \frac{p_4 S \cdot l}{p_1 S \cdot l} = \frac{p_4}{p_1} \quad (1.3)$$

gdzie:

$P = p_4 S \cdot l$ – siła naporu wiatru na całe przęsło przewodu (na odległości połowy przęsła z obu stron);

$G_p = p_1 S \cdot l$ – całkowity ciężar przewodu w przęsle;

- albo po wprowadzeniu sumarycznego obciążenia właściwego p_6 (patrz wzór (2.17)) bezpośrednio jako:

$$\sin \varphi = \frac{p_4}{p_6} \quad (1.4)$$

gdzie:

S – przekrój poprzeczny przewodu,

l – długość przewodu w przęsle.

Najmniejsza odległość punktu przymocowania łańcucha izolatorów od osi słupa (patrz rys. 1.20):

$$\frac{D}{2} - \alpha = y + \frac{b}{2} \quad (1.5)$$

gdzie:

b – grubość żerdzi słupa.

Odległość minimalna pomiędzy przewodami w przypadku przybliżania przewodu do słupa powinna być nie mniejsza niż:

$$D = 2\lambda \sin \varphi + 2y + b \quad (1.6)$$

Dla linii napowietrznych na słupach drewnianych odległości pomiędzy przewodami a słupem – ze względu na ochronę przed wyładowaniami piorunowymi – należy przyjmować nie mniejsze niż podane wartości w tablicy 1.10.

Linie napowietrzne 110–220 kV na słupach stalowych i żelbetonowych powinny być, z wyjątkiem przypadków szczególnych opisanych w przepisach, chronione przed wyładowaniami atmosferycznymi za pomocą przewodów odgromowych, uziemionych wzdłuż całej linii.

Odległość między przewodami zależne od napięcia znamionowego linii

Odległość pomiędzy przewodami, [m]	6,5	5	4	3	2	1
Napięcie linii napowietrznej, [kV]	400	220	110	30	15	10

Linii napowietrznych od 20 do 110 kV na słupach drewnianych nie trzeba wyposażać w przewody odgromowe. Oddzielne odcinki takich linii z obniżoną izolacją chroni się za pomocą ograniczników przepięć. Takie samo rozwiązanie stosuje się do linii o napięciu 30 kV ze słupami metalowymi i żelbetonowymi w sieciach z punktem neutralnym izolowanym albo kompensowanym, jednak słupy tych linii powinny być uziemione.

Z punktu widzenia ekonomii zaleca się stosowanie słupów z jednym przewodem odgromowym ze strefą ochrony nie większą niż 30° (patrz rys. 1.21). W przypadku ochrony linii napowietrznych dwoma przewodami odgromowymi odległość pomiędzy nimi powinna być nie większa niż 5-krotna wartość Δh , która odpowiada odległości pomiędzy przewodami roboczymi a odgromowymi, a kąt ochrony nie większy niż $\alpha = 20^\circ$. Dla linii napowietrznych ze słupami żelbetonowymi pozwala się zwiększyć kąt ochrony do 30° .

Odległość pomiędzy linką a przewodem linii napowietrznej w środku przęsła bez uwzględnienia odchylenia ich wiatrem powinna być nie mniejsza od podanych w tablicy 1.11.

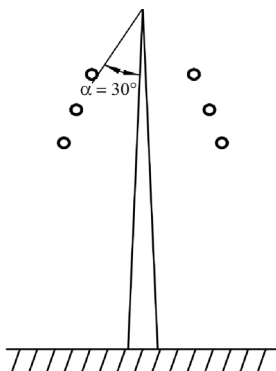
Tablica 1.11

Odległość między przewodami w zależności od długości przęsła

Długość przęsła l , [m]	150	200	300	400	500
Minimalna odległość między przewodami roboczymi i odgromowymi, [m]	3,2	4	5,5	7	8,5

Dopuszczalne odległości przewodów od powierzchni ziemi, budowli, drzew oraz innych roślin czy obiektów należy określać bez uwzględnienia działania wiatru przy normalnym stanie pracy linii napowietrznych o napięciu powyżej 1000 V dla najwyższej temperatury (θ_{\max}) oraz w stanie awaryjnym dla przypadku występowania sady (θ_{so}).

Dla linii napowietrznych o napięciu do 1000 V rozpatruje się tylko stan pracy normalny przy temperaturze maksymalnej i przy temperaturze wystąpienia sady. Uwzględnia się największą wartość zawieszania, która może wystąpić w jednym z podanych przypadków obliczeniowych.



Rys. 1.21. Słup z jednym przewodem odgromowym

Odległości przewodów linii napowietrznej od ziemi, pod warunkiem największej wartości zawieszania przewodów bez nagrzewania ich prądem, powinny być nie mniejsze niż podane w tabelicy 1.12.

Tabela 1.12

Najmniejsze odległości przewodów linii napowietrznych od ziemi [m]

Warunki pracy linii napowietrznej	Charakterystyka obszaru	do 1 kV	do 20 kV	30–110 kV	220 kV
W normalnym stanie pracy	zasiedlony	6	7	7	8
	niezasiedlony	5	6	6	7
	trudno dostępny	4	4,5	5	6
	skały, góry, niedostępne tereny, spady terenu	1	2,5	3	4
W przypadku oderwania przewodu w sąsiednim przęśle	miejsowość zasiedlona	–	4	4	5

Miejscowościami zasiedlonymi nazywane są tereny miast, wsi, zakładów przemysłowych, portów, stacji PKP, parków, bulwarów, obszarów w granicach ich rzeczywistego rozwoju.

Miejscowościami niezasiedlonymi nazywa się tereny niezabudowane (choć często bywają tam ludzie), dostępne dla dojazdu oraz techniki rolniczej, ogrody, sady, tereny z rzadko zabudowanymi budynkami i budowlami.

Miejscowość jest trudno dostępna, gdy nie ma dostępu do dojazdu oraz techniki rolniczej.

W liniach jednotorowych średniego napięcia (do 30 kV) przewody rozmieszcza się w układzie trójkątowym lub płaskim, a w liniach dwutorowych w taki sposób, aby każdy tor prowadzony był po innej stronie osi symetrii słupa.

W linach jedno- i dwutorowych wysokich napięć, w których są tylko izolatory wiszące, przewody rozmieszcza się w układach trójkątowych, płaskich lub pionowych.

Zgodnie z wymaganiami do projektowania linii napowietrznych [10] obliczenia przewodów, linek, izolatorów i osprzętu wykonuje się zgodnie z metodą naprężeń dopuszczalnych. W tym przypadku obciążenia na elementach linii przyjmuje się takie, które odpowiadają warunkom eksploatacji i są nazwane normalnymi. Obliczanie słupów i fundamentów wykonuje się metodą stanów granicznych, a takie obciążenia nazywamy obliczeniowymi. Wynikają one z pomnożenia wartości unormowanych obciążeń przez współczynniki przeciążeń.

W celu zapewnienia niezawodnej pracy linii napowietrznej, podczas obliczeń konieczne jest uwzględnienie siły parcia wiatru, odkładania na przewodach sadzi (w postaci oblodzenia i śniegu) oraz zmiany temperatury w ciągu całego roku. Do obliczeń przyjmuje się średnią wartość siły parcia wiatru. W strefach zabudowy obniża się napór wiatru o 30%, a w miejscowościach silnych wiatrów (brzegi rzek, jezior i basenów wodnych) prędkość wiatru rośnie w miarę zwiększania wysokości zawieszenia przewodu. W ogólnym przypadku wysokość najniższego punktu przewodu dla przęsła gabarytowego oblicza się wg wzoru:

$$h_{sr} = \frac{h_1 + h_2}{2} - \frac{2}{3} f \quad (1.7)$$

gdzie:

h_1, h_2 – wysokości przymocowania przewodów lub linek od łańcuchów izolatorów na słupach do ziemi [m];

f – zwis przewodu roboczego lub odgromowego [m].

Dla odcinka linii, który składa się z kilku przęseł, siłę parcia wiatru przyjmuje się jednakową dla wszystkich przewodów. Za wysokość obliczeniową przyjmuje się wartość średnioważoną, którą określa się ze wzoru:

$$h_r = \frac{h_1 l_1 + h_2 l_2 + \dots + h_i l_i}{l_1 + l_2 + \dots + l_i} \quad (1.8)$$

gdzie:

h_1, h_2, \dots, h_i – wartości średnie wysokości zamocowania przewodów do końców łańcuchów izolatorów kolejnych przęseł na słupach mierzona od ziemi [m];

l_1, l_2, \dots, l_i – długości kolejnych przęseł linii [m].

1.8. Wpływ wiatru, oblodzenia i temperatury

Przez oblodzenie i sadź na przewodach i linkach należy rozumieć lód, mokry śnieg oraz ich kombinacje. Podczas obliczeń zakłada się, że oblodzenie i sadź tworzą się na przewodach roboczych i odgromowych równomiernie, w postaci cylindra ze ściankami jednakowej grubości na całej długości przewodu [1, 4].

W trakcie pracy linii napowietrznej przewody robocze i odgromowe mogą znajdować się w następujących temperaturach, które należy uwzględnić podczas obliczeń:

- wyższa temperatura t_{\max} , przy której przewód najbardziej rozciąga się, a zwisy osiągają największe wartości;
- niższa temperatura t_{\min} , przy której długość przewodu najbardziej ulega skróceniu, a naprężenia termiczne osiągają największe wartości;
- temperatura średnioroczna t_{sr} , przy której określa się niezawodność przewodu dla przypadku drgań;
- temperatura, przy której występuje największa prędkość wiatru t_w i tworzy się sadź t_{sol} , a której wartość przyjmuje się na poziomie -5°C ;
- temperatura $t = +15^{\circ}\text{C}$, dla której określa się odległości pomiędzy przewodami roboczymi i odgromowymi oraz od elementów słupów.

Drgania przewodów wywołane są działaniem strumienia powietrza skierowanego prostopadle do osi przewodu lub linki albo pod kątem bliskim 90° . W tych przypadkach następuje zawirowanie wiatru i tworzy się zróżnicowane ciśnienie wokół przewodu, co wywołuje zróżnicowany nacisk siły wiatru na przewód z różnych stron. Jeśli częstotliwości efektów zmiany siły nacisku strumienia wiatru i drgań swobodnych przewodów lub linek zgadzają się, przewód zaczyna drgać z amplitudą od 2 do 35 mm i długością fali od 1 do 10 m oraz częstotliwością od 5 do 60 Hz. Doświadczenia wykazują, że drgania przewodów najczęściej występują w przypadku prędkości wiatru od 0,6 do 12 m/s, kiedy linia ułożona jest na równinach, przebiega przez duże rzeki i przestrzenie wodne. Oprócz tego drgania przewodów pojawiają się w przypadku przeseł o długości powyżej 120 m i osiągają wartości niebezpieczne przy długościach przewodów około 500 m.

Niebezpieczeństwo od drgań przewodów polega na tym, że ulegają uszkodzeniu oddzielne druty przewodów roboczych lub odgromowych w miejscach ich wyjścia z zacisków wskutek ich cyklicznego zginania. W celu tłumienia drgań stosuje się ciężary antywibracyjne albo tłumiki wibracji.

Oprócz wibracji w praktyce eksploatacji linii napowietrznych może wystąpić zjawisko tzw. tańca przewodów, kiedy amplituda drgań osiąga 12–14 m z dużą falą albo występuje fala stojąca. Takie efekty powstają podczas nierównomiernego oblodzenia przewodów. Podczas tańca przewodów mają miejsce wyraźne zbliżenia do siebie przewodów różnych faz, które mogą prowadzić do iskrzenia i pojawienia się

łuku. Na skutek tego zjawiska następuje topienie się przewodów spowodowane wysoką temperaturą łuku i kolejne oberwania. Jedynym sposobem zapobiegania takim zbliżeniom (a nawet kontaktom) jest zwiększenie odstępów pomiędzy przewodami.

Pytania do samokontroli

1. Jakie funkcje pełnią linie napowietrzne?
2. Jakim najważniejszym wymaganiom powinny odpowiadać linie napowietrzne?
3. Z jakich podstawowych elementów składa się linia napowietrzna?
4. Jakimi geometrycznymi parametrami charakteryzuje się linia napowietrzna?
5. Z jakich materiałów są wykonywane słupy do linii napowietrznych?
6. Podać klasyfikacje słupów dla linii napowietrznych.
7. Jakie wymagania powinny spełniać konstrukcje słupów stosowane w liniach napowietrznych?
8. Jakie funkcje spełniają izolatory?
9. Jakie elementy odnoszą się do osprzętu?
10. W jaki sposób mogą być rozmieszczone przewody na słupach?
11. Jakie warunki klimatyczne powinny być uwzględniane w obliczeniach?

ROZDZIAŁ 2

ZASADY TEORETYCZNE OBLICZEŃ PRZEWODÓW ROBOCZYCH I ODGROMOWYCH W LINIACH NAPOWIETRZNYCH

2.1. Wstęp

W niniejszym rozdziale rozpatrywane są zagadnienia, które dotyczą trwałości mechanicznej przewodów, linek, izolatorów, słupów i ich fundamentów. Określenie lub wyjaśnienie trwałości mechanicznej wymienionych elementów linii napowietrznych wymagane jest zarówno podczas budowy, jak i ich eksploatacji.

Trwałość mechaniczną linii napowietrznych ocenia się według trwałości jej elementów konstrukcyjnych oraz wytrzymałości na obciążenia mechaniczne, wywołane działaniem masy własnej, wiatru, lodu lub śniegu, izolatorów i innych. W celu sprawdzenia wymaganej wytrzymałości mechanicznej linii napowietrznej wykonuje się niezbędne obliczenia, które nazywane są umownie obliczeniami mechanicznymi linii napowietrznych. Różnią się one zasadniczo od obliczeń elektrycznych linii [5, 18].

2.2. Charakterystyka obciążeń mechanicznych przewodów i linek linii napowietrznych

Na przewody i linki linii napowietrznych, zawieszane na słupach, działają siły skierowane pionowo i poziomo, które wywołane są masą własną przewodów roboczych i odgromowych, masą lodu lub śniegu oraz działaniem siły parcia wiatru [1, 16].

Zespół tych obciążeń w zależności od przekroju przewodów, ich długości i warunków atmosferycznych wywołuje różne naprężenia wzdłuż przewodów. W obliczeniach praktycznych wykorzystujemy następujące uproszczenia:

1. Przyjmujemy, że dane obciążenie przewodu jest równomiernie rozłożone, choć realnie tak nie jest. Przykładem może być lód, którego obciążenie rozkłada się nierównomiernie.

2. Podczas działania wiatru mamy obciążenie dynamiczne, jednak przyjmujemy je jako obciążenie statyczne.
3. Na przewód linii wpływa obciążenie od masy własnej, która wywołuje naprężenie σ . Naprężenie to zależy od temperatury, dlatego obliczenia mechaniczne przeprowadza się przy określonych wartościach temperatury.
4. Obciążenie mechaniczne przewodu zależy od warunków atmosferycznych w miejscach przebiegu linii napowietrznych. Dane o parametrach atmosferycznych uzyskuje się przez obserwację i pomiar parametrów: temperatury, prędkości i parcia wiatru, intensywności narastania lodu.

Podczas określania obciążeń obliczeniowych należy brać pod uwagę najgorsze warunki klimatyczne, które są okresowo sprawdzane dla linii:

- klasy I raz na 10 lat,
- klasy II i III raz na 5 lat.

Dla odcinków linii budowanych w miejscowościach z warunkami klimatycznymi takimi jak: intensywność odkładania się sadzi, duża siła wiatru i zmiany jego kierunku, poziom wody w morzu, rzekach, jeziorach, rejonów gór, dolin, powinny one być wszystkie uwzględniane [1, 5, 20].

W zależności od grubości warstwy sadzi na przewodzie rozróżniamy 4 rejonu:

- 1) z małą intensywnością tworzenia się sadzi o grubości warstwy do 5 mm;
- 2) o średniej intensywności narastania sadzi o grubości do 10 mm;
- 3) podwyższonej intensywności narastania sadzi o grubości do 20 mm;
- 4) z silnym tworzeniem się sadzi o grubości ponad 20 mm według danych meteorologicznych dla danego terenu.

Podczas projektowania zakłada się, że obciążenie sadią jest uwzględniane tylko na przewodach i elementach montowanych na przewodach.

Trasa linii napowietrznej może zbliżać się do różnych obiektów oraz krzyżować się z drogami, liniami napowietrznymi różnego przeznaczenia, trasami gazociągów, tras samochodowych i innych. W związku z tym podobne sytuacje są pogrupowane i podzielone na trzy poziomy obostrzeń, które są podane w normie 50341-3-22. Zgodnie z wymienioną normą rozróżnia się trzy poziomy obostrzeń dla linii napowietrznych o napięciu powyżej 45 kV.

Pierwszy poziom obostrzeń obejmuje zbliżenie się linii napowietrznych i ich skrzyżowania z następującymi obiektami:

- z drogami zakładowymi, powiatowymi i gminnymi,
- ze szlakami żeglarskimi turystycznymi,
- budynkami gospodarczymi, szklarniami i garażami,
- liniami elektroenergetycznymi wszystkich napięć i liniami telekomunikacyjnymi.

Drugi poziom obostrzenia obejmuje obiekty:

- drogi wojewódzkie, krajowe i miejskie,
- linie kolejowe znaczenia ogólnego, drugorzędne i koleje miejskie,
- ogrody publiczne, place targowe, ogródki działkowe, cmentarze, zagospodarowany teren przemysłowy, tereny koszar,

- przewody trakcji elektrycznych (jezdne, nośne, wzmacniające i zasilające),
- rurociągi naziemne z materiałami niebezpiecznymi pożarowo, w tym również gazociągi,
- budynki mieszkalne, budynki użyteczności publicznej – przy czym zabrania się krzyżowania z liniami napowietrznymi o napięciu powyżej 110 kV,
- wydzielone parkingi – przy czym zabrania się krzyżowania z linią napowietrzną o napięciu 400 kV. Minimalny odstęp izolacyjny między przewodem skrajnym a wydzielonym parkingiem wynosi 20 m.

Poziom III obostrzenia jest najostrzejszy i obejmuje kolejne obiekty:

- autostrady i drogi ekspresowe,
- dworce autobusowe – przy czym zabrania się krzyżowania dla linii o napięciu 400 kV,
- wody żeglowne dostępne dla statków pasażerskich, holowników, pchaczy barrek oraz ośrodki sportów wodnych i baseny kąpielowe,
- linie kolejowe magistralne i pierwszorzędne oraz koleje linowe,
- ustalone strefy działania dźwignic lub urządzeń przeładunkowych, przykładowo dla napięcia do 110 kV odległość wynosi minimum 10 m, a dla linii ponad 110 kV aż do 400 kV – minimum 20 m.

Jeśli linie napowietrzne są w strefie zabudowy budynkami różnego przeznaczenia, to prędkość wiatru obniża się o 20% pod warunkiem, że wysokość budynku stanowi min. 2/3 wysokości słupa. Analogicznie, obniżanie w obliczeniach prędkości wiatru przyjmujemy w przypadku budowy linii napowietrznej w lesie i w dolinach pomiędzy górami.

W przypadku odcinka linii w strefie silnych wiatrów (wysokie brzegi rzek, nad brzegiem morza, jeziora i zbiorników wodnych) w odległości od brzegu 3–5 km, przy uwzględnieniu danych meteorologicznych dla danego terenu, w obliczeniach prędkość wiatru trzeba zwiększyć o 20% w porównaniu z przyjętą dla danego rejonu. W miejscowości górskiej z wyraźnie wydzielonymi szczytami gór oraz przy przecinaniu szczelin leśnych, dolin otwartych dla dużych strumieni powietrza, prędkość obliczeniową wiatru przy braku danych meteorologicznych należy przyjąć 35 m/s.

Podczas obliczeń przewodów na wytrzymałość mechaniczną warto używać obciążenia właściwego, tj. obciążenia odniesionego do jednostki długości przewodu i przekroju. Określa się te obciążenia przez literę „p” [N/m · mm²].

Ponadto dość istotne podczas projektowania jest uwzględnienie temperatury przewodów i izolacji pod kątem wytrzymałości napięciowej. Zabezpieczenie linii napowietrznej przed wpływem wyładowań atmosferycznych należy zapewnić poprzez zastosowanie jednego albo dwóch przewodów odgromowych, uziemienie słupów oraz ograniczników przepięć zależnie od wartości napięcia linii.

Wartość maksymalnej temperatury projektowej określa właściciel linii, temperatura ta zależy od przewidywanych wartości przepływających mocy w stanach pracy

normalnej i awaryjnej, zależnych od sposobów prowadzenia ruchu linii i aspektów ekonomicznych. Zgodnie z [30, 31] dla linii napowietrznej o napięciu 110 kV i wyższym zaleca się temperaturę przewodu fazowego nie mniejszą niż +60°C.

2.2.1. Obliczanie obciążenia właściwego przewodu

Obciążenie właściwe p_1 , zależne od masy własnej przewodu, zależy od materiału oraz konstrukcji przewodu i może być określone dwoma sposobami [1, 7]:

1. Jeśli jest znana masa m [kg] przewodu o długości 1 km i przekroju S [mm²], to wartość obciążenia właściwego wynosi:

$$p_1 = \frac{g \cdot m}{1000 S} \text{ [N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.1)$$

2. Jeśli znana jest masa właściwa (gęstość) materiału przewodu γ [g/mm³], to obciążenie właściwe wynosi:

– dla jednodrutowego przewodu:

$$p_1 = \frac{g \cdot \gamma}{1000} \text{ [N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.2)$$

– natomiast dla wielodrutowego przewodu:

$$p_1 = 1,025 \frac{g \cdot \gamma}{1000} \text{ [N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.3)$$

Dla przewodu wielodrutowego obciążenie właściwe p_1 będzie średnio o 2,5% większe niż dla przewodu jednodrutowego, jest to spowodowane tym, że przed skrzyżowaniem przewodu wielodrutowego każdy drut tego przewodu jest dłuższy o 2,5% od długości przewodu skrzyżowanego.

Dla przewodu stalowo-aluminiowego p_1 oblicza się ze wzoru:

$$p_1 = 1,025 \frac{g \cdot \gamma_a S_a + \gamma_{st} S_{st}}{1000 \cdot S} \text{ [N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.4)$$

gdzie:

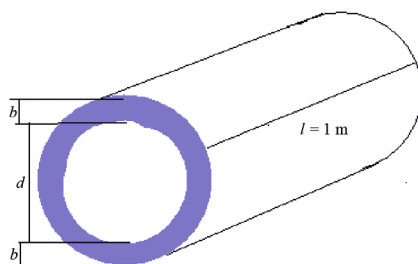
- γ_a i γ_{st} – masa właściwa odpowiednio aluminium i stali,
- S_a i S_{st} – powierzchnie przekrojów części aluminiowej i stalowej przewodu, wyrażone w [mm²],
- $S = S_a + S_{st}$ – całkowity przekrój przewodu stalowo-aluminiowego [mm²].

W celu określenia obciążenia właściwego p_1 zaleca się stosowanie wzoru (2.1), który pozwala określić obciążenie właściwe odniesione do rzeczywistej masy przewodu.

2.2.2. Obliczanie obciążenia pochodzącego od masy własnej przewodu i oblodzenia

Grubość b ścianki lodu wokół przewodu o średnicy d (rys. 2.1) zakłada się jednakową na całej długości przewodu. Obciążenie właściwe pochodzące od sadzi p_2 określa się ciężarem G rury cylindrycznej z sadzi o długości 1 m, podzielonej przez wartość znamionowego przekroju poprzecznego przewodu. Jeśli b i d wyrażone będą w [cm], to objętość rury cylindrycznej w [cm³] wyrazi się wzorem:

$$V = \frac{\pi}{4} [(d + 2b)^2 - d^2] \cdot l = \pi \cdot b \cdot (d + b) \cdot l \quad (2.5)$$



Rys. 2.1. Parametry ścianki oblodzenia

Jeśli masa właściwa oblodzenia $g_0 = 0,95 \text{ g/cm}^3$, to masa rury cylindrycznej w [kg] wynosi:

$$m = V \cdot g_0 = \frac{\pi b(d + b) \cdot l}{1000} g_0 = 0,00283b(b + d) \cdot l \quad (2.6)$$

Obciążenie właściwe od oblodzenia wynosi:

$$p_2 = \frac{m \cdot g}{S} = 0,0283 \cdot \frac{b(d + b) \cdot l}{S} \quad [\text{N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.7)$$

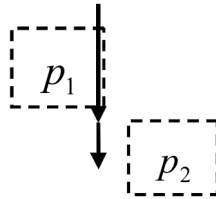
gdzie:

b i d w [mm],

S w [mm²].

Obciążenie właściwe, pochodzące od masy własnej przewodu i oblodzenia, działa w kierunku pionowym, równa się sumie arytmetycznej od masy własnej oraz od masy oblodzenia i wyraża się wzorem:

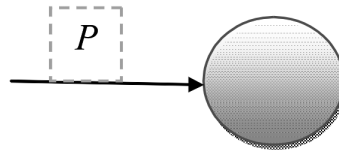
$$p_3 = p_1 + p_2 \quad (2.8)$$



Rys. 2.2. Obciążenie właściwe pochodzące od masy własnej przewodu i oblodzenia (gdzie p_1 – obciążenie właściwe przewodu; p_2 – obciążenie właściwe od oblodzenia)

2.2.3. Działanie wiatru na przewód bez oblodzenia i z oblodzeniem

Wiatr działa na przewody robocze, odgromowe i słupy, tworzy obciążenie dodatkowe, zwiększa przy tym naprężenie przewodów oraz siły działającej na słupy. Przyjmuje się, że nacisk wiatru przy wszystkich obliczeniach linii napowietrznych (z wyjątkiem szczególnych przypadków, które są uwarunkowane wymaganiami do projektowania) jest skierowany poziomo pod kątem 90° do osi linii napowietrznej [1].



Rys. 2.3. Kierunek działania wiatru na przewód

Nacisk [N] wiatru w kierunku poziomym do płaszczyzny prostopadłej do kierunku wiatru określamy za pomocą wzoru:

$$P = C_x \frac{1}{2} \rho v^2 F \quad [\text{N}] \quad (2.9)$$

gdzie:

C_x – współczynnik aerodynamiczny, który zależy: od gęstości powietrza ρ , prędkości wiatru v , kształtu, długości i chropowatości powierzchni przewodu F ,

φ – kąt pomiędzy kierunkiem wiatru i prostopadłą do osi przewodu.

W przypadku normalnego ciśnienia atmosferycznego i temperatury otaczającego powietrza $+15^\circ\text{C}$ współczynnik $\rho = \frac{1}{8}$, wtedy wzór (2.9) zapiszemy jako:

$$P = \alpha \cdot C_x F \frac{v^2}{16} \sin^2 \varphi \quad [\text{N}] \quad (2.10)$$

gdzie:

α – współczynnik, który uwzględnia nierównomierność prędkości wiatru wzdłuż odcinka linii napowietrznej i jest określony według wzoru:

$$\alpha = 0,75 + \frac{5}{v}$$

Podczas obliczeń wartość współczynnika α przyjmuje się:

- dla prędkości wiatru do 20 m/s $\alpha = 1$;
- dla 25 m/s $\alpha = 0,85$;
- dla 30 m/s $\alpha = 0,75$;
- dla 35 m/s i więcej $\alpha = 0,7$;

C_x – współczynnik aerodynamiczny, wartość C_x zakładamy dla przewodów roboczych i odgromowych o średnicy:

- $d = 20$ mm i więcej $C_x = 1,1$;
- do 20 mm i dla wszystkich przewodów roboczych i odgromowych pokrytych lodem $C_x = 1,2$;
- dla elementów słupów kształtu cylindrycznego $C_x = 0,7$;
- dla płaskich elementów $C_x = 1,5$;
- dla kraciastych słupów metalowych zgodnie z przepisami;

F – powierzchnia, na którą działa ciśnienie wiatru (dla powierzchni cylindrycznej równa się płaszczyźnie przecięcia po średnicy [m²];

v – prędkość wiatru [m/s], którą oblicza się według wzoru:

$$v = k_T \ln \frac{10}{z_0} v_{sr} \quad (2.11)$$

jeśli wysokość elementów linii nie przekracza 10 m nad poziomem terenu.

We wzorze (2.11) k_T – współczynnik terenu bezwymiarowy, a z_0 – parametr chropowatości terenu [m] – wartości, które są zależne od charakterystyki powierzchni, podane w tabeli 4.3.2/PL.2 [50341-3-22].

Jeśli wysokość zawieszania elementów linii jest powyżej 10 m, to prędkość wiatru należy policzyć ze wzoru:

$$v = k_T \ln \frac{h}{z_0} v_{sr} \quad (2.12)$$

gdzie:

h – rzeczywista wysokość zawieszenia przewodu nad terenem ziemi (rys. 2.6) [m],

v_{sr} – średnia prędkość wiatru; wartość, która dla pierwszej strefy wiatrowej równa się: $v_{sr} = 22 \cdot c_{h_1}$, dla drugiej strefy wiatrowej: $v_{sr} = 26 \cdot c_{h_2}$ i dla trzeciej strefy wiatrowej: $v_{sr} = 22 \cdot c_{h_3}$, gdzie współczynnik $c_h = 1,0$ dla $H \leq 300$ m i $c_h = 1,0 + 0,0006(H - 300)$, jeśli $H \geq 300$ m, gdzie H to wysokość zawieszania linii nad poziomem morza.

W przypadku kierunku wiatru do osi przewodu pod kątem φ różnym od 90° , nacisk wiatru na przewody otrzymany zgodnie ze wzorem (2.10), który został powtórzony poniżej:

$$P = \alpha C_x F \frac{v^2}{16} \sin^2 \varphi \quad [\text{N}] \quad (2.13)$$

Nacisk wiatru na 1 m długości przewodu o średnicy d określamy zgodnie ze wzorem:

$$P = \frac{\alpha \cdot C_x v^2 d}{1000 \cdot 16} \quad [\text{N}] \quad (2.14)$$

obciążenie właściwe od działania wiatru na przewód bez lodu jest równe:

$$p_4 = \frac{P}{S} = \frac{\alpha \cdot C_x v^2 d}{1000 \cdot 16 \cdot S} \quad [\text{N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.15)$$

W przypadku obecności oblodzenia, płaszczyzna, na którą działa wiatr, zwiększa się z powodu zwiększenia się średnicy przewodu pokrytego lodem tak jak zwiększa się średnica samego przewodu o podwójną grubość ścianki lodu [mm].



Rys. 2.4. Siła działająca na przewód z sadzią

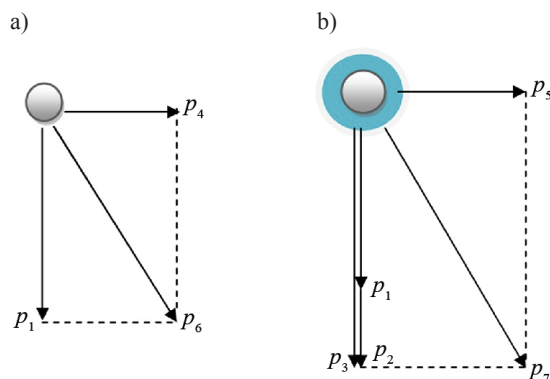
Wobec tego obciążenie właściwe określa się zgodnie ze wzorem:

$$p_5 = \frac{\alpha \cdot C_x v^2 (d + 2b)}{1000 \cdot 16 \cdot S} \quad [\text{N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.16)$$

W powyższym wzorze uwzględniono obecność lodu przez podwójną grubość ścianki o wartość $2b$.

2.2.4. Obciążenie właściwe sumaryczne działające na przewód

Omówione pionowe i poziome obciążenia właściwe, wywołane masą własną przewodu i wiatrem, działają w zależności od warunków atmosferycznych w różnych przypadkach, wskutek których pojawiają się sumaryczne obciążenia właściwe, będące sumą geometryczną oddzielnych składowych obciążeń właściwych (rys. 2.5).



Rys. 2.5. Wektory działania: a) ciężaru własnego; b) ciężaru własnego oraz siły wiatru

Jak widać na rysunku 2.5, sumaryczne obciążenie właściwe działające na przewód bez lodu, wywołane masą własną i siłą wiatru, określa się zgodnie ze wzorem:

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} \quad [\text{N/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (2.17)$$

Analogicznie, sumaryczne obciążenie właściwe przewodu wynikające z działania ciężaru lodu i siły wiatru wyznaczamy za pomocą wzoru:

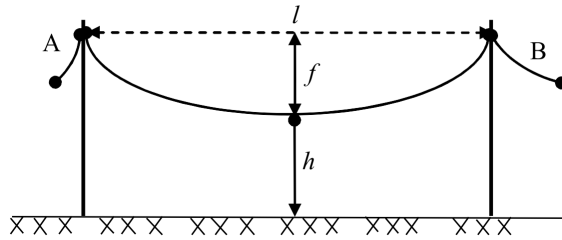
$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_4^2} = \sqrt{(p_1 + p_2)^2 + p_4^2} \quad [\text{N/m} \cdot \text{mm}^2]$$

W ostatnim wzorze oprócz własnego ciężaru przewodu uwzględnia się ciężar oblodzenia p_2 .

2.3. Zwis i długość przewodu pomiędzy słupami

Odległość pozioma pomiędzy punktami zamocowania przewodu na słupach (rys. 2.6) nazywa się długością przęsła (przęsłem – l). Najmniejsza odległość w kierunku pionowym od najniższego punktu przewodu do ziemi przy największym zwisie przewodu nazywa się bezpieczną odległością przewodu od ziemi (h).

Zwisem f przewodu, który jest zamocowany w punktach o jednakowej wysokości (rys. 2.6), nazywa się odległość pomiędzy linią poziomą, która łączy punkty zawieszenia przewodu, a najniższym punktem linii. Dla linii, która ma punkty przymocowania przewodu na różnych wysokościach, rozróżnia się dwa zwisy, które są równe odległościom między najniższym punktem przewodu i punktami jego zamocowania. Dalsze rozważania przeprowadza się dla przypadku zamocowania przewodów na jednakowej wysokości, co odpowiada obliczeniom normalnym linii (z wyjątkiem



Rys. 2.6. Zasadnicze charakterystyki linii przelotowej

przypadków szczególnych). Przewód, który został zamocowany w dwóch punktach z równomiernie rozłożonym obciążeniem (masa własna, lód, nacisk wiatru), możemy rozpatrywać jako linię łańcuchową.

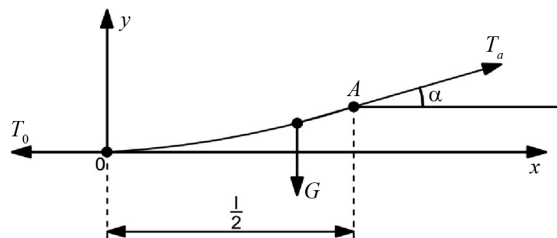
Przy dostatecznie dużych wartościach stosunku l/f , co się spotyka w rzeczywistości, krzywa zwisu przewodu (rys. 2.6) jest podobna do paraboli, tj.:

$$y = h + Kx^2$$

W przypadku początku układu współrzędnych w punkcie najniższym przewodu (tj. przy założeniu, że $h = 0$) równanie paraboli można zapisać następująco:

$$y = Kx^2$$

W celu wyprowadzania wzoru opisującego zwis przewodu rozpatrzmy przewód przymocowany pomiędzy punktami A i B (rys. 2.6). W każdym punkcie wzdłuż przewodu działa siła wywołana obciążeniami na przewód, która zależy od zwisu przewodu f .



Rys. 2.7. Warunki równowagi odcinka przewodu

Na odcinku przewodu OA (współrzędne $O(0, 0)$, $A(x, y)$) rozpatrzmy jego równowagę (rys. 2.7).

Na odcinku przewodu w punktach (OA) działają siły o stałej wartości T_0 i T_A oraz obciążenie pionowe odcinka przewodu, które (przy $OA = x$) jest równe:

$$G = p_0 x$$

gdzie:

p_0 – obciążenie pionowe przewodu o długości 1 m.

Warunki równowagi odcinka będą spełnione w przypadku, kiedy suma rzutów wszystkich składowych sił na osi x i y równa się zero, tj.:

$$\sum F_y = 0 \quad - p_0 x + T_a \sin \alpha = 0 \quad (2.18a)$$

$$\sum F_x = 0 \quad - T_0 + T_a \cos \alpha = 0 \quad (2.18b)$$

Po podzieleniu równania (2.18a) przez równanie (2.18b) otrzymuje się zależność:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{p_0 x}{T_0} \quad (2.19)$$

Jeśli uwzględni się, że $\operatorname{tg} \alpha = \frac{dy}{dx}$, to wzór (2.19) można zapisać:

$$dy = \frac{p_0 x}{T_0} dx \quad (2.20)$$

gdzie:

p_0, T_0 – wartości stałe,

y – zmienna wielkość na osi rzędnych odpowiadająca punktowi zagięcia przewodu.

Po scałkowaniu ostatniego równania:

$$y = \frac{p_0}{T_0} \int x dx = \frac{p_0}{2T_0} x^2 \quad (2.21)$$

Po podstawieniu do równania (2.21), za zmienną $x = \frac{l}{2}$ otrzymujemy wartość zwisu przewodu dla linii przelotowej o długości l :

$$f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8 \cdot T_0} \quad (2.22)$$

Jeśli wyrazimy obciążenie pionowe przewodu p_0 przez obciążenie właściwe:

$$p = \frac{p_0}{S}$$

a siłę T_0 przez naprężenie materiału przewodu, tj. $\sigma_0 = \frac{T_0}{S}$ [N/m²] = [Pa], to otrzymuje się wzór do obliczania wysokości zwisu przewodu w metrach:

$$f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8\sigma_0} \quad (2.23)$$

gdzie:

p [N/m · mm²] – obciążenie właściwe pionowe przewodu, które odpowiada warunkom obliczeń przewodu;

σ_0 [MPa] – naprężenie rozciągania w niższym punkcie przewodu;

l [m] – długość przęsła.

Długość łuku paraboli, którą opisuje się równaniem (2.23), pozwala wyznaczyć długość przewodu w przęsle daną wzorem przybliżonym (2.24).

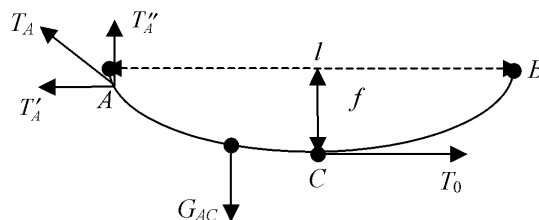
$$L \approx l + \frac{8f^2}{3l}; \quad (2.24)$$

gdzie:

f – określa się ze wzoru (2.23).

2.4. Naprężenie materiału przewodu w różnych punktach przęsła

Naprężenie materiału w przewodzie wzdłuż jego długości nie jest jednakowe. Największą wartość osiąga w punkcie przymocowania przewodu. Określimy to naprężenie w przypadku umieszczenia punktów przymocowania na jednakowej wysokości.



Rys. 2.8. Rozkład sił działających na przewód w stanie równowagi

Rozłożmy siły reakcji T_A w punkcie A na składowe poziome T'_A i pionowe T''_A :

$$T_A = \sqrt{(T'_A)^2 + (T''_A)^2}; \quad (2.25)$$

Warunkiem równości odcinka AC (połowa przęsła) jest równość sił poziomych $T'_A = T_0 = \sigma_0 S$ oraz równość sił pionowych $T''_A = G_{AC} = p \cdot l_{AC} \cdot S$, gdzie: G_{AC} – ciężar przewodu, którego długość równa jest połowie długości przęsła.

Wstawiając do wzoru (2.25) $T_A = \sqrt{(T'_A)^2 + (T''_A)^2}$ wartości T'_A i T''_A , otrzymujemy:

$$T_A = \sqrt{(\sigma_0 S)^2 + (p \cdot l_{AC} S)^2} = \sqrt{\sigma_0^2 + (p \cdot l_{AC})^2} S = \sigma_A \cdot S, \quad (2.26)$$

skąd:

$$\sigma_A = \sqrt{\sigma_0^2 + p \cdot l_{AC}^2} \quad (2.27)$$

gdy $l_{AC} = \frac{l}{2}$, wtedy:

$$\sigma_A = \sqrt{\sigma_0^2 + \left(\frac{p \cdot l}{2}\right)^2} \quad (2.28)$$

Na zasadzie wzoru (2.29), dla przypadku gdy $a \gg b$, w przybliżeniu można przyjąć, że:

$$\sqrt{a^2 + b^2} = a + \frac{b^2}{2a}; \quad (2.29)$$

wtedy wzór (2.28) można zapisać następująco:

$$\sigma_A = \sigma_0 + \frac{p^2 l^2}{8\sigma_0} = \sigma_0 + p \frac{l^2 p}{8\sigma_0}; \quad (2.30)$$

Jeśli uwzględni się, że zwis wyraża się wzorem $f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8\sigma_0}$, to relację (2.30) można zapisać w postaci:

$$\sigma_A = \sigma_0 + pf \quad (2.31)$$

Oznacza to, że naprężenie w punkcie przymocowania przewodu jest większe niż naprężenie w najniższym punkcie przewodu o wartość pf .

Wzór ten stosuje się do obliczeń tylko wtedy, gdy l jest bardzo duże. W normalnych przypadkach różnica pomiędzy δ_A i δ_0 jest bardzo mała i można ją pominąć.

2.5. Równanie stanu krzywej zwisania przewodu w pręcie

W poprzednich podrozdziałach zostały podane najważniejsze związki pomiędzy długością przęsła l , wielkością zwisu f , naprężeniem i obciążeniem właściwym przewodu przy stałych warunkach atmosferycznych.

Wyprowadzone zostaną teraz związki pomiędzy tymi wielkościami przy zmianie warunków atmosferycznych.

Oznaczenia:

- θ_p – temperatura przewodu (równa temperaturze otoczenia przewodu);
- p_p – obciążenie właściwe odpowiadające temperaturze otoczenia;
- σ_p – naprężenie materiału przewodu przy przyjętych warunkach początkowych, które będą oznaczane indeksem p ;
- θ, p, σ – te same wielkości w przypadku innych warunków końcowych;
- α – temperaturowy współczynnik rozszerzalności liniowej materiału przewodu;
- $\beta = \frac{1}{E}$ – współczynnik wydłużenia sprężystego materiału przewodu [mm^2/N].

Jest to wielkość opisująca zmianę długości przewodu przy zwiększaniu naprężania materiału o 1 [N/mm^2], gdzie E to moduł sprężystości [N/mm^2].

- L_0 – długość nieobciążonego przewodu ($\sigma_0 = 0$) w temperaturze $\theta = 15^\circ\text{C}$;
- L_p – długość rozciągniętego przewodu o naprężeniu materiału σ_p w temperaturze θ ;
- L – długość rozciągniętego przewodu o naprężeniu materiału σ w temperaturze θ .

W przypadku zmiany temperatury od θ_p do θ , długość przewodu zmienia się o wartość:

$$\Delta L_1 = L_p \alpha (\theta - \theta_p) \quad (2.32)$$

W takim przypadku przy zmianie długości przewodu (2.32) zmieni się także naprężenie materiału przewodu od σ_p do σ , co zgodnie z prawem Hooke'a doprowadzi do zmiany długości przewodu o wartość:

$$\Delta L_2 = L_p \beta (\sigma - \sigma_p) \quad (2.33)$$

Wobec tego ostateczna długość przewodu wynosi:

$$L = L_p + \Delta L_1 + \Delta L_2; \quad (2.34)$$

Podstawiając wzór (2.23) do (2.24), otrzymujemy:

$$L = l + \frac{p^2 \cdot l^3}{24\sigma^2} \quad (2.35)$$

Po podstawieniu do równania (2.34) wartości określonych wzorami (2.32), (2.33) i (2.35) dla określonych warunków otrzymano:

$$l + \frac{p^2 \cdot l^3}{24\sigma^2} = l + \frac{p_p^2 \cdot l^3}{24\sigma_p^2} + L_p \alpha (\theta - \theta_p) + L_p \beta (\sigma - \sigma_p) \quad (2.36)$$

Dla standardowych pręseł długość przewodu L_p jest w przybliżeniu równa długości przęsła l , można zatem założyć, że $L_p = l$.

Podstawiając za L_p wielkość l , otrzymano:

$$\frac{p^2 \cdot l^2}{24\sigma^2} = \frac{p_p^2 \cdot l^2}{24\sigma_p^2} + \alpha (\theta - \theta_p) + \beta (\sigma - \sigma_p); \quad (2.37)$$

Mnożąc ostatnie równanie przez $\frac{1}{\beta}$, uzyskuje się równanie stanu przewodu w pręśle:

$$\sigma - \frac{p^2 \cdot l^2}{24\beta \cdot \sigma^2} = \sigma_p - \frac{p_p^2 \cdot l^2}{24\beta \cdot \sigma_p^2} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta - \theta_p); \quad (2.38)$$

Na podstawie naprężenia σ_p , które odpowiada temperaturze θ_p i obciążeniu właściwemu p_p , można określić naprężenie σ w nowej temperaturze θ i nowym obciążeniu p .

Po wyznaczeniu σ z równania (2.38) dla danego p można określić zwis przewodu dla nowych warunków, wykorzystując wzór $f = \frac{p \cdot l^2}{8\sigma}$.

Równanie (2.38) można stosować wyłącznie do obliczania linii dla pręseł o długości normalnej.

Równanie (2.36) nie może być stosowane do obliczania naprężenia w przewodzie o długości powyżej 500 m.

Równanie (2.38) można zapisać w postaci:

$$\sigma - \frac{B}{\sigma^2} = A \quad (2.39)$$

albo:

$$\sigma^3 - A\sigma^2 = B \quad (2.40)$$

gdzie:

$$A = \sigma_m - \frac{p_p^2 l^2}{24\beta \sigma_p^2} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta - \theta_p) \quad (2.41)$$

$$B = \frac{p^2 l^2}{24\beta} \quad (2.42)$$

Równanie (2.40) można łatwo rozwiązać z zastosowaniem metod numerycznych, np. metodą iteracji prostej.

2.6. Równanie przęsła krytycznego linii napowietrznej

Podczas pracy przewodu w przęśle największe naprężenie w przewodzie może wystąpić z jednego lub dwóch poniższych powodów:

- największego obciążenia właściwego;
- niższej temperatury w danej miejscowości.

W pierwszym przypadku zwiększenie naprężenia w przewodzie występuje wskutek działania obciążeń dodatkowych, a w drugim przypadku skutek skrócenia długości przewodu.

Zgodnie z normami dla obliczeń mechanicznych dodatkowe maksymalne obciążenie od oblodzenia i wiatru w większości przypadków występuje w temperaturze -5°C , a najniższą wartość temperatury przyjmuje się -40°C . Dlatego należy określić, który z tych dwóch przypadków będzie dla przewodu trudniejszy. Wtedy, biorąc pod uwagę wartości naprężenia dopuszczalnego materiału przewodu w trudniejszym z tych dwóch przypadków, określa się naprężenie (można wykonać również obliczenia dla przypadków pośrednich) [1, 16].

W celu wyjaśnienia powyższego problemu należy wykonać analizę równania stanu przewodu danego wzorem (2.38).

1. Rozpatrzmy przypadek, gdy długość przęsła l jest bardzo duża. Dlatego podzielić należy równanie stanu przewodu przez l^2 .

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{p^2}{24\beta \cdot \sigma^2} = \frac{\sigma_p}{l^2} - \frac{p_p^2}{24\beta \sigma_p^2} - \frac{\alpha}{\beta \cdot l^2} (\theta - \theta_p); \quad (2.43)$$

Po założeniu, że $l \rightarrow \infty$ i podzieleniu równania (2.33) przez $l = \infty$, otrzymujemy:

$$\frac{p^2}{24\beta \cdot \sigma^2} = \frac{p_p^2}{24\beta \sigma_p^2}; \quad (2.44)$$

Oznacza to, że w przypadku bardzo długich przęseł naprężenie materiału przewodu określa się tylko przez zmianę obciążeń właściwych i nie zależy ono od

temperatury. W dużych przęsłach największe naprężenie w materiale przewodu wystąpi więc przy największym obciążeniu dodatkowym. Ten przypadek dla długich przęseł przyjmuje się jako przypadek obliczeniowy.

2. Teraz rozpatrzmy przypadek, gdy przęsło l jest bardzo krótkie. W tym celu założymy, że długość przęsła $l \rightarrow 0$ i po podstawieniu do równania stanu (2.43) otrzymujemy:

$$\sigma = \sigma_p - \frac{\alpha}{\beta}(\theta - \theta_p); \quad (2.45)$$

Oznacza to, że naprężenie zależy w tym przypadku wyłącznie od zmiany temperatury. Dla małych długości przęseł obliczeniowych konieczne więc uwzględnienie najniższej temperatury. Pomiędzy tymi dwoma granicznymi przypadkami jest przęsło takiej długości, przy której występuje największe naprężenie zarówno przy największym obciążeniu dodatkowym, jak i przy najniższej temperaturze, co wyraża się wzorem:

$$\sigma_{\max} = \sigma_{g \max} = \sigma_{0 \min}; \quad (2.46)$$

Takie przęsło nazywa się **przęsłem krytycznym**. Wyprowadzimy wzór w celu określenia przęsła krytycznego. Dlatego w równaniu (2.36) wprowadzimy następujące oznaczenia:

- $l = l_{kr}$ – przęsło krytyczne;
- $\sigma_p = \sigma = \sigma_{\max}$ – naprężenie maksymalne;
- $p_p = p_{\max}$ – obciążenie właściwe maksymalne;
- $p = p_{\min}$ – obciążenie właściwe w temperaturze minimalnej;
- $\theta_{p \max}$ – temperatura przy obciążeniu maksymalnym;
- θ_{\min} – temperatura minimalna.

Otrzymuje się wówczas:

$$\sigma_{\max} - \frac{l_{kr}^2 p_{\min}^2}{24\beta\sigma_{\max}^2} = \sigma_{\max} - \frac{l_{kr}^2 p_{\max}^2}{24\beta\sigma_{\max}^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\theta_{p \max} - \theta_{\min}) \quad (2.47)$$

a po redukcji σ_{\max} i mnożeniu przez β otrzymuje się:

$$\frac{l_{kr}^2}{24\sigma_{\max}^2}(p_{\max}^2 - p_{\min}^2) = \alpha(\theta_{p \max} - \theta_{\min})$$

Rozwiązanie powyższego równania pozwala otrzymać wzór na długość przęsła krytycznego:

$$l_{kr} = \sigma_{\max} \sqrt{\frac{24\alpha(\theta_{p_{\max}} - \theta_{\min})}{p_{\max}^2 - p_{\min}^2}} \quad (2.48)$$

Porównywanie obliczonej długości przęsła z długością przęsła krytycznego zgodnie ze wzorem (2.48) pozwala określić, w którym z dwóch obliczonych przypadków materiał przewodu podlega największemu naprężeniu.

Jeżeli długość przęsła w stanie normalnej pracy jest większa od krytycznego, to największe naprężenie w przewodzie wystąpi przy maksymalnym obciążeniu właściwym p_{\max} oraz temperaturze $\theta_{p_{\max}}$.

Jeżeli długość przęsła w stanie normalnej pracy jest mniejsza od krytycznego, to największe naprężenie w przewodzie wystąpi przy najniższej temperaturze powietrza θ_{\min} oraz właściwym obciążeniu p_{\min} .

Przęsło krytyczne pozwala także określić najgorszy warunek pracy przewodu. Należy zaznaczyć, że wielkość największego naprężenia dla zadanego materiału przewodu (σ_{\max}) w równaniu (2.48) zakłada się równą naprężeniu dopuszczalnemu.

2.7. Maksymalny zwis przewodu i temperatura krytyczna

Wysokość zawieszenia przewodu jest jedną z wielkości, która wpływa na wysokość słupów. Maksymalną wysokością zawieszenia przewodu nazywana jest największą wysokość, jaka może być przyjęta w przypadku działania na przewód wyłącznie pionowych sił, tzn. bez działania sił naporu wiatru.

Maksymalna wysokość zawieszenia przewodu H w przęsle może wystąpić w przypadku:

- najwyższej temperatury,
- największych obciążeń pionowych (oblodzenie przy θ_s).

W celu określenia, w którym z tych dwóch przypadków wysokość zawieszania będzie największa, wprowadza się pojęcie **temperatury krytycznej** θ_{kr} . Temperaturą krytyczną θ_{kr} przewodu nazywa się taką temperaturę, w której przewód obciążony jest tylko masą własną i ma tę samą wartość zawieszenia co przy największym obciążeniu pionowym w przypadku wystąpienia oblodzenia.

Zwis przewodu przy największym obciążeniu pionowym p_3 , temperaturze θ_3 i naprężeniu materiału σ_3 wyznacza się ze wzoru:

$$f_3 = \frac{l^2 p_3}{8\sigma_3} \quad (2.49)$$

Zwis przewodu przy obciążeniu tylko obciążeniem właściwym p_1 , w temperaturze θ_{\max} i naprężeniu materiału σ_1 wyznacza się ze wzoru:

$$f_1 = \frac{l^2 p_1}{8\sigma_1} \quad (2.50)$$

Określenie temperatury krytycznej dla danej wysokości zawieszania przewodu w omówionych przypadkach powinno zapewnić równość zwisów, tj. $f_3 = f_1 = f$, stąd:

$$\frac{l^2 p_3}{8\sigma_3} = \frac{l^2 p_1}{8\sigma_1} \quad (2.51)$$

zatem:

$$\sigma_1 = \sigma_3 \frac{p_1}{p_3} \quad (2.52)$$

W celu określenia temperatury krytycznej podstawia się otrzymaną wartość σ_1 do równania stanu przewodu (2.38), przy założeniu, że:

$$\sigma = \sigma_1, \sigma_m = \sigma_3, p = p_1, p_m = p_3, \theta = \theta_{kr}, \theta_m = \theta_3$$

Po podstawieniu wielkości zapisanych wzorem (2.52) do (2.41) otrzymuje się równanie:

$$\sigma_3 \frac{p_1}{p_3} - \frac{l^2 p_1^2 p_3^2}{24\beta\sigma_1^2\sigma_3^2} = \sigma_3 - \frac{l^2 p_3^2}{24\beta\sigma_3^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\theta_{kr} - \theta_3) \quad (2.53)$$

którego rozwiązaniem względem θ_{kr} jest:

$$\theta_{kr} = \theta_3 + \theta_3 \frac{\beta}{\alpha} \left(1 - \frac{p_1}{p_3} \right) \quad (2.54)$$

Porównanie wartości najwyższej temperatury w danej miejscowości z wartością temperatury krytycznej pozwala określić, w którym przypadku będzie występowała największa wartość zwisu przewodu. Jeśli temperatura wyższa przekracza wartość temperatury krytycznej, to największy zwis przewodu będzie występował przy wyższej temperaturze. Jeśli wyższa temperatura jest mniejsza od krytycznej, to największy zwis przewodu będzie występował w przypadku największych obciążeń pionowych pochodzących od działania masy przewodu i oblodzenia.

2.8. Zasady teoretyczne obliczeń sił naciągu przewodu dla różnych wysokości jego zamocowań

W punktach zamocowania przewodu A i B siły działające w przewodzie równe są siłom reakcji słupów T_a i T_b (rys. 2.9). W stanie równowagi statycznej przewodu można zapisać układ równań w postaci:

$$\sum F_x = -T_{xa} + T_{xb} = 0 \quad (2.55a)$$

$$\sum F_y = -T_{ya} + T_{yb} + p \cdot l = 0 \quad (2.55b)$$

$$\sum M_B = -T_{xa}h + T_{ya}l - \frac{p \cdot l^2}{2} = 0 \quad (2.55c)$$

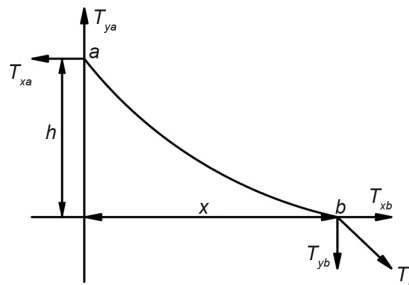
skąd:

$$T_{xa} = T_{xb} = T \quad (2.56a)$$

$$T_{ya} = \frac{pl}{2} + T \frac{h}{l} \quad (2.56b)$$

$$T_{yb} = \frac{pl}{2} - T \frac{h}{l} \quad (2.56c)$$

Jeżeli rozpatruje się część przewodu (rys. 2.9) w stanie równowagi, układ równań zapiszemy w postaci:



Rys. 2.9. Rozkład sił działających na przewód

$$\sum F_x = -T_{xa} + T_x(x) = 0 \quad (2.57a)$$

$$\sum F_y = -T_{ya} + T_y(x) + p \cdot x = 0 \quad (2.57b)$$

stąd:

$$T_x(x) = T_{xa} \quad (2.58a)$$

$$T_y(x) = p\left(\frac{l}{2} - x\right) + T_{xa} \frac{h}{l} \quad (2.58b)$$

gdzie:

T_{xa} – składowa pozioma siły rozciągającej przewód, która jest jednakowa w każdym punkcie przekroju przewodu i nazywa się obciążeniem przewodu.

Sumaryczną siłę rozciągającą przewód w dowolnym punkcie przekroju przewodu określamy ze wzoru:

$$T(x) = \sqrt{T_x(x)^2 + T_y(x)^2} = \sqrt{T_{xa}^2 + \left[T_{xa} \frac{h}{l} + p\left(\frac{l}{2} - x\right) \right]^2} \quad (2.59)$$

Jeśli $x = 0$, otrzymana siła jest maksymalna:

$$T_{\max} = \sqrt{T_{xa}^2 + \left(\frac{pl}{2} + T_{xa} \frac{h}{l} \right)^2} \quad (2.60)$$

Jeśli długość przewodu i przęsła jest różna, to różnica pomiędzy T_{\max} i T_{xa} jest nieduża. W tych przypadkach obliczenia przewodów odbywają się na podstawie wartości T_{xa} . Równanie zwisu przewodu otrzymujemy po przyrównaniu momentów zginających do zera:

$$M(x) = T_{ya} \cdot x - T_{xa} \cdot y - \frac{px^2}{2} = 0 \quad (2.61)$$

uwzględniając $T_{ya} = \frac{p \cdot l}{2} + T_{xa} \frac{h}{l}$, otrzymuje się:

$$f(x) = \left(\frac{p \cdot l}{2T_{xa}} + \frac{h}{l} \right) \cdot x - \frac{p \cdot x^2}{2T_{xa}} \quad (2.62)$$

Oznacza to, że przewód w przęśle opisuje parabola. Współrzędne dolnego punktu przewodu w przęśle można wyznaczyć z pochodnej równania (2.62) po x .

$$\frac{df(x)}{dx} = \frac{pl}{2T_{xa}} + \frac{h}{l} - \frac{px}{T_{xa}} = 0 \quad (2.63)$$

stąd:

$$x = \frac{l}{2} + \frac{T_{xa}h}{pl} = a \quad (2.64)$$

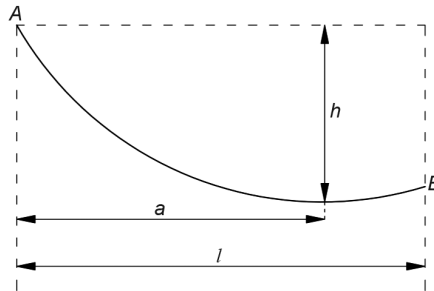
Po podstawieniu wzoru (2.64) do wzoru (2.62) otrzymujemy wzór na obliczenie maksymalnego zwis przewodu:

$$f_{\max} = \frac{pl^2}{8T_{xa}} + \frac{T_{xa}h^2}{2pl^2} + \frac{h}{2} = 0 \quad (2.65)$$

W przypadku różnicy zawieszenia przewodów rozróżnia się trzy możliwe przypadki rozmieszczenia dolnego punktu przewodu w przęśle.

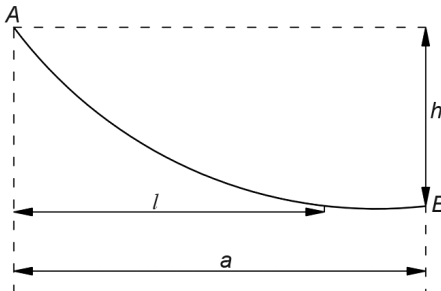
1. Najniższy punkt przewodu znajduje się w granicach przęsła, czyli: $a < l$.

Zgodnie ze wzorem (2.64) taki przypadek wystąpi, gdy: $T_{xa} < \frac{pl^2}{2h}$.

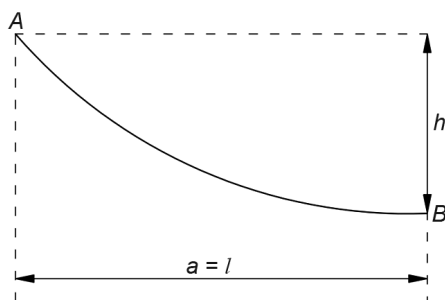


2. Najniższy punkt przewodu znajduje się poza przęsłem, co oznacza że: $a > l$.

Taki przypadek występuje, gdy: $T_{xa} > \frac{pl^2}{2h}$.



3. Najniższy punkt przewodu albo punkt zwisu przewodu znajduje się w punkcie B przymocowania przewodu. Taki przypadek występuje, gdy: $T_{xa} + \frac{pl^2}{2h}$.



2.9. Obliczenia przewodów o różnych wysokościach zamocowania

Różne wysokości zamocowania końców przewodów w przęśle mogą być wymuszane przez nierówność profilu trasy linii bądź różne wysokości słupów, np. przy skrzyżowaniu z linią kolejową czy doliną. Duża różnica punktów zawieszenia przewodów doprowadza do pojawienia się w punkcie niższym zamocowania przewodu naciągu pionowego działającego do góry. Taki rozkład sił może doprowadzić do podniesienia łańcuchów izolatorów albo nawet do oderwania izolatorów od słupa [15, 21].

Do obliczeń przewodów, których końce zawieszono są na różnych wysokościach, używane są dwie metody:

- przybliżona,
- dokładna.

Zasada obliczeń metodą przybliżoną opiera się na metodzie przęsła równoważnego. Może ona być stosowana wtedy, kiedy różnica wysokości punktów zawieszenia przewodów nie przekracza 15% długości przęsła.

Założono, że przewód z przęsłem o długości l przymocowany jest w punktach A i B , jak pokazano na rysunku 2.10. Różnice wysokości punktów zawieszenia przewodów oznaczymy przez h .

Zwisy f_1 i f_2 łatwo określić, jeśli znane są rozpiętości przęseł pozornych l_1 i l_2 zaznaczonych na rysunku 2.10. Pozorne przęsło l_1 , które nazywamy równoważnym, można łatwo określić, jeśli krzywą zwisu przewodu od punktu B poprowadzić do przecięcia z linią poziomą łączącą punkty A i A' .

Przęsło pozorne l_2 wyznaczamy, łącząc punkt B z punktem B' , który znajduje się na krzywej zwisu przewodu. Mając zwisy dla przęseł l_1 i l_2 , otrzymujemy równanie na h :

$$h = f_1 - f_2 \quad (2.66)$$

gdzie:

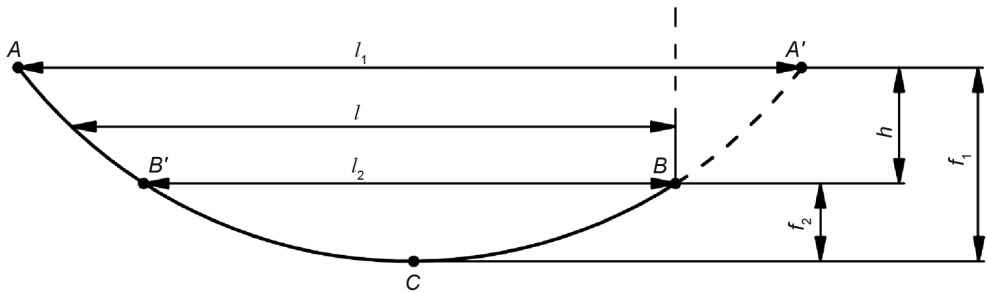
$$f_1 = \frac{p \cdot l_1^2}{8\sigma}, \quad f_2 = \frac{p \cdot l_2^2}{8\sigma} \quad \text{– zwis pierwszego i drugiego przęsła};$$

σ – naprężenie w przewodzie w jego najniższym punkcie [N/m · mm²];

p – właściwe obciążenie przewodu [N/m · mm²].

Po podstawieniu wzorów na f_1 i f_2 do równania (2.66) otrzymujemy:

$$h = f_1 - f_2 = \frac{p \cdot l_1^2}{8\sigma} - \frac{p \cdot l_2^2}{8\sigma} = \frac{p}{8\sigma} (l_1^2 - l_2^2) = \frac{p}{8\sigma} (l_1 - l_2)(l_1 + l_2), \quad (2.67)$$



Rys. 2.10. Parametry przęsła z różną wysokością zamocowania przewodu

Z rysunku 2.10 wynika, że:

$$l = \frac{l_1}{2} + \frac{l_2}{2} \quad (2.68)$$

lub:

$$l_1 + l_2 = 2l. \quad (2.69)$$

Podstawiając to do równania (2.67), otrzymujemy:

$$h = \frac{p}{8\sigma} 2 \cdot l \cdot (l_1 - l_2) = \frac{p}{4\sigma} \cdot l \cdot (l_1 - l_2) \quad (2.70)$$

stąd:

$$(l_1 - l_2) = \frac{4\sigma \cdot h}{p \cdot l}. \quad (2.71)$$

Ze wzoru (2.69) zapisujemy:

$$l_2 = 2l - l_1 \quad (2.72)$$

Po podstawieniu otrzymanej zależności na l_2 do wzoru (2.71) otrzymuje się:

$$(l_1 - 2l + l_1) = \frac{4\sigma \cdot h}{p \cdot l} \quad (2.73)$$

stąd wartość długości przęsła l_1 wynosi:

$$l_1 = l + \frac{2 \cdot \sigma \cdot h}{p \cdot l} \quad (2.74)$$

a długość drugiego przęsła:

$$l_2 = l - \frac{2 \cdot \sigma \cdot h}{p \cdot l} \quad (2.75)$$

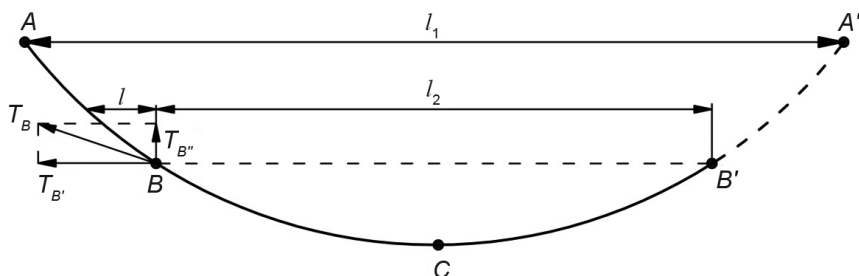
Dla znanych długości przęsła l_1 i l_2 określa się zwisy przewodu f_1 i f_2 . Kolejność obliczeń zwisów przewodów w przypadku różnych wysokości zawieszania ich końców jest następująca:

Na początku dla rzeczywistego przęsła l szukamy naprężenia σ dla warunków klimatycznych, w których przewiduje się pracę linii, stosując wzory:

$$l_1 = l + \frac{2 \cdot \sigma \cdot h}{p \cdot l}; \quad (2.76)$$

$$l_2 = l - \frac{2 \cdot \sigma \cdot h}{p \cdot l}. \quad (2.77)$$

Wyznaczywszy długości przęsła l_1 i l_2 , szukamy długości zwisów przewodów f_1 i f_2 .



Rys. 2.11. Siły rozciągające działające na przewód zamocowany na różnych wysokościach

Z analizy równania (2.77) wynika, że dla niektórych wartości oraz stosunków pomiędzy wielkościami σ , h , l i p długość przęsła może być teoretycznie ujemna, co oznacza, że niższy punkt podwieszania przewodu C znajduje się poza przęsłem rzeczywistym (rys. 2.11). W tym przypadku mamy do czynienia z działaniem pionowej składowej siły ciężenia w punkcie B przewodu skierowanej do góry, określonej wzorem:

$$T_B'' = p \cdot S \cdot \frac{l_2}{2} \quad (2.78)$$

W celu określenia, czy w danym przypadku może dojść do podniesienia łańcucha izolatorów lub zerwania izolatora stojącego, należy rozpatrzyć przęsło sąsiednie. W tym przypadku, jeśli składowa pionowa siły rozciągającej przewód przęsła sąsiedniego nie jest w stanie skompensować pionowej składowej danego przęsła, która jest skierowana i działa do góry, nastąpi podniesienie łańcuchów izolatorów do góry. Sposobem, który może zlikwidować to zjawisko, jest zmiana miejsca rozmieszczenia słupów. Jeśli to nie pomoże, to do łańcucha izolatorów należy dodać dodatkowe obciążenie albo postawić słup krańcowy. Podczas wstawiania słupów w dany profil trasy linii wszystkie wątpliwe miejsca ich ułożenia ulegają sprawdzeniu z wykorzystaniem szablonu minimalnego.

Pytania do samokontroli

1. Jaki jest cel obliczeń mechanicznych linii napowietrznych?
2. Jakie obciążenia występują w przewodach roboczych i odgromowych linii napowietrznych?
3. Jaką grubość oblodzenia na przewodach uwzględnia się podczas obliczeń mechanicznych?
4. Jak wyznacza się obciążenie właściwe od masy własnej przewodu?
5. Jak wyznacza się obciążenie właściwe od oblodzenia?
6. Jak wyznacza się obciążenie właściwe sumaryczne od masy przewodu i oblodzenia?
7. Jak skierowana jest siła działania: masy własnej przewodu, masy oblodzenia oraz masy sumarycznej?
8. Jak skierowana jest siła naporu wiatru na przewód linii napowietrznej?
9. Jaka różnica występuje pomiędzy obciążeniami właściwymi p_3 i p_5 ?
10. W którym miejscu występuje największe naprężenie w przewodzie linii napowietrznej?
11. Jak obliczyć wartość długości przęsła krytycznego linii napowietrznej?
12. Jakie warunki należy uwzględnić podczas określania maksymalnego zwisu przewodu linii napowietrznej?

ROZDZIAŁ 3

ZASADY OBLICZEŃ PRZEWODÓW STAŁOWO-ALUMINIOWYCH

3.1. Obliczenia mechaniczne przewodów jednolitych

Przewody jednolite (aluminiowe) używane są do budowy linii napowietrznych w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia i częściowo w sieciach średniego napięcia (do 30 kV), kiedy stosujemy przęsła krótkie, albo do budowy linek odgromowych z drutów stalowych. Zazwyczaj przekrój przewodów aluminiowych i linek stalowych nie przekracza 120 mm².

Obliczenia przewodów jednolitych oraz linek wykonuje się zgodnie z wymaganiami odpowiednich aktualnych norm państwowych. Podczas obliczeń przewodów i linek bierze się pod uwagę wymagania norm dla materiałów, z których są wykonane. Dla przewodów wielodrutowych i linek wyprodukowanych z tego samego materiału wszystkie właściwości fizykomechaniczne przyjmuje się takie same jak dla pojedynczych przewodów [1]. W przypadku braku danych otrzymanych w wyniku badań, można używać wartości podanych w tabelicy 3.1.

W przypadku obliczeń przewodów rurowych oraz innych konstrukcji specjalnych trzeba używać danych mechanicznych przewodu w całości otrzymanych w trakcie jego badań. Naprężenie dopuszczalne materiału, z którego wyprodukowany jest przewód lub linka $[\sigma]$, określa się na podstawie uwzględnienia wytrzymałości znamionowej na rozerwanie drutu i współczynnika zapasu wytrzymałości $[n]$ znamionowej przewodu:

$$\sigma = \frac{\sigma_n}{n} \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] = [\text{MPa}] \quad (3.1)$$

gdzie:

σ_n – dopuszczalna wytrzymałość maksymalna dla materiału drutu $[\text{N}/\text{mm}^2]$.

Właściwości fizykomechaniczne materiałów

Właściwości fizykomechaniczne przewodów	Materiał, z którego wyprodukowano przewód					
	Miedź twarda	Aluminium twarde	Materiał ze stali			
			Jednodrutowy przewód	Wielodrutowy przewód		
			$d > 2$ mm	$d \leq 2$ mm	W stalowo-aluminiowym przewodzie	
Wytrzymałość doraźna na rozrywanie, σ_T [MPa]	390	155	550	650	700	1200
Granica ciągliwości, [MPa]	280	110	200	400	500	850
Moduł sprężystości, E [MPa]	$13 \cdot 10^4$	$63 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^5$	$2 \cdot 10^5$	$2 \cdot 10^5$	$2 \cdot 10^5$
Współczynnik wydłużenia liniowego od naprężenia β [MPa ⁻¹]	$80 \cdot 10^{-7}$	$17 \cdot 10^{-7}$	$50 \cdot 10^{-7}$	$50 \cdot 10^{-7}$	$50 \cdot 10^{-7}$	$50 \cdot 10^{-7}$
Współczynnik wydłużenia liniowego od temperatury, α [K ⁻¹]	$17 \cdot 10^{-6}$	$23 \cdot 10^{-6}$	$12 \cdot 10^{-6}$	$12 \cdot 10^{-6}$	$12 \cdot 10^{-6}$	$12 \cdot 10^{-6}$
Ciężar właściwy [Mg/m ³]	8,9	2,7	7,85	7,85	7,85	7,85

Określone w taki sposób naprężenie materiału odnosi się do najniższego punktu przewodu odgromowego lub przewodu roboczego. W przewodach odgromowych i roboczych kombinowanych, zwiniętych z różnych metali, współczynnik zapasu wytrzymałości (n) powinien być przyjęty dla materiału o najmniejszej wytrzymałości mechanicznej.

Wartość współczynnika zapasu wytrzymałości dobiera się na podstawie poniższych wymagań.

W przypadku gdy linia napowietrzna jest prowadzona przez miejscowość zamieszkałą oraz przy skrzyżowaniach z różnymi obiektami, należy stosować zmniejszone naprężenia ze znamionowym współczynnikiem zapasu wytrzymałości 2,5 dla:

- przewodu aluminiowego wielodrutowego o przekroju 120 mm²;
- przewodu stalowego o przekroju 25 mm²;
- dla wszystkich rejonów klimatycznych.

W rejonach zamieszkałych oraz wszystkich pozostałych współczynnik ten jest równy 2. Dla przewodów roboczych i odgromowych jednodrutowych współczynnik ten wynosi 2,5.

W przypadku dużych pręseł oraz gdy mamy do czynienia z dużymi różnicami wysokości punktów mocowania przewodów roboczych i odgromowych na słupach, należy sprawdzić przewody pod kątem zapasu wytrzymałości w punktach zamocowań. Dopuszcza się obniżenie wartości współczynnika zapasu wytrzymałości o 10% w odniesieniu do wyników obliczeń zamieszczonych w projekcie.

Obliczenia wartości sił działających na przewód, naprężenia w przewodzie pręśla i innych wielkości wykonuje się zgodnie z zasadami podanymi w rozdziale 2.

3.2. Obliczenia mechaniczne przewodów stalowo-aluminiowych

Do obliczeń przewodów stalowo-aluminiowych używa się tych samych wzorów co do obliczania przewodów jednolitych, jednak w przypadku przewodów niejednolitych uwzględniamy dodatkowe naprężenie zastępcze σ_z oraz współczynniki α i β , które są stosowane dla całego przewodu [4].

W przewodzie stalowo-aluminiowym, po doprowadzeniu do niego siły rozciągającej rozłożonej równomiernie wzdłuż przewodu, część stalowa i aluminiowa mają jednakowe wydłużenie ze względu na to, iż stanowią jeden wspólny przewód. Jednak w przypadku działania wspólnej siły w części stalowej i aluminiowej powstają różne naprężenia ze względu na różne wartości modułu sprężystości postaciowej (moduł Younga) dla aluminium i stali.

Naprężenie w części aluminiowej przewodu równe jest stosunkowi siły T_a rozciągającej aluminium do przekroju części aluminiowej S_a , czyli:

$$\sigma_a = \frac{T_a}{S_a} \quad (3.2)$$

Natomiast naprężenie w części stalowej przewodu określa się analogicznie przez siłę rozciągania T_{st} przewodu podzieloną przez przekrój części stalowej S_{st} tego przewodu:

$$\sigma_{st} = \frac{T_{st}}{S_{st}} \quad (3.3)$$

Naprężenie zastępcze przewodu stalowo-aluminiowego σ_z określa się jako stosunek siły T działającej na cały przewód do powierzchni przekroju tego przewodu S , to jest:

$$\sigma_z = \frac{T}{S} \quad (3.4)$$

przy czym siła T jest równa sumie sił doprowadzanych do części aluminiowej i części stalowej przewodu, a więc:

$$T = T_a + T_{st} \quad (3.5)$$

Zgodnie z prawem Hooke'a wydłużenie względne Δl można zapisać w postaci:

$$\Delta l = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_{st}}{E_{st}} = \frac{\sigma}{E} \quad (3.6)$$

gdzie:

E_a, E_{st}, E – moduł sprężystości aluminium, stali i całego przewodu.

Z równania (3.6) otrzymuje się następujące zależności:

$$\sigma_a = \Delta l \cdot E_a \quad (3.7a)$$

$$\sigma_{st} = \Delta l \cdot E_{st} \quad (3.7b)$$

$$\sigma_z = \Delta l \cdot E \quad (3.7c)$$

Oznacza to, że naprężenia w części aluminiowej i stalowej dzielą się proporcjonalnie do wartości modułu sprężystości. Przykładowo, moduł sprężystości stali $E_{st} = 200\,000$ [N/m²], a aluminium $E_a = 63\,000$ [N/m²], wskutek tego naprężenie w części stalowej przewodu będzie w przybliżeniu trzykrotnie większe niż w części aluminiowej.

Jeśli do przewodu o zadanym przekroju S doprowadzona jest znana siła P , to z pomocą znanego naprężenia zastępczego można wyprowadzić wzór na wartość naprężenia w części aluminiowej σ_a i w części stalowej σ_{st} .

Z ilorazu:

$$\Delta l = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_{st}}{E_{st}} = \frac{\sigma_z}{E} \quad (3.8)$$

wynika, że:

$$\sigma_z = \sigma_a \frac{E}{E_a} \quad (3.9)$$

lub:

$$\sigma_a = \sigma_z \frac{E_a}{E} \quad (3.10)$$

Postępując analogicznie i korzystając ze wzoru (3.8):

$$\frac{\sigma_{st}}{E_{st}} = \frac{\sigma_z}{E} \quad (3.11)$$

uzyskuje się zależność:

$$\sigma_z = \sigma_{st} \frac{E}{E_{st}} \quad (3.12)$$

lub:

$$\sigma_{st} = \sigma_z \frac{E_{st}}{E} \quad (3.13)$$

gdzie:

σ_a – naprężenie w części aluminiowej,

σ_{st} – naprężenie w części stalowej,

σ_z – naprężenie zastępcze.

3.2.1. Podział sił pomiędzy częścią aluminiową i stalową przewodu

Do wyznaczenia podziału sił pomiędzy częściami aluminiową i stalową wykorzystane zostaną wzory (3.2) i (3.3) na naprężenia σ_a i σ_{st} , podane w postaci: $\sigma_a = \frac{T_a}{S_a}$;

$\sigma_{st} = \frac{T_{st}}{S_{st}}$. Po podstawieniu ich do relacji $\frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_{st}}{E_{st}}$ otrzymuje się zależność:

$$\frac{T_a}{E_a S_a} = \frac{T_{st}}{E_{st} S_{st}} \quad (3.14)$$

Wiadomo, że $T = T_a + T_{st}$, stąd $T_a = T - T_{st}$. Po wstawieniu tej wielkości do wzoru (3.14) otrzymujemy:

$$\frac{T - T_{st}}{E_a S_a} = \frac{T_{st}}{E_{st} S_{st}}, \quad (3.15)$$

i dalej:

$$\frac{T}{E_a S_a} = T_{st} \left(\frac{1}{E_{st} S_{st}} + \frac{1}{E_a S_a} \right) = T_{st} \left(\frac{E_a S_a + E_{st} S_{st}}{E_{st} S_{st} \cdot E_a S_a} \right) \quad (3.16)$$

Rozwiązując równanie (3.16) względem wielkości T_{st} , otrzymuje się wzór służący do określenia siły naciągu działającej na część stalową przewodu:

$$T_{st} = \frac{E_{st} S_{st}}{E_{st} S_{st} + E_a S_a} \cdot T \quad (3.17)$$

Jeśli wyrazić $t_{st} = T - T_a$ i podstawić do wzoru (3.14), otrzymuje się:

$$\frac{T_a}{E_a S_a} = \frac{T - T_a}{E_{st} S_{st}} \quad (3.18)$$

a stąd:

$$T_a = \frac{E_a S_a}{E_{st} S_{st} + E_a S_a} \cdot T \quad (3.19)$$

Jeśli podzieli się wyrażenia (3.17) i (3.19) przez S_{st} i oznaczy się iloraz przekrojów części aluminiowej do części stalowej przez $k = \frac{S_a}{S_{st}}$, otrzyma się:

$$\left. \begin{aligned} T_{st} &= \frac{E_{st}}{E_{st} + k E_a} \cdot T \\ T_a &= \frac{k \cdot E_{st}}{E_{st} + k \cdot E_a} \cdot T \end{aligned} \right\} \quad (3.20)$$

Wynika stąd, że znając wartość siły rozciągania przewodu T oraz konstrukcję przewodu, można określić wartości sił rozciągania części aluminiowej i stalowej przewodu ALF. Wartości E_a i E_{st} zawsze są dostępne z literatury technicznej dla tych materiałów.

Na podstawie wzorów (3.2), (3.3), (3.4) i (3.5) uzyskuje się relacje: $\sigma_a = \frac{T_a}{S_a}$, $\sigma_{st} = \frac{T_{st}}{S_{st}}$, $\sigma_z = \frac{T}{S}$, $T = T_a + T_{st}$, a stąd:

$$\sigma_z \cdot S = \sigma_a \cdot S_a + \sigma_{st} \cdot S_{st} \quad (3.21)$$

Po podstawieniu do wzoru (3.21) wzorów na wartości σ_a (3.7a), σ_{st} (3.7b) i σ_z (3.7c) otrzymuje się równanie:

$$\Delta l \cdot E \cdot S = \Delta l \cdot E_a \cdot S_a + \Delta l \cdot E_{st} \cdot S_{st} \quad (3.22)$$

gdzie:

S, S_a, S_{st} – wartości przekrojów odpowiednio całego przewodu, jego części aluminiowej i stalowej.

Po podzieleniu równania (3.22) przez Δl otrzymuje się wzór:

$$E \cdot S = E_a \cdot S_a + E_{st} \cdot S_{st} \quad (3.23)$$

Ze wzoru (3.23) otrzymuje się moduł sprężystości dla całego przewodu:

$$E = \frac{E_{st} S_{st} + E_a S_a}{S} = \frac{E_{st} S_{st} + E_a S_a}{S_a + S_{st}} \quad (3.24)$$

Jeśli w otrzymanym wzorze wprowadzimy stosunek przekrojów $k = \frac{S_a}{S_{st}}$, to dla modułu sprężystości postaciowej otrzymuje się wzór:

$$E = \frac{E_{st} + k \cdot E_a}{k + 1} \quad (3.25)$$

Wartością odwrotną do modułu sprężystości postaciowej E jest współczynnik naprężenia przewodu:

$$\beta = \frac{1}{E} = \frac{1 + k}{k E_a + E_{st}} \quad (3.26)$$

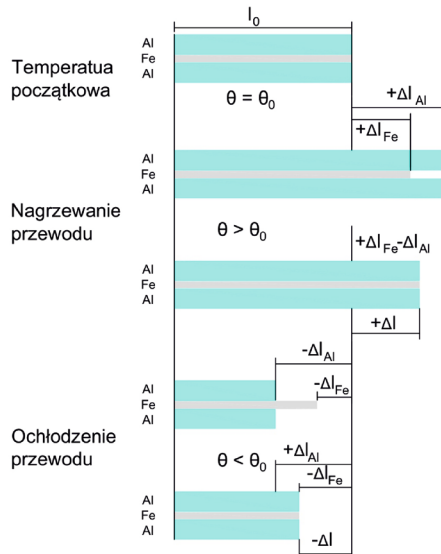
gdzie:

β – współczynnik naprężenia przewodu wyrażony w jednostkach $[m^2/N] = [MPa^{-1}]$.

3.2.2. Współczynnik temperaturowy liniowego rozszerzania przewodu stalowo-aluminiowego

W trakcie obliczeń mechanicznych przewodów zakłada się, że przewody stalowo-aluminiowe produkowane są w środowisku o temperaturze początkowej $\theta_0 = 15^\circ\text{C}$, to jest temperaturze bliskiej średniej temperaturze powietrza w pomieszczeniach zakładu. Przy produkowaniu przewodów druty stalowe i aluminiowe nakładane są swobodnie jeden na drugi, przy czym długości drutów aluminiowych i stalowych dobiera się tak, aby były jednakowe.

Przyjmijmy, że przewód stalowo-aluminiowy, który ma temperaturę początkową θ_p , został nagrzany do temperatury θ [1].



Rys. 3.1. Działanie sił w przewodzie AFL i wydłużeń podczas zmiany temperatury

Jeśli część aluminiowa i część stalowa przewodu nie byłyby dokładnie skręcone, wówczas wskutek efektu temperaturowego rozszerzenia liniowego długość części aluminiowej zwiększa się praktycznie dwukrotnie w porównaniu z częścią stalową. Wydłużenie części aluminiowej o $+\Delta l_a$ byłoby proporcjonalne do początkowej długości l przewodu i różnicy temperatur $\theta - \theta_p$, czyli:

$$+\Delta l_a = \alpha_a l \cdot (\theta - \theta_p) \quad (3.27)$$

a części stalowej odpowiednio:

$$+\Delta l_{st} = \alpha_{st} l \cdot (\theta - \theta_p) \quad (3.28)$$

W przypadku gdy części stalowa i aluminiowa przewodu stanowią całość, to pod wpływem zmian temperatury wydłużenie obydwóch części jest jednakowe, równe $+\Delta l$. W rzeczywistości wydłużenie części aluminiowej będzie mniejsze o $-\Delta l'_a$, a w części stalowej większe o $+\Delta l'_{st}$. W tym przypadku w części stalowej odbywa się rozciąganie dodatkową siłą $+\Delta T'_{st}$, a w części aluminiowej występuje siła ściskająca $-T'_a$. Wskutek podwyższenia temperatury przewodu stalowo-aluminiowego AFL następuje wydłużenie o $+\Delta l$, które jest mniejsze od $+\Delta l_a$, ale większe od $+\Delta l_{st}$, stąd:

$$+\Delta l_a > +\Delta l > +\Delta l_{st} \quad (3.29)$$

W przypadku obniżenia temperatury obserwuje się zjawisko odwrotne, to znaczy, że część stalowa przewodu będzie ściskana o $-\Delta l_{st}$, a część aluminiowa rozciągnięta o $+\Delta l_a$.

Omówione zjawisko, które ma miejsce podczas zmiany temperatury, pokazuje, że współczynnik temperaturowego rozszerzenia liniowego całego przewodu (α) jest mniejszy od α_a i większy od α_{st} , czyli:

$$\alpha_a > \alpha > \alpha_{st} \quad (3.30)$$

Dla całego przewodu stalowo-aluminiowego można zapisać relację:

$$+\Delta l = \alpha \cdot l(\theta - \theta_p). \quad (3.31)$$

Współczynnik temperaturowej zmiany długości α określa się w następujący sposób. Z jednej strony mamy do czynienia ze skróceniem:

$$\Delta l'_a = (\Delta l_a - \Delta l), \quad (3.32)$$

które po podstawieniu do niego (3.32) wartości (3.33) i (3.34):

$$\Delta l_a = \alpha_a l(\theta - \theta_p) \quad (3.33)$$

i

$$+\Delta l = \alpha \cdot l(\theta - \theta_p) \quad (3.34)$$

przyjmuje postać:

$$\Delta l'_a = -\alpha_a \cdot l(\theta - \theta_p) + \alpha \cdot l(\theta - \theta_p) \quad (3.35)$$

Stąd po przegrupowaniu otrzymuje się ostatecznie:

$$\Delta l'_a = -(\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta - \theta_p) \cdot l \quad (3.36)$$

Z drugiej strony $\Delta l'_a$ jest wartością otrzymaną na skutek ściskania części aluminiowej zgodnie z prawem Hooke'a:

$$\Delta l'_a = \frac{T'_a \cdot l}{E_a \cdot S_a} \quad (3.37)$$

Porównując wyrażenie (3.36) i (3.37), otrzymuje się:

$$\frac{T'_a l}{E_a \cdot S_a} = -(\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta - \theta_p) \cdot l \quad (3.38)$$

stąd:

$$T'_a = -(\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta - \theta_p) \cdot E_a \cdot S_a = (\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_a \cdot S_a, \quad (3.39)$$

lub siłę działającą na część aluminiową w postaci:

$$T'_a = (\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_a \cdot S_a \quad (3.40)$$

Analogicznie zapisuje się wzór na wartość siły doprowadzonej do części stalowej w przypadku wydłużenia jej o $\Delta l'_{st}$:

$$T'_{st} = (\alpha_{st} - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_{st} \cdot S_{st} \quad (3.41)$$

W stanie statycznym siły rozciągania i siły ściskania we wnętrzu przewodu kompensują się, ponieważ:

$$T'_a + T'_{st} = 0 \quad (3.42)$$

Po podstawieniu do równania (3.42) wartości T'_a i T'_{st} otrzymuje się zależność:

$$(\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_a \cdot S_a = -(\alpha_{st} - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_{st} \cdot S_{st} \quad (3.43)$$

Po przekształceniu równania (3.43) współczynnik α przedstawia wzór:

$$\alpha = \frac{\alpha_{st} E_{st} S_{st} + \alpha_a E_a S_a}{E_{st} S_{st} + E_a S_a} \quad (3.44)$$

Dzieląc równanie (3.44) przez S_{st} i wprowadzając współczynnik $k = \frac{S_a}{S_{st}}$, uzyskuje się zależność:

$$\alpha = \frac{\alpha_{st} E_{st} + k \alpha_a E_a}{E_{st} + k E_a} \quad (3.45)$$

Wzór (3.45) pozwala wyznaczyć współczynnik temperaturowy wydłużenia całego przewodu.

3.2.3. Naprężenie w przewodzie AFL w zależności od zmiany temperatury – rzeczywiste naprężenie w części aluminiowej i stalowej przewodu

Równania opisujące siły rozciągające część aluminiową i część stalową przewodu podczas zmiany temperatury:

$$T'_a (\alpha_a - \alpha) (\theta_p - \theta) E_a \cdot S_a \quad (3.46a)$$

$$T'_{st} (\alpha_{st} - \alpha) (\theta_p - \theta) E_{st} \cdot S_{st} \quad (3.46b)$$

Po podzieleniu pierwszego równania przez S_a , a drugiego przez S_{st} uzyskuje się zależności:

$$\frac{T'_a}{S_a} = \sigma_{a\theta} = (\alpha_a - \alpha) (\theta_p - \theta) E_a \quad (3.47a)$$

$$\frac{T'_{st}}{S_{st}} = \sigma_{st\theta} = (\alpha_{st} - \alpha) (\theta_p - \theta) E_{st} \quad (3.47b)$$

gdzie symbol θ wprowadzony został do oznaczenia naprężeń pochodzących od zmiany temperatury.

Wartości dodatnie $\sigma_{a\theta}$ i $\sigma_{st\theta}$ odpowiadają rozciąganiu przewodu, a wartości ujemne tych wielkości odpowiadają ścisaniu danej części przewodu. Jeżeli temperatura $\theta = \theta_p$ odpowiadająca warunkom środowiska otaczającego przewód jest równa temperaturze jego produkcji, to w tym przypadku naprężenie pochodzące od zmiany temperatury równa się zero.

Podczas eksploatacji przewodów AFL siła rozciągania i temperatura oddziałują jednocześnie na część stalową i aluminiową. Powstałe naprężenia rzeczywiste można wyrazić jako sumę naprężeń pochodzących od siły rozciągającej i od zmian temperatury:

$$\sigma_a = \sigma_{aT} + \sigma_{a\theta} \quad (3.48a)$$

$$\sigma_{st} = \sigma_{stT} + \sigma_{st\theta} \quad (3.48b)$$

gdzie:

$\sigma_{aT}, \sigma_{a\theta}$ – naprężenia pochodzące od siły rozciągającej i zmiany temperatury dla części aluminiowej;

$\sigma_{stT}, \sigma_{st\theta}$ – naprężenia pochodzące od siły rozciągającej i zmiany temperatury dla części stalowej przewodu stalowo-aluminiowego.

3.2.4. Przesło krytyczne z przewodem stalowo-aluminiowym z uwzględnieniem tylko wpływu temperatury

Obliczenia i analiza stanów pracy mechanicznych linii napowietrznej pokazują, że jeśli naprężenie części aluminiowej przewodu osiąga wartość naprężenia dopuszczalnego, to naprężenie w części stalowej ma wartość mniejszą od dopuszczalnej [3, 14].

Z tego powodu obliczenia mechaniczne przewodów stalowo-aluminiowych przeprowadza się dla części aluminiowej (niższe wskaźniki mechaniczne niż dla części stalowej). Uwzględnia się to w taki sposób, że przy określaniu naprężeń zastępczych uzyskuje się informacje o wartości naprężenia dopuszczalnego części aluminiowej przewodu.

Stosując wzór do określenia przesła krytycznego dla przewodów stalowo-aluminiowych, trzeba wprowadzać do wzoru naprężenie zastępcze. Jednak rzeczywiste naprężenia nie powinny przekraczać w części aluminiowej i stalowej maksymalnej dopuszczalnej wartości w przypadku największego dodatkowego obciążenia i najniższej temperatury.

Jednak nie wolno zapomnieć, że w przewodzie stalowo-aluminiowym naprężenia w części aluminiowej i części stalowej pochodzą ze składowych od siły rozciągającej i zmian temperatury – wzory (3.48a) i (3.48b).

Ze wzoru (3.48a) dla części aluminiowej w tym przypadku wynika:

$$\sigma_a = \sigma_{a\max} = \sigma_{aT} + \sigma_{a\theta} \quad (3.49)$$

skąd:

$$\sigma_{aT} = \sigma_{a\max} - \sigma_{a\theta} \quad (3.50)$$

gdzie:

σ_a – naprężenie części aluminiowej,

$\sigma_{a\max}$ – maksymalna wartość naprężenia części aluminiowej.

Jeśli zauważymy, że:

$$\sigma_{a\theta} = (\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_a \quad (3.51)$$

to wzór (3.50) można zapisać w postaci:

$$\sigma_a = \sigma_{aT} \frac{E}{E_a} \quad (3.52)$$

Po podstawieniu do wzoru (3.52) wyrażenia na wartość naprężenia umyślnego otrzymuje się:

$$\sigma_f = \sigma_{aT} \frac{E}{E_a} = \left[\sigma_{a\max} - (\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta) \cdot E_a \right] \frac{E}{E_a} \quad (3.53)$$

stąd naprężenie umyślane dla przypadków, kiedy występuje:

- największe obciążenie dodatkowe dla $\theta_m = -5^\circ\text{C}$

$$\sigma_{fm} = \left[\sigma_{a\max} - (\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta_m) \cdot E_a \right] \frac{E}{E_a} \quad (3.54)$$

- bardzo niska wartość temperatury ($\theta_n = -40^\circ\text{C}$)

$$\sigma_{fn} = \left[\sigma_{a\max} - (\alpha_a - \alpha) \cdot (\theta_p - \theta_n) \cdot E_a \right] \frac{E}{E_a} \quad (3.55)$$

Po podstawieniu wzoru (3.55) do równania stanu przewodu – wzór (2.38) – uzyskuje się zapis:

$$\sigma_{fn} - \frac{l_{kr}^2 p_p^2}{24\beta \cdot \sigma_{fp}^2} = \sigma_{fm} - \frac{l_{kr}^2 p_m^2}{24\beta \cdot \sigma_{\theta m}^2} - \frac{\alpha}{\beta} \cdot (\theta_p - \theta_m) \quad (3.56)$$

i po uporządkowaniu:

$$\frac{l_{kr}^2}{24\beta} \cdot \left(\frac{p_m^2}{\sigma_{fm}^2} - \frac{p_p^2}{\sigma_{fn}^2} \right) = \sigma_{fm} - \sigma_{fp} + \frac{\alpha}{\beta} \cdot (\theta_m - \theta_p) \quad (3.57)$$

gdzie:

l_{kr} – długość pręśla krytycznego,

p_m – obciążenie właściwe maksymalne.

Na podstawie zależności (3.57) otrzymuje się wzór na określenie długości pręśla krytycznego w postaci:

$$l_{kr} = \sqrt{\frac{24\beta \left[\sigma_{fm} - \sigma_{fp} + \frac{\alpha}{\beta} (\theta_m - \theta_p) \right]}{\left(\frac{p_m}{\sigma_f} \right)^2 - \left(\frac{p_p}{\sigma_{fp}} \right)^2}} \quad (3.58)$$

Po podstawieniu do licznika ułamka pod pierwiastkiem wartości σ_{fm} i σ_{fp} (wzory (3.54) i (3.55)), a następnie po przekształceniu wzoru (3.58) otrzymujemy:

$$\begin{aligned}
 & 24\beta \left[\sigma_{amax} \frac{E}{E_a} - (\alpha_a - \alpha)(\theta_p - \theta_m)E - \sigma_{amax} \frac{E}{E_a} - (\alpha_p - \alpha)(\theta_p - \theta_{pn})E + \frac{\alpha}{\beta} \cdot (\theta_m - \theta_p) \right] = \\
 & = 24\beta \left[-(\alpha_a - \alpha)(\theta_p - \theta_m) \frac{1}{\beta} + (\alpha_p - \alpha)(\theta_p - \theta_{pn}) \frac{1}{\beta} + \frac{\alpha}{\beta} \cdot (\theta_m - \theta_p) \right] = \\
 & = 24 \left[(\alpha_a - \alpha)(-\theta_p - \theta_m + \theta_p - \theta_{pn}) + \alpha(\theta_p - \theta_{pn}) \right] = \\
 & = 24 \left[(\theta_m + \theta_p) + (\alpha_a + \alpha - \alpha) = 24\alpha_a(\theta_p - \theta_{pn}) \right]. \tag{3.59}
 \end{aligned}$$

Po uwzględnieniu wzoru (3.59) wartość krytyczną długości przewodu w przęśle można obliczyć zgodnie ze wzorem:

$$l_{kr} = \sqrt{\frac{24\beta(\theta_m - \theta_p)}{\left(\frac{P_m}{\sigma_f}\right)^2 - \left(\frac{P_p}{\sigma_{fp}}\right)^2}} \tag{3.60}$$

Wzór stosuje się we wszystkich obliczeniach praktycznych długości przęśla krytycznego przewodów stalowo-aluminiowych linii napowietrznych.

3.3. Przykłady rozwiązań zadań na obliczanie przewodów

Przykład 3.3.1.

Określić obciążenie właściwe dla przewodu stalowo-aluminiowego o przekroju 150 mm², który zamierzamy zastosować w miejscowości z warunkami klimatycznymi odpowiadającymi II rejonowi. Parametry atmosferyczne w danej miejscowości są następujące:

Temperatura maksymalna wynosi $\theta_{max} = +40^\circ\text{C}$, a temperatura minimalna $\theta_{min} = -40^\circ\text{C}$. Największa prędkość wiatru wynosi 25 m/s. Wartość znamionowa przekroju przewodu równa się $150 + 27 = 177 \text{ mm}^2$, a jego średnica wynosi 17 mm.

Rozwiązanie:

Masa 1 km przewodu stalowo-aluminiowego wynosi $m = 623 \text{ kg}$. Obciążenia właściwe dla przewodu stalowo-aluminiowego określimy zgodnie ze wzorem (2.1):

$$p_1 = g \cdot \frac{m}{1000S} = 9,81 \cdot \frac{623}{1000 \cdot 177} = 0,0345 \text{ MPa/m} = 0,0345 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe pochodzące od oblodzenia o grubości 10 mm wynosi zgodnie ze wzorem (2.7):

$$p_2 = 0,00283g \frac{b(d+b)}{S} = 0,00283 \cdot 9,81 \cdot \frac{10(17+10)}{177} = 0,0422 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe pochodzące od masy własnej przewodu i oblodzenia o grubości 10 mm wynosi (wzór (2.8)):

$$p_3 = p_1 + p_2 = 0,0345 + 0,0422 = 0,0767 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe dla przewodu stalowo-aluminiowego o przekroju $S = 150 \text{ mm}^2$ swobodnego od wpływu wiatru określamy zgodnie ze wzorem (2.15):

$$p_4 = \frac{0,0625g \cdot \alpha \cdot C_x v^2 d}{1000S} = \frac{0,0625 \cdot 9,81 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 25^2 \cdot 17 \cdot 10^{-3}}{1000 \cdot 177 \cdot 10^{-6}} = 0,0376 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Dla prędkości wiatru ponad 20 m/s współczynnik nierównomierności $\alpha = 0,85$. Dla przewodu o średnicy 15,3 mm wartość współczynnika aerodynamicznego $C_x = 1,2$.

Obciążenie właściwe od masy własnej bez oblodzenia i od wpływu wiatru o prędkości 25 m/s równa się (wzór (2.17)):

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} = \sqrt{0,0345^2 + 0,0376^2} = 0,0576 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Podczas montażu prędkość wiatru $v = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ m/s}$.

W przypadku prędkości wiatru 10 m/s (podczas montażu) obciążenie właściwe równa się:

$$p'_4 = \frac{0,0625g \cdot \alpha \cdot C_x v^2 d}{1000S} = \frac{0,0625 \cdot 9,81 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot 10^2 \cdot 17 \cdot 10^{-3}}{1000 \cdot 177 \cdot 10^{-6}} = 0,00706 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Dla prędkości wiatru do 20 m/s współczynnik nierównomierności wynosi $\alpha = 1,0$.

Obciążenie właściwe pochodzące od masy własnej przewodu bez oblodzenia i od wpływu wiatru o prędkości 10 m/s równa się:

$$p'_6 = \sqrt{p_1^2 + (p'_4)^2} = \sqrt{0,0345^2 + 0,00706^2} = 0,0352 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

W przypadku prędkości wiatru 12,5 m/s i przewodów pokrytych oblodzeniem, obciążenie właściwe równa się (wzór (2.16)):

$$p_5 = \frac{0,0625 \cdot \alpha \cdot C_x v^2 d}{1000S} = \frac{0,0625 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot 12,5^2 \cdot (17+20)}{1000 \cdot 177} = 0,024 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe pochodzące od masy własnej przewodu z oblodzeniem i od wpływu wiatru o prędkości 12,5 m/s równa się:

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + (p_5)^2} = \sqrt{0,0767^2 + 0,024^2} = 0,0804 \text{ N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$$

Przykład 3.3.2.

Określić zwis przewodu stalowo-aluminiowego o przekroju 300 mm² i o długości w przęśle 400 m.

Rozwiązanie.

Z tablic pobieramy masę 1 km przewodu, która wynosi $m = 1258$ kg. Określamy obciążenie właściwe przewodu:

$$p_1 = \frac{m \cdot g}{1000 \cdot S} \approx \frac{1258 \cdot 10}{1000 \cdot 300} = 0,042 \text{ N}/\text{m} \cdot \text{mm}^2$$

Graniczne dopuszczalne naprężenie przewodu stalowo-aluminiowego o przekroju 300 mm² przyjmujemy $\sigma_0 = 95$ N/mm². Zwis przewodu w przęśle obliczamy ze wzoru (2.23):

$$f = \frac{p_1 l^2}{8\sigma_0} = \frac{0,042 \cdot 400^2}{8 \cdot 95} = 8,84 \text{ m}$$

Obliczamy długość przewodu w przęśle:

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l} = 400 + \frac{8 \cdot 8,84^2}{3 \cdot 400} = 400,52 \text{ m}$$

Zauważmy, że długość przewodu jest o 0,52 m większa od długości przęsła dla zwisu równego 8,7 m.

Przykład 3.3.3.

Linia napowietrzna 110 kV podwieszona jest na słupach drewnianych. Przewody stalowo-aluminiowe o przekroju 120 mm² rozmieszczone są pionowo, a długość przęsła wynosi 210 m. Linia będzie zbudowana w miejscowości zamieszkałej z warunkami klimatycznymi odpowiadającymi rejonowi II. Zakładamy warunki klimatyczne dla danego rejonu: temperatura maksymalna wynosi $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$, temperatura minimalna wynosi $\theta_{\min} = -40^\circ\text{C}$. Maksymalna prędkość wiatru w przypadku przewodów wolnych od oblodzenia wynosi $v_{\max} = 25$ m/s, a przy całych przewodach pokrytych oblodzeniem $v = 0,5v_{\max} = 12,5$ m/s. Grubość ścianki oblodzenia $b = 10$ mm, a masa właściwa oblodzenia wynosi $\gamma = 0,9$ t/m³. Temperatura powietrza podczas występowania oblodzenia $\theta = -5^\circ\text{C}$.

Wykonać obliczenia mechaniczne przewodów linii napowietrznej. Obliczyć zwis maksymalny oraz wartość krytyczną pręęsła.

Obciążenie właściwe dla przewodu stalowo-aluminiowego o przekroju 120 mm², którego masa wynosi 504 kg, określamy zgodnie ze wzorem (2.1):

$$p_1 = \frac{g \cdot m}{1000 \cdot S} = \frac{5040}{1000 \cdot 142} = 0,0355 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe pochodzące od oblodzenia w przypadku jego grubości 10 mm wynosi (wzór (2.7)):

$$p_2 = 0,00283 \cdot 9,81 \frac{b(d+b)}{S} = 0,00283 \cdot 9,81 \frac{10(15,3+10)}{142} = 0,049 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe od masy własnej przewodu i oblodzenia w przypadku jego grubości 10 mm wynosi:

$$p_3 = p_1 + p_2 = 0,0355 + 0,049 = 0,0845 \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

Obciążenie właściwe dla przewodu stalowo-aluminiowego 120 mm² wolnego od oblodzenia określamy zgodnie ze wzorem:

$$p_4 = \frac{0,0625g \cdot \alpha \cdot C_x v^2 d}{1000S} = \frac{0,625 \cdot 9,81 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 25^2 \cdot 15,3}{1000 \cdot 142} = 0,124 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Dla pręękości wiatru równej ponad 20 m/s współczynnik nierównomierności $\alpha = 0,85$. Dla przewodu o średnicy 15,3 mm wartość współczynnika aerodynamicznego $C_x = 1,2$.

Obciążenie właściwe od masy własnej bez oblodzenia i od wpływu wiatru o pręękości 25 m/s równa się:

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} = \sqrt{0,0355^2 + 0,124^2} = 0,129 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Niech podczas montażu pręękość wiatru wynosi $v = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ m/s}$.

W takim przypadku obciążenie właściwe równa się:

$$p'_4 = \frac{0,0625g \cdot \alpha \cdot C_x v^2 d}{1000S} = \frac{0,0625 \cdot 9,81 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot 10^2 \cdot 15,3}{1000 \cdot 142} = 0,002 \text{ N/(m} \cdot \text{mm}^2)$$

Dla prędkości wiatru do 20 m/s współczynnik nierównomierności wynosi $\alpha = 1,0$.

Obciążenie właściwe od masy własnej przewodu bez oblodzenia i od wpływu wiatru o prędkości 10 m/s równa się:

$$p'_6 = \sqrt{p_1^2 + (p'_4)^2} = \sqrt{0,0355^2 + 0,002^2} = 0,0356 \text{ N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$$

W przypadku prędkości wiatru równej 12,5 m/s i przewodów pokrytych oblodzeniem obciążenie właściwe równa się:

$$p_5 = \frac{0,0625g \cdot \alpha \cdot C_x v^2 d}{1000S} = \frac{0,0625 \cdot 9,81 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot 12,5^2 \cdot (15,3 + 20)}{1000 \cdot 142} = 0,029 \text{ N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$$

Obciążenie właściwe od masy własnej przewodu z oblodzeniem i od wpływu wiatru o prędkości 12,5 m/s wynosi:

$$p_7 = \sqrt{p_1^2 + (p_5)^2} = \sqrt{0,0355^2 + 0,029^2} = 0,0458 \text{ N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$$

Doraźna wytrzymałość przewodów stalowo-aluminiowych zgodnie z tablicą 3.1 wynosi 1172 MPa. Współczynnik zapasu wytrzymałości dla naszej linii równa się 2,5, a dopuszczalne naprężenie wynosi:

$$\sigma_{\max} = [\sigma] = \frac{\sigma_T}{2,5} = \frac{1172}{2,5} = 468 \text{ MPa}.$$

Poszukamy, dla których z dwóch możliwych warunków, to jest: dla największego dodatkowego obciążenia albo dla najniższej temperatury, wystąpi największe naprężenie w przewodzie. W tym celu użyjemy równania na wartość krytyczną pręśła. Porównywanie obciążeń właściwych dla danych warunków wskazuje na to, że największa wartość obciążenia właściwego p_7 wystąpi w przypadku oblodzenia, wiatru o prędkości 12,5 m/s i temperatury $\theta = -5^\circ\text{C}$.

Po podstawieniu do wzoru (2.48) wartości:

$$\theta_m = -5^\circ\text{C}, \theta_p = -40^\circ\text{C}$$

$$p_m = p_7 = 0,0458 \text{ N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$$

$$p_p = p_1 = 0,0355 \text{ N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$$

Otrzymujemy ze wzoru (2.48):

$$l_{kr} = 468 \sqrt{\frac{24 \cdot 12 \cdot 10^{-6} [-5 - (-40)]}{0,0458^2 - 0,0355^2}} \approx 1623 \text{ m}$$

Pręśło krytyczne jest większe od zapotrzebowanego. Z tego powodu innych warunków nie będziemy rozpatrywać.

Teraz określimy naprężenie σ_{-40} materiału przewodu przy temperaturze -40°C bez oblodzenia i bez wiatru. W tym celu użyjemy równania stanu przewodu, do którego wprowadzimy indeksy odpowiadające warunkom obliczeniowym:

$$\sigma_3 - \frac{l^2 p_3^2}{24\beta\sigma_3^2} = \sigma_{\max} - \frac{l^2 p_7^2}{24\beta\sigma_{\max}^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\theta_3 - \theta_7)$$

Po wprowadzaniu do tego równania wartości odpowiednich parametrów otrzymamy:

$$\sigma_{-40} - \frac{210^2 0,0405^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} \sigma_{-40}^2} = 468 - \frac{210^2 0,0458^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} 468^2} - \frac{12 \cdot 10^{-6}}{50 \cdot 10^{-7}} (-40 - (-5));$$

$$\sigma_{-40}^3 - 380,5\sigma_{-40}^2 - 602792 = 0$$

Po rozwiązaniu danego równania otrzymujemy wartość $\sigma_{-40} = 384,7 \text{ MPa}$.

Teraz obliczamy zwis przewodu

$$f_3 = \frac{l^2 p_3}{8\sigma_{-40}} = \frac{210^2 0,0405}{8 \cdot 384,7} = 0,58 \text{ m}$$

Następnie obliczymy zwis przewodu dla przypadku oblodzenia bez wiatru przy temperaturze $\theta = -5^\circ\text{C}$.

Określimy naprężenie σ_3 materiału przewodu w przypadku oblodzenia bez wiatru. W tym celu użyjemy równania stanu przewodu, do którego wprowadzimy indeksy odpowiadające warunkom obliczeniowym:

$$\sigma_3 - \frac{l^2 p_3^2}{24\beta\sigma_3^2} = \sigma_{\max} - \frac{l^2 p_7^2}{24\beta\sigma_{\max}^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\theta_3 - \theta_7)$$

Po wprowadzaniu do tego równania wartości odpowiednich parametrów otrzymamy:

$$\sigma_3 - \frac{210^2 0,0405^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} \sigma_3^2} = 468 - \frac{210^2 0,0458^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} 468^2} - \frac{12 \cdot 10^{-6}}{50 \cdot 10^{-7}} (-5 - (-5));$$

$$\sigma_3^3 - 464,5\sigma_3^2 - 602792 = 0$$

Po rozwiązaniu tego równania otrzymujemy wartość $\sigma_3 = 464,9$ MPa.
Teraz obliczamy zwis przewodu:

$$f_3 = \frac{l^2 p_3}{8\sigma_3} = \frac{210^2 \cdot 0,0405}{8 \cdot 464,9} = 0,485 \text{ m}.$$

Określmy zwis przewodu przy temperaturze maksymalnej $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$.

$$\sigma_1 - \frac{l^2 p_1^2}{24\beta\sigma_1^2} = \sigma_{\max} - \frac{l^2 p_7^2}{24\beta\sigma_{\max}^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\theta_1 - \theta_7)$$

Po podstawieniu odpowiednich parametrów do równania stanu przewodu otrzymujemy:

$$\sigma_1 - \frac{210^2 \cdot 0,0355^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} \sigma_1^2} = 468 - \frac{210^2 \cdot 0,0458^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} \cdot 468^2} - \frac{12 \cdot 10^{-6}}{50 \cdot 10^{-7}}(40 - (-5));$$

po obliczeniach otrzymujemy:

$$\sigma_1^3 - 356,5\sigma_1^2 - 463141,9 = 0$$

skąd:

$$\sigma_1 \approx 456,8 \text{ MPa}$$

Odpowiednio otrzymujemy wartość zwisu:

$$f_1 = \frac{l^2 p_1}{8\sigma_1} = \frac{210^2 \cdot 0,0355}{8 \cdot 456,8} = 0,428 \text{ m}$$

Porównując wartości f_3 i f_1 , widzimy, że największy zwis wynosi 1,26 m i będzie występował przy temperaturze równej $+40^\circ\text{C}$. Do takiego wniosku można dojść, określając wartość krytyczną temperatury ze wzoru (2.54):

$$\theta_{kr} = \theta_1 - \frac{\sigma_3 \beta}{\alpha} \left(1 - \frac{p_1}{p_3} \right) = -5 + \frac{456,8 \cdot 50 \cdot 10^{-7}}{12 \cdot 10^{-6}} \left(1 - \frac{0,0355}{0,0405} \right) = -5 + 23,5 = 18,5^\circ\text{C}$$

Ponieważ temperatura $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$ jest wyższa od temperatury krytycznej ($\theta_{kr} = 18,5^\circ\text{C}$), to zwis maksymalny przewodu wystąpi przy temperaturze $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$, co też otrzymaliśmy w trakcie obliczeń.

Teraz przejdziemy do obliczeń naprężenia i zwisu dla warunku działania wiatru na przewód o prędkości $v = 25$ m/s i przy temperaturze -5°C .

$$\sigma_6 - \frac{210^2 0,129^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} \sigma_6^2} = 468 - \frac{210^2 0,0458^2}{24 \cdot 50 \cdot 10^{-7} 468^2} - \frac{12 \cdot 10^{-6}}{50 \cdot 10^{-7}} (-5 - (-5));$$

$$\sigma_6^3 - 464,5 \sigma_6^2 - 611557 = 0$$

Po rozwiązaniu powyższego równania otrzymujemy wartość $\sigma_6 = 465$ MPa, stąd zwis wynosi:

$$f_1 = \frac{l^2 p_1}{8 \sigma_1} = \frac{210^2 0,0355}{8 \cdot 465} = 0,421 \text{ m}$$

Wyniki obliczeń podano w tablicy 3.2.

Tablica 3.2

Wyniki obliczeń

Stan pracy przewodu	Temperatura, [$^{\circ}\text{C}$]	Obciążenie właściwe, p [$\frac{\text{N}}{\text{m} \cdot \text{mm}^2}$]	Naprężenie, σ [MPa]	Naciąg przewodu, T [kN]	Zwis, [m]
Maksymalne obciążenie dodatkowe	-5	0,0458	468	56,2	-
Maksymalne obciążenie pionowe	-5	0,0845	464,9	55,8	0,485
Maksymalna prędkość wiatru	-5	0,129	465	55,8	0,421
Maksymalna temperatura	+40	0,0355	456,8	54,8	0,428

Obliczanie tablicy montażu i budowa krzywych montażu

Obliczanie tablicy montażu odbywa się z uwzględnieniem naprężenia w przewodzie σ_1 przy podstawieniu tej wartości do równania stanu przewodu w przęśle (2.38) oraz różnych wartości temperatur powietrza otaczającego przy uwzględnieniu tylko masy właściwej przewodu p_1 . Dla danego zadania użyjemy wzoru:

$$\sigma_{\theta} - \frac{l^2 p_1^2}{24 \beta \sigma_{\theta}^2} = \sigma_{\max} - \frac{l^2 p_7^2}{24 \beta \sigma_{\max}^2} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta_{\theta} - \theta_7)$$

Dla naszego przypadku mamy:

$$\sigma_{\theta} - \frac{463141,9}{\sigma_{\theta}^2} = 468 - 3,52 - 2,4(\theta - (-5)) = 464,48 - 2,4(\theta + 5);$$

albo:

$$\sigma_{\theta}^3 - [464,48 - 2,4(\theta + 5)]\sigma_{\theta}^2 - 463141,9 = 0.$$

Temperatura, [°C]	Napężenie w przewodzie, σ [MPa]	Naciąg przewodu, T [kN]	Zwis, [m]
-40	548,65	65,8	0,357
-35	538,1	64,57	0,364
-30	526,85	63,2	0,371
-25	514,25	51,4	0,380
-20	502,3	60,3	0,39
-15	491,1	58,9	0,398
-10	478,85	57,5	0,409
-5	468,1	56,2	0,418
0	453,9	54,5	0,431
+5	444,1	53,3	0,44
+10	431	51,7	0,454
+15	420,9	50,5	0,465
+20	407,8	48,9	0,48
+25	397	47,6	0,493
+30	383,6	46,0	0,51
+35	373	44,76	0,525
+40	360,1	43,2	0,543

Przykład 3.3.4.

Obliczyć warunki pracy przewodu o powierzchni przekroju części aluminiowej $S = 150 \text{ mm}^2$, zawieszono na linii o napięciu 110 kV, gdy jego przęsło wynosi 185 m. Linia przeznaczona jest do pracy w II rejonie klimatycznym, w którym temperatura maksymalna wynosi $\theta_{\max} = +40^{\circ}\text{C}$, temperatura minimalna odpowiednio

$\theta_{\min} = -40^{\circ}\text{C}$. Maksymalna prędkość wiatru w przypadku przewodów wolnych od oblodzenia wynosi $v_{\max} = 25 \text{ m/s}$, a przy przewodach całych pokrytych oblodzeniem $v = 0,5v_{\max} = 12,5 \text{ m/s}$. Grubość ścianki oblodzenia $b = 10 \text{ mm}$, a masa właściwa oblodzenia wynosi $\gamma = 0,9 \text{ t/m}^3$. Temperatura powietrza ma wówczas wartość $\theta = -5^{\circ}\text{C}$.

Rozwiązanie:

Przewód stalowo-aluminiowy ma przekrój znamionowy części aluminiowej $S_A = 150 \text{ mm}^2$, części stalowej $S_s = 27 \text{ mm}^2$, a stosunek przekroju części aluminiowej do stalowej równa się:

$$k = \frac{S_A}{S_s} = \frac{150}{27} = 5,56$$

Obciążenia właściwe dla tego przewodu stanowią:

1. Obciążenie właściwe własne przewodu
 $p_1 = 0,0345 \text{ MPa/m}$
2. Obciążenie właściwe od oblodzenia w przypadku jego grubości 10 mm
 $p_2 = 0,0422 \text{ MPa/m}$
Obciążenie właściwe od masy własnej przewodu i oblodzenia w przypadku jego grubości 10 mm wynosi:

$$p_3 = p_1 + p_2 = 0,0345 + 0,0422 = 0,0767 \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

Obciążenie właściwe pochodzące od parcia wiatru dla przewodu stalowo-aluminiowego 150 mm^2 wolnego od oblodzenia zgodnie ze wzorem (2.15) wynosi:

$$p_4 = 0,0376 \text{ MPa/m}$$

Dla prędkości wiatru ponad 20 m/s współczynnik nierównomierności $\alpha = 0,85$. Dla przewodu o średnicy 15,3 mm wartość współczynnika aerodynamicznego $C_x = 1,2$.

Obciążenie właściwe od masy własnej bez oblodzenia i od wpływu wiatru o prędkości 25 m/s równa się:

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} = \sqrt{0,0345^2 + 0,0376^2} = 0,0576 \text{ MPa/m}$$

Podczas montażu prędkość wiatru $v = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ m/s}$.

W takim przypadku obciążenie właściwe równa się:

$$p'_4 = 0,00706 \text{ MPa/m.}$$

Dla prędkości wiatru do 20 m/s współczynnik nierównomierności wynosi $\alpha = 1,0$.

Obciążenie właściwe od masy własnej przewodu bez oblodzenia i od wpływu wiatru o prędkości 10 m/s równa się:

$$p'_6 = \sqrt{p_1^2 + (p'_4)^2} = \sqrt{0,0345^2 + 0,00706^2} = 0,0352 \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

W przypadku prędkości wiatru równej 12,5 m/s, gdy przewody pokryte są oblodzeniem, obciążenie właściwe równa się:

$$p_5 = 0,024 \text{ MPa/m}$$

Obciążenie właściwe od masy własnej przewodu z oblodzeniem i od wpływu wiatru o prędkości 12,5 m/s równa się:

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + (p_5)^2} = \sqrt{0,0767^2 + 0,024^2} = 0,0804 \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

Teraz określimy dla całego przewodu współczynnik temperaturowy α i współczynnik sprężystości postaciowej β .

$$\alpha = \frac{\alpha_A E_A + \alpha_S E_S}{kE_A + E_S} = \frac{23 \cdot 10^{-6} 63000 + 12 \cdot 10^{-6} 200000}{5,56 \cdot 63000 + 200000} = 19,03 \cdot 10^{-6}$$

$$\beta = \frac{k+1}{kE_A + E_S} = \frac{5,56+1}{5,56 \cdot 63000 + 200000} = 119,21 \cdot 10^{-7} \text{ MPa}^{-1}$$

gdzie:

$$E_a = 63\,000 \text{ MPa},$$

$$E_{st} = 200\,000 \text{ MPa}.$$

Moduł sprężystości (moduł Younga):

$$E = \frac{1}{\beta} = \frac{1}{119,3 \cdot 10^{-7}} = 83800 \text{ MPa}$$

Dopuszczalne naprężenia w częściach aluminiowej i stalowej wynoszą:

$$[\sigma_a] = \sigma_{a \max} = \frac{160}{2} = 80 \text{ MPa}$$

$$[\sigma_{st}] = \sigma_{st \max} = \frac{1200}{2} = 600 \text{ MPa}$$

gdzie wytrzymałość doraźna aluminium i stali wynosi odpowiednio 160 MPa i 1200 MPa, a współczynnik zapasu wytrzymałości dla linii wynosi 2.

Teraz określimy dodatkowe naprężenia, które pojawiają się wskutek zmiany temperatury przewodu różnej od temperatury jego produkcji, którą zakłada się zwykle $\theta_n = 15^\circ\text{C}$:

dla aluminium przy $\theta = -5^\circ\text{C}$

$$\sigma_{a\theta} = (\sigma_a - \alpha)(\theta_n - \theta)E_a = (23 \cdot 10^{-6} - 19,03 \cdot 10^{-6})[15 - (-5)] \cdot 63000 = 5 \text{ MPa}$$

a w przypadku, gdy $\theta = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{a\theta} = (\sigma_a - \alpha)(\theta_n - \theta)E_a = (23 \cdot 10^{-6} - 19,03 \cdot 10^{-6})[15 - (-40)] \cdot 63000 = 13,7 \text{ MPa}$$

W powyżej zdefiniowanych warunkach mamy do czynienia z rozciąganiem: dla stali przy $\theta = -5^\circ\text{C}$

$$\sigma_{st\theta} = (\sigma_{st} - \alpha)(\theta_n - \theta)E_{st} = (12 \cdot 10^{-6} - 19,03 \cdot 10^{-6})[15 - (-5)] \cdot 200000 = -28,1 \text{ MPa}$$

a w przypadku, gdy $\theta = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{st\theta} = (\sigma_{st} - \alpha)(\theta_n - \theta)E_{st} = (12 \cdot 10^{-6} - 19,03 \cdot 10^{-6})[15 - (-40)] \cdot 200000 = -77,4 \text{ MPa}$$

W powyżej zdefiniowanych warunkach mamy do czynienia ze ściskaniem.

Po założeniu, że rzeczywiste naprężenia w częściach aluminiowej i stalowej przewodu dla przęsła krytycznego będą równe dopuszczalnym wartościom. Teraz określimy naprężenia, które mogą wystąpić w częściach aluminiowej i stalowej, pochodzące od obciążenia mechanicznego.

W części aluminiowej przewodu określamy naprężenie zgodnie ze wzorem: $\sigma_a = \sigma_{aT} + \sigma_{a\theta}$, skąd dla $\theta = -5^\circ\text{C}$ otrzymujemy:

$$\sigma_{aT} = \sigma_{a\max} - \sigma_{a\theta} = 80 - 5 = 75 \text{ MPa}$$

natomiast dla $\theta = -40^\circ\text{C}$ otrzymujemy:

$$\sigma_{aT} = \sigma_{a\max} - \sigma_{a\theta} = 80 - 13,7 = 66,3 \text{ MPa}$$

W części stalowej przewodu określamy naprężenie zgodnie ze wzorem $\sigma_{st} = \sigma_{stT} + \sigma_{st\theta}$, skąd dla $\theta = -5^\circ\text{C}$ otrzymujemy:

$$\sigma_{stT} = \sigma_{st\max} - \sigma_{st\theta} = 600 - (-28,1) = 628,1 \text{ MPa}$$

a dla $\theta = -40^\circ\text{C}$ mamy odpowiednio

$$\sigma_{stT} = \sigma_{st\max} - \sigma_{st\theta} = 600 - (-77,4) = 677,4 \text{ MPa}$$

Umyślone naprężenie dla całości obliczamy dla części aluminiowej:

$$\sigma_f = \sigma_{aT} \frac{E}{E_a}$$

a dla części stalowej:

$$\sigma_f = \sigma_{stT} \frac{E}{E_{st}}$$

Dla części aluminiowej przy $\theta = -5^\circ\text{C}$ otrzymujemy:

$$\sigma_{fm} = \sigma_{aT} \frac{E}{E_a} = 75 \cdot \frac{83800}{63000} = 99,8 \text{ MPa}$$

a przy $\theta = -40^\circ\text{C}$ odpowiednio:

$$\sigma_{fn} = \sigma_{aT} \frac{E}{E_a} = 66,3 \cdot \frac{83800}{63000} = 88,2 \text{ MPa}$$

Dla części stalowej przy $\theta = -5^\circ\text{C}$ otrzymujemy:

$$\sigma_{fm} = \sigma_{stT} \frac{E}{E_{st}} = 628,1 \cdot \frac{83800}{200000} = 263 \text{ MPa}$$

a przy $\theta = -40^\circ\text{C}$ odpowiednio:

$$\sigma_{fn} = \sigma_{stT} \frac{E}{E_{st}} = 677,4 \cdot \frac{83800}{200000} = 284 \text{ MPa}$$

Jeżeli naprężenie zastępcze, obliczone dla aluminiowej części przewodu, jest mniejsze od wartości naprężenia zastępczego dla części stalowej, to obliczane naprężenia powinny być prowadzone z uwzględnieniem naprężeń, które odpowiadają wartościom dopuszczalnym dla części aluminiowej, to znaczy dla $\sigma_z = 99,8 \text{ MPa}$ przy $\theta_m = -5^\circ\text{C}$, a $\sigma_z = 88,2 \text{ MPa}$ przy $\theta_n = -40^\circ\text{C}$.

Jeśli przyjąć naprężenie zastępcze dla stali, to w części aluminiowej przewodu naprężenie rzeczywiste okaże się większe od dopuszczalnego. Dlatego ten przykład potwierdza, że obliczenia stalowo-aluminiowych przewodów trzeba prowadzić dla części aluminiowej.

Teraz określimy rozmiar przęśła krytycznego:

$$l_{kr} = \frac{\sqrt{24\alpha_a(\theta_m - \theta_n)}}{\sqrt{\left(\frac{p_m}{\sigma_{fm}}\right)^2 - \left(\frac{p_n}{\sigma_{fn}}\right)^2}} = \frac{\sqrt{24\alpha_a(\theta_m - \theta_n)}}{\sqrt{\left(\frac{p_7}{\sigma_{fm}}\right)^2 - \left(\frac{p_1}{\sigma_{fn}}\right)^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{24 \cdot 23 \cdot 10^{-6} (-5 - (-40))}}{\sqrt{\left(\frac{0,0804}{99,8}\right)^2 - \left(\frac{0,0345}{88,2}\right)^2}} \approx 193 \text{ m}$$

Jeżeli przęśło z niniejszego zadania ma rozmiar 185 m i jest mniejsze od wartości krytycznej, to największe naprężenie materiału przewodu występuje przy temperaturze $\theta_n = -40^\circ\text{C}$.

Obecnie określimy naprężenie umyślone i zwis przewodu.

1. Przy $\theta = -5^\circ\text{C}$ i oblodzeniu bez wiatru.

Żeby obliczyć naprężenie umyślone, które odpowiada wymienionym warunkom, rozwiązujemy podstawowe równanie stanu przewodu:

$$\sigma_{f-5+p} - \frac{l^2 p_3^2}{24\beta \cdot \sigma_{f-5+p}^2} = \sigma_{f-40} - \frac{l^2 p_1^2}{24\beta \cdot \sigma_{f-40}^2} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta_{-5} - \theta_{-40})$$

gdzie:

σ_{f-5+p} – naprężenie umyślone od działania temperatury -5°C oraz gołoledzi.

Po podstawieniu wartości liczbowych do ostatniego równania mamy:

$$\sigma_{f-5+p} - \frac{185^2 0,0767^2}{24 \cdot 119,21 \cdot 10^{-7} \cdot \sigma_{f-5+p}^2} = 88,2 - \frac{185^2 0,0345^2}{24 \cdot 119,21 \cdot 10^{-7} \cdot 88,2^2} - \frac{190,3}{119,3} (-5 - (-40)).$$

Po przekształceniach otrzymujemy:

$$\sigma_{f-5+p}^3 - 38,68 \cdot \sigma_{f-5+p}^2 - 413077,6 = 0.$$

Rozwiązanie powyższego równania ma postać:

$$\sigma_{f-5+p} = 89,53 \text{ MPa}$$

Określmy wartość rzeczywistą naprężenia w części aluminiowej przewodu:

$$\sigma_{aT} = \sigma_{f-5+p} \frac{E_a}{E} = 89,53 \cdot \frac{63000}{83800} = 67,28 \text{ MPa}$$

Jeśli naprężenie rzeczywiste jest mniejsze od zastępczego, to obliczenie wykonane jest prawidłowo.

Określmy teraz wartość zwisu przewodu:

$$f_{-5+g} = \frac{l^2 \cdot p_3}{8 \cdot \sigma_{f-5+p}} = \frac{185^2 \cdot 0,0767}{8 \cdot 89,53} = 3,66 \text{ m}$$

2. Przy $\theta_n = +40^\circ\text{C}$ i bez wiatru określimy wartość naprężenia zastępczego na podstawie równania:

$$\sigma_{f+40} - \frac{l^2 p_1^2}{24\beta \cdot \sigma_{f+40}^2} = \sigma_{z-40} - \frac{l^2 p_1^2}{24\beta \cdot \sigma_{f-40}^2} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta_{+40} - \theta_{-40})$$

i po podstawieniu odpowiednich wartości mamy:

$$\sigma_{f+40} - \frac{185^2 0,0345^2}{24 \cdot 119,21 \cdot 10^{-7} \cdot \sigma_{f+40}^2} = 88,2 - \frac{185^2 0,0345^2}{24 \cdot 119,21 \cdot 10^{-7} \cdot 88,2^2} - \frac{190,3}{119,3} (+40 - (-40)).$$

Po przekształceniu powyższego równania otrzymujemy:

$$\sigma_{f+40}^3 + 56,6 \cdot \sigma_{f+40}^2 - 146539,8 = 0.$$

Rozwiązanie tego równania ma postać:

$$\sigma_{f+40} = 39,1 \text{ MPa}$$

Teraz określamy wartość zwisu przewodu dla temperatury $\theta_n = +40^\circ\text{C}$:

$$f_{+40} = \frac{l^2 \cdot p_1}{8 \cdot \sigma_{f+40}} = \frac{185^2 \cdot 0,0345}{8 \cdot 39,1} = 3,78 \text{ m}$$

Na podstawie obliczeń otrzymujemy informację, że największy zwis przewodu linii napowietrznej występuje przy temperaturze $\theta_n = +40^\circ\text{C}$.

Pytania do samokontroli

1. W jakich przypadkach są używane przewody jednolite w liniach napowietrznych?
2. Jakie warunki należy uwzględnić podczas obliczeń przewodów jednolitych linii napowietrznych?
3. Czy jednakowe siły działają na część aluminiową i stalową przewodu stalowo-aluminiowego w przypadku działania siły rozciągającej?
4. Jak określa się moduł sprężystości?
5. Podaj wzory na współczynnik rozszerzalności liniowej przewodu stalowo-aluminiowego.
6. Czy jednakowe siły działają na część aluminiową i stalową przewodu stalowo-aluminiowego w przypadku zmiany temperatury?
7. Jak długość przęsła krytycznego zależy od zmiany temperatury?

ROZDZIAŁ 4

KONSTRUKCJE WSPORCZE I UKŁADY IZOLACYJNE W LINIACH NAPONOWYCH

4.1. Pojęcia ogólne, definicje i oznaczenia

Stany obliczeniowe pracy linii. Zgodnie z wymaganiami [23] słupy do linii napowietrznych powinny być obliczane przy obciążeniach dla stanów normalnych oraz awaryjnych z wyjątkiem słupów przelotowych, które oblicza się przy obciążeniach w stanach pracy normalnej [10, 15, 21].

Stanem pracy normalnym linii napowietrznych nazywamy pracę przewodów roboczych i odgromowych nieoberwanych.

Stanem pracy awaryjnym linii napowietrznych nazywa się pracę z przewodami oraz linkami rozerwanymi.

Przy normalnym stanie pracy linii napowietrznej o napięciu powyżej 1000 V w obliczeniach uwzględnia się następujące warunki:

- prędkość obliczeniową wiatru,
- przewody robocze i odgromowe pokryte lodem.

Dla słupów odporowych oraz odporowo narożnych przy przęsłach krótszych od krytycznego obliczenia przeprowadza się także dla niższej temperatury (-35°C). Dla słupów odporowych z jednym i większą liczbą przewodów roboczych (przewody wiązkowe) przypadających na fazę, w stanie awaryjnym linii napowietrznej, prowadzi się obliczenia na podstawie następujących warunków:

1. Zakłada się, że oberwanie jednego z przewodów skrajnych dla przypadku rozmieszczenia poziomego wywołuje w sąsiednim przęśle największy moment skręcający oraz zginający działający na słupy. Natomiast siły pochodzące od oberwanych przewodów odgromowych powodują powstanie momentów zginających słupy. Zakładamy, że powstałe momenty występują jako obliczeniowe dla przypadku przymocowania tych przewodów zaciskami naciągającymi. W tym przypadku zakłada się, że zredukowany (ostatecznie) naciąg ma wartość T_{red} . Powstaje ono na słupie po oberwaniu się przewodu jednej fazy pokrytej oblodzeniem. Do obliczeń przyjmujemy następujące współczynniki:

- dla linii z jednym przewodem w fazie $0,75T_{red}$;
- dla linii z przewodami wiązkowymi $0,6T_{red}$.

Jeśli w obliczeniach bierze się pod uwagę działania pozostałych podtrzymujących przewodów i linek w normalnym stanie, to współczynniki 0,75 i 0,6 nie są uwzględniane. Dla słupów przelotowych, które zawierają wypadające (przymocowania) zaciski lub podobny sposób mocowania, obliczenia prowadzi się z uwzględnieniem sił, wynikających z wykorzystania takich przymocowań.

2. Zakłada się, że tylko jeden przewód roboczy jest zerwany. W tym przypadku przyjmuje się, że siły działające na słup są równe 0,5 największego naprężenia przewodu odgromowego, dla którego prowadzimy obliczenia.

Obliczenia słupów podporowych w stanach awaryjnych prowadzi się dla następujących warunków:

- Oberwane przewody dwóch faz w jednym prześle, przy dowolnej liczbie przewodów na słupie pokrytych oblodzeniem, które wywołują największe momenty zginające oraz skręcające słupa. W takim przypadku przewody odgromowe nie są oberwane;
- Oberwany jeden przewód odgromowy przy dowolnej liczbie przewodów odgromowych na słupie, od którego powstanie największy moment skręcający i zginający słup. W takim przypadku przewody robocze nie są oberwane.

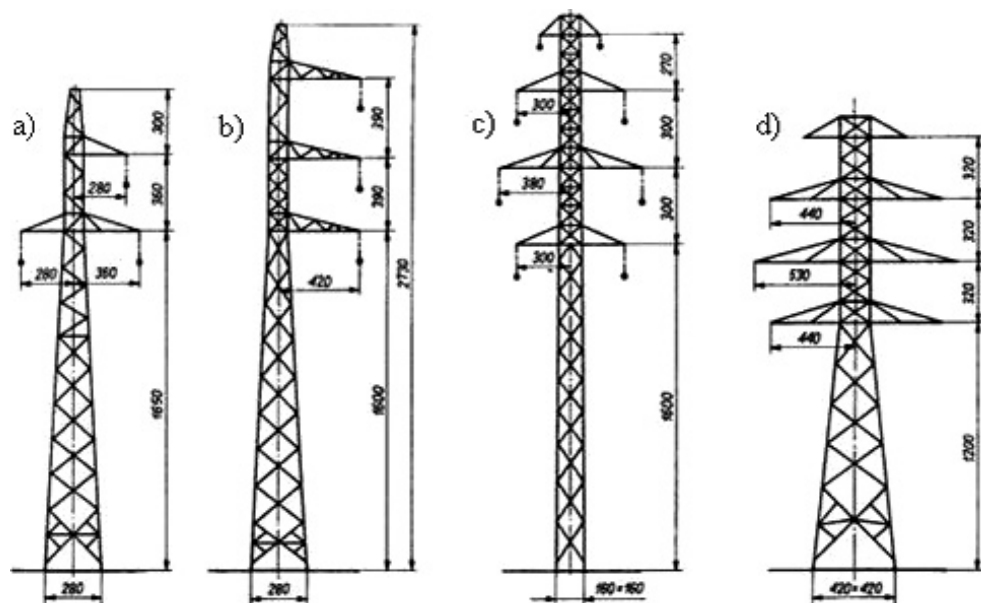
Trzeba zaznaczyć, że jeśli maksymalny moment zginający powstaje przy oberwaniu jednego z przewodów roboczych (albo odgromowych), a maksymalny moment skręcający powstaje przy oberwaniu drugiego przewodu roboczego (albo odgromowego), to należy sprawdzić obliczenia słupa dla obydwóch przypadków.

4.2. Konstrukcje słupów i warunki ich pracy w linii elektroenergetycznej

Stosowany jest podział słupów ze względu na technologię wykonania, funkcję spełniającą w linii oraz podział na słupy typowe i indywidualnie projektowane.

W większości przypadków stosuje się słupy typowe. Słupy te zostały zaprojektowane do przenoszenia standardowych obciążeń oraz zostały poddane tzw. badaniom typu, które obejmują również badania niszczące gotowych obiektów. Konstrukcje takich słupów wyprodukowanych ze stali pokazano na rysunku 4.1.

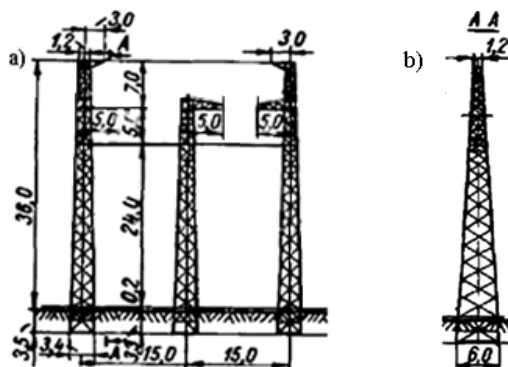
Słupy projektowane indywidualnie stosuje się w sytuacjach nietypowych, gdy długość przęsła, jego ułożenie w terenie, liczba torów linii albo minimalna wysokość linii są większe (różne) od standardowych. Do takich rozwiązań należą słupy stawiane przy przejściach linii przez szczególnie szerokie przeszkody wodne lub stawiane na skrzyżowaniach linii WN i NN czy w przypadku czterotorowej linii, na przykład $2 \times 220 \text{ kV} + 2 \times 400 \text{ kV}$ itp.



Rys. 4.1. Typowe konstrukcje słupów stalowych dla linii jedno- i dwutorowej: a) seria B2P; b) seria BL2P; c) seria O24P; d) seria OS24OP

Dla linii o napięciu 750 kV używane są konstrukcje wsporcze pokazane na rysunku 4.2, które składają się z trzech słupów stalowych (rys. 4.2a), a wygląd słupa z boku pokazano na rysunku 4.2b. Szerokość słupa stalowego w dolnej części wynosi 6 m, a w górnej – 1,2 m, przy czym wysokość najwyższego słupa osiąga 36 m, licząc od powierzchni ziemi.

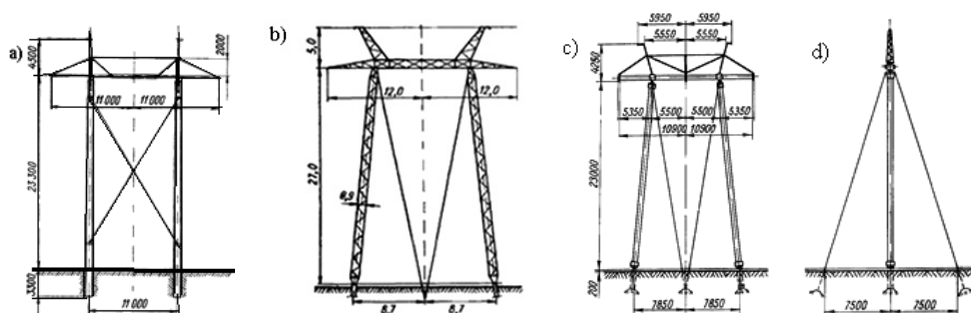
Każdy słup takiej konstrukcji umieszcza się w odległości 15 m (jeden od drugiego, mierząc od środka słupa), ze względu na zapewnienie odpowiedniej izolacji między przewodami linii niezależnie od warunków atmosferycznych.



Rys. 4.2. Konstrukcja wsporcza trzysłupowa krańcowa dla linii 750 kV: a) widok ogólny; b) przekrój wzdłuż osi A-A

W liniach napowietrznych o napięciu 400 kV stosowane są konstrukcje wsporcze (słupy przelotowe) z poziomym rozmieszczeniem przewodów (rys. 4.3).

Dla słupów przelotowych linii napowietrznych o napięciu 400–750 kV używa się konstrukcji wsporczych, pokazanych na rysunku 4.3, z poziomym rozmieszczeniem przewodów. Konstrukcje te składają się z dwóch słupów i poprzeczników, na których zawieszane są łańcuchy izolatorów. Słupy żelbetonowe konstrukcji wsporczej, pokazanej na rysunku 4.3a, wkopywane są w ziemię na głębokość ponad 3 m. Natomiast konstrukcje wsporcze, pokazane na rysunkach 4.3b i 4.3c, mają po dwa odciągi, które przymocowane są do ziemi z różnych stron poprzeczника, a dwa słupy stalowe albo żelbetonowe są ustawiane na fundamentach. Na rysunku 4.3d pokazano sposób rozmieszczenia miejsc zamocowania odciągów wykonanych ze stalowej linki.



Rys. 4.3. Konstrukcje wsporcze dla linii 400 kV: a) konstrukcja bez odciągów; b, c) konstrukcja z odciągami; d) sposób mocowania odciągów

Ze względu na konstrukcję i technologię wykonania współczesne słupy można podzielić na:

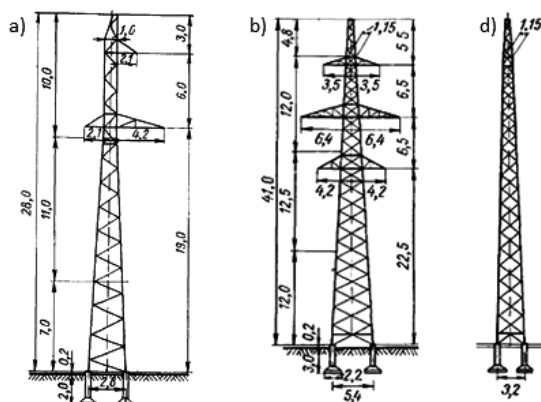
- kratownicowe stalowe, stosowane głównie w liniach nN i WN,
- strunobetonowe i żelbetowe, stosowane w liniach SN oraz liniach 110 kV,
- stalowe rurowe lub wielobokowe (pełnościennie), stosowane głównie w obszarach miejskich w liniach o napięciu do 110 kV,
- drewniane, stosowane głównie w liniach nN i niekiedy w liniach SN.

Podział słupów ze względu na pełnioną funkcję w linii (powiązany z warunkami pracy i obciążeniami, którym jest poddawany słup w czasie eksploatacji linii) obejmuje słupy: przelotowe (P), narożne (N), odporowe (O), odporowo-narozne (ON), krańcowe (K), rozgałęźne (R), przelotowe skrzyżowaniowe (PS), mocne (M).

Słupy przelotowe przeznaczone są do podtrzymywania przewodów bez przejmwania naciągu lub przejmując nieznaczny naciąg, ustawiane na szlaku prostym, co oznacza, że jedyne statyczne siły są przenoszone przez słup – siły pionowe wynikające z ciężaru przęsła.

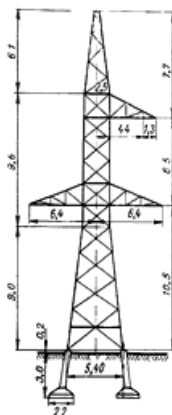
Na rysunku 4.4 pokazano słupy przelotowe stalowe dla linii jednotorowych (rys. 4.4a) i dwutorowych (rys. 4.4b) o napięciu 220 kV. Konstrukcje stalowe

montowane są zasadniczo za pomocą złączeń gwintowych (tylko niektóre elementy łączone są za pomocą spawania). Słupy stalowe montuje się na fundamentach żelbetonowych wkopanych w ziemię na głębokość od 2,5 m do 3,2 m, przy czym wysokość słupów wynosi 26 m w liniach jednotorowych i 41 m w liniach dwutorowych. Takie słupy są najczęściej używane jako przelotowe, a jednotorowe jako rozgałęźne.



Rys. 4.4. Konstrukcje słupów przelotowych stalowych: a) dla linii jednotorowych; b) dla linii dwutorowych; c) widok z boku

Słupy narożne przeznaczone są do przyjmowania nie tylko siły pochodzącej od ciężaru przewodów, ale także wypadkowej siły naciągu wynikającej z kąta załamania, na którym słup jest ustawiony. Dodatkowym parametrem takiego słupa jest zatem kąt załamania określany jako kąt rozwarty względem kierunku trasy linii (dla słupów typowych mieści się w przedziale od 150° do 180°). Przykład konstrukcji takiego słupa pokazano na rysunku 4.5.



Rys. 4.5. Słup mocny stalowy dla linii 110 kV

Słupy odporowe przeznaczone są do przyjmowania naciągu, ustawia się je na szlaku prostym lub na załamaniu nieprzekraczającym 175° (przejmują na siebie siły dynamiczne wynikające np. z dynamicznych naporów wiatru itp.).

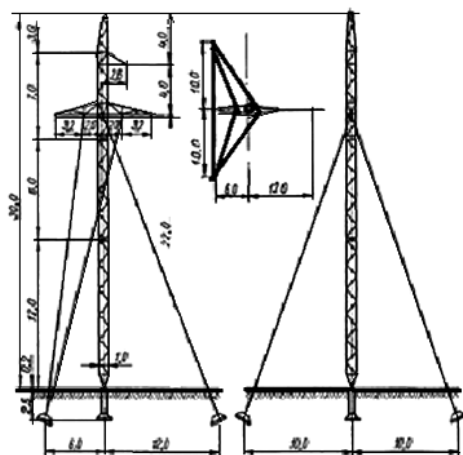
Dla linii, która przebiega przez strefy zalesione, trasy trudno dostępne, na przykład błoto, stosuje się specjalne konstrukcje słupów z odciągami, pokazane na rysunku 4.6. Szczególną cechą takiego słupa jest układ dwustronnego odciągu (z jednej strony stosowane są dwa odciągi, a z drugiej – jeden). Układ odciągów zamontowany jest w taki sposób, że kompensuje siły powstałe od momentu skręcającego słup w przypadku oberwania jednego z przewodów.

Słupy odporowo-narożne łączą cechy słupów odporowych i narożnych.

Słupy krańcowe przejmują jednostronnie naciąg przewodów, ustawiane są na końcu linii, gdzie na słupy działają siły zginające (ze względu na niejednakowe długości przeseł).

Słupy rozgałęźne są ustawione w punkcie rozgałęzienia linii i często są projektowane indywidualnie dla linii wysokich napięć.

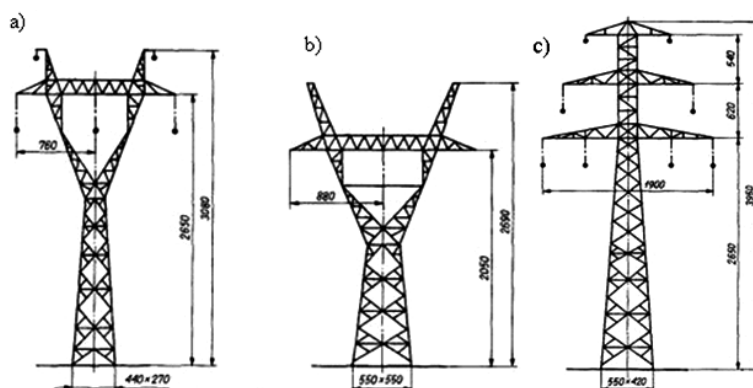
Słupy przelotowo-skrzyżowaniowe (PS).



Rys. 4.6. Konstrukcja wsporcza jednosłupowa z układem odciągów

Słupy mocne stosuje się w celu powstrzymania awarii lawinowej linii. Przykłady konstrukcji słupów mocnych jedno- i dwutorowych pokazano na rysunku 4.7. Takie słupy produkowane są z kątowników stalowych o szerokości części dolnej od 7 do 11 m, ustawione są na fundamentach żelbetonowych.

W związku z tym, że (zgodnie z nazwą) słupy te są budowane tak, aby przenieść dodatkowe obciążenia wynikające z warunków atmosferycznych niespotykanych na danym terenie, a także obciążenia wynikłe na skutek awarii linii – takich jak niesymetryczne obciążenie lub naprężenia pochodzące od sił skręcających

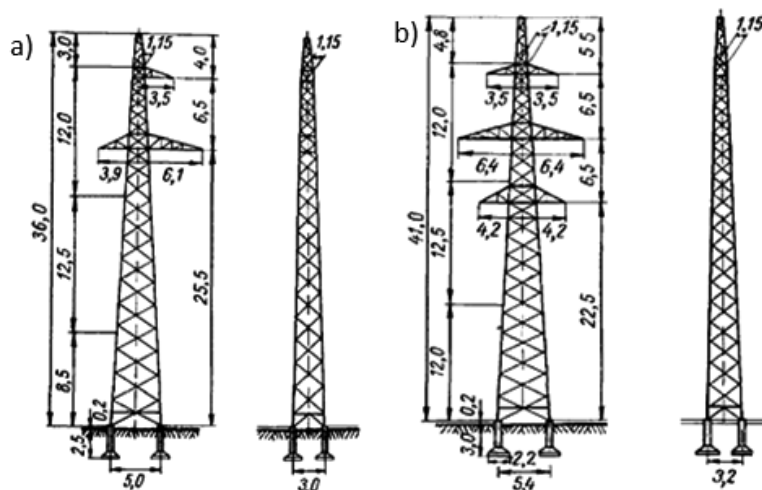


Rys. 4.7. Konstrukcje słupów mocnych: a) seria H52 – słup przelotowy; b) seria H52 – słup odporowo-narożny; c) seria M52 – słup przelotowy

– zwykle przyjmuje się, że nasycenie linii słupami mocnymi powinno wynosić do 15% wszystkich słupów, lecz często, zwłaszcza w terenach zurbanizowanych, stosuje się większą liczbę tego rodzaju słupów na trasie projektowanej linii.

Słupy mocne wykorzystuje się także przy przejściach linii przez tereny, gdzie obowiązują szczególne obostrzenia, np. przejścia nad trakcją elektryczną, trasami i szosami, obszarami, gdzie stale przebywają ludzie itp.

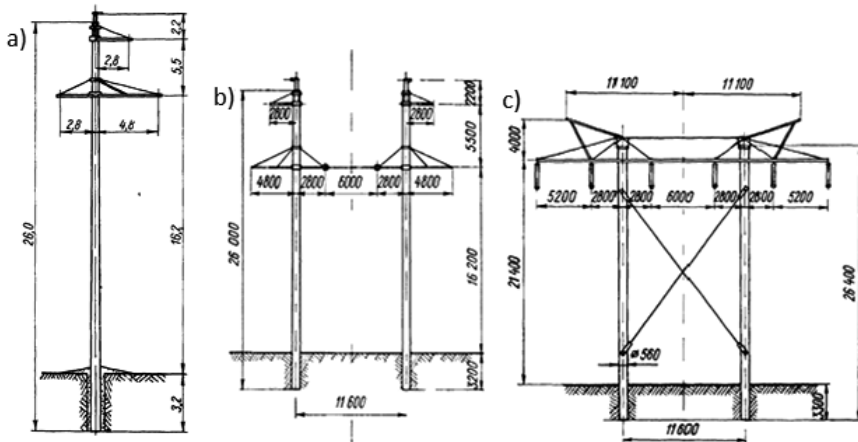
W liniach 220 kV są używane tzw. słupy zunifikowane, których konstrukcje pokazano na rysunku 4.8.



Rys. 4.8. Słupy dla linii 220 kV: a) jednotorowych; b) dwutorowych

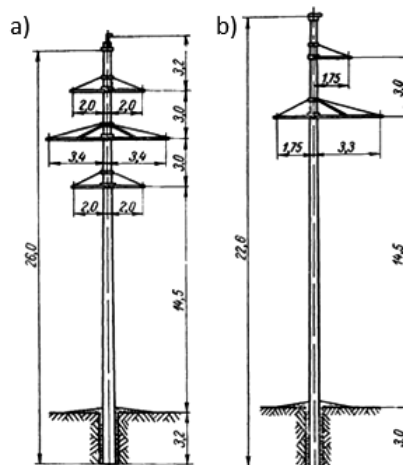
Słupy dla linii jednotorowej osiągają wysokość do 36 m, a dla linii dwutorowej do 41 m.

Oprócz konstrukcji wsporczych stalowych w liniach napowietrznych o napięciu 220 kV używane są konstrukcje wsporcze wykonane ze słupów żelbetonowych, jak pokazano na rysunku 4.9. Zwykle konstrukcje te pełnią funkcję słupów przelotowych na terenach płaskich trasy linii.



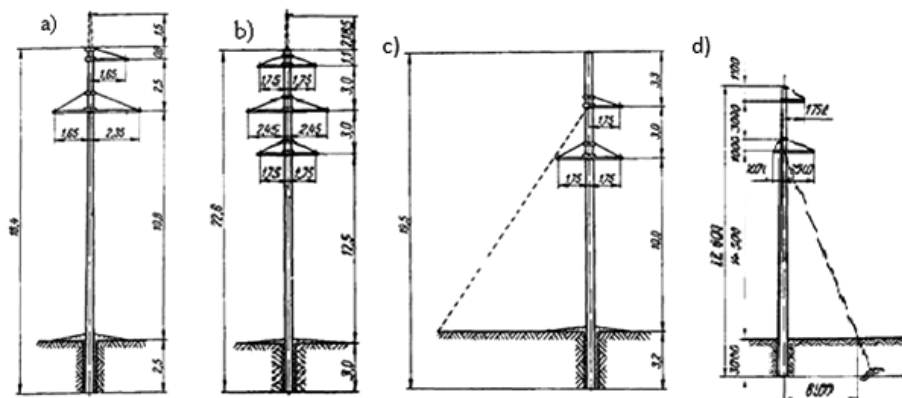
Rys. 4.9. Konstrukcje wsporcze z zastosowaniem słupów żelbetonowych: a) jednotorowe; b), c) dwutorowe

Na rysunku 4.10 pokazano słupy żelbetonowe jedno- i dwutorowe linii napowietrznych 110 kV. Warto zauważyć, że wysokość słupa linii jedno- i dwutorowej 110 kV (26 m) jest taka sama jak dla wysokości słupa linii jednotorowej 220 kV (różnią się one długością poprzeczek). Te konstrukcje słupów spełniają funkcje przelotowych, chociaż niekiedy są używane jako rozgałęźne albo przelotowo-skrzyżowaniowe.



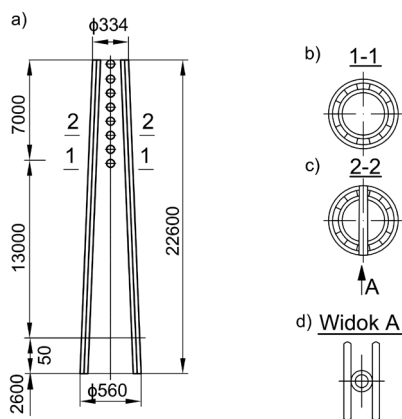
Rys. 4.10. Słupy żelbetonowe dla linii napowietrznych 110 kV: a) linia dwutorowa; b) linia jednotorowa

W liniach napowietrznych SN są używane słupy konstrukcji typowej, pokazane na rysunku 4.11. Słupy z rysunków 4.11a i 4.11b używane są jako przelotowe, a z 4.11c i 4.11d – jako narożne.



Rys. 4.11. Konstrukcje słupów żelbetonowych dla linii SN: a) linia jednotorowa; b) linia dwutorowa; c) rzut z boku słupa pokazanego na rysunku 4.11a; d) rzut z boku słupa pokazanego na rysunku 4.11b

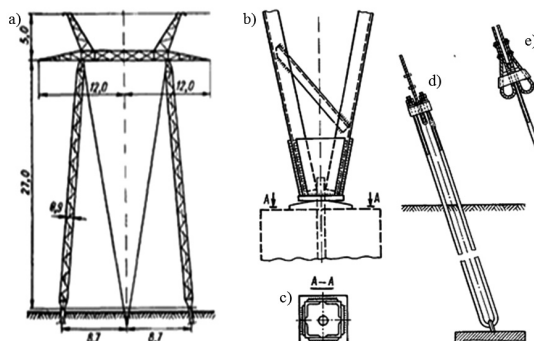
Na rysunku 4.12 pokazano przekrój podłużny i przekroje poprzeczne słupów żelbetonowych typowych konstrukcji.



Rys. 4.12. Przekrój słupa żelbetonowego: a) przekrój podłużny; b) przekrój wzdłuż osi 1-1; c) przekrój wzdłuż osi 2-2; d) przekrój wzdłuż osi A

Na rysunku 4.13 pokazano sposoby montażu podstawy słupów i konstrukcji wsporczych do fundamentów żelbetonowych oraz mocowania odciągów słupów do płyt żelbetonowych umieszczonych w ziemi dla konstrukcji wsporczych linii

napowietrznej o napięciu 500 kV. Do regulacji naciągu odciągów stosuje się specjalnie przeznaczone do tego celu śruby.



Rys. 4.13. Konstrukcje podpór i płyt żelbetonowych dla słupów: a) konstrukcja słupa; b) rzut podpory; c) przekrój podpory wzdłuż osi A-A; d, e) rzut śrub mocujących

Aby prawidłowo zaprojektować słup – zgodnie z wymaganiami konstrukcyjnymi – potrzebne są następujące dane:

- przewidywane obciążenia zawierające współczynniki zapasu dla obliczonych oddziaływań przyłożonych w punkcie zawieszenia izolatorów i przewodów odgromowych,
- obciążenia wiatrowe działające bezpośrednio na konstrukcje słupów,
- wszystkie możliwe kombinacje obciążeń wynikających z oddziaływań statycznych i dynamicznych,
- stany graniczne nośności dla każdej z kombinacji obciążeń,
- stany graniczne eksploatacji słupów dla każdej z kombinacji obciążeń (dopuszczalne odkształcenia),
- planowane obciążenia podczas budowy linii i czynności serwisowych.

Integralną częścią słupa jest układ fundamentowy oraz układ mocujący konstrukcję słupa do fundamentu. Fundamenty mają za zadanie przekazywanie obciążeń z konstrukcji słupa na grunt. W procesie projektowania zakłada się najbardziej niekorzystny układ obciążeń, które mogą być przekazywane z konstrukcji słupa na fundament.

Typowe rozwiązania konstrukcji fundamentów słupów stalowych linii napowietrznych pokazano na rysunku 4.14.

Polskie normy [24, 29] przy projektowaniu fundamentów słupów zalecają uwzględnienie następujących czynników:

- obciążenia obliczeniowe,
- geometrię fundamentu,
- wartości graniczne przemieszczeń,
- parametry geotechniczne gruntu uwzględniające poziomy wody gruntowej,

- parametry obliczeniowe materiałów konstrukcyjnych,
- połączenie słup/fundament,
- budowę i wykonawstwo fundamentu,
- obciążenia katastrofalne (lawiny, zsuwający się śnieg, osuwiska, trzęsienie ziemi, wstrząsy itp.).

Szczególne naciski położono na badania gruntów do odpowiedniej głębokości, aby objąć wszystkie warstwy, które mogą mieć wpływ na nośność fundamentu. Badania te muszą być przeprowadzone standardowymi metodami geotechnicznymi oraz muszą zostać zarejestrowane w celu ich późniejszej weryfikacji. Innym problemem spotykanym w procesie projektowania fundamentów jest obecność wód gruntowych, których zmienny poziom może mieć znaczący wpływ na nośność gruntu, a co za tym idzie na nośność fundamentu. Przed rozpoczęciem budowy należy określić plan nieprzewidzianych działań, który może być zaadaptowany, gdy parametry lub zachowanie się gruntu w odsłoniętych wykopach nie mieszczą się w dopuszczalnych granicach.

4.3. Fundamenty słupów linii napowietrznych i stawiane im wymagania

Fundament powinien być tak usytuowany, aby wystawał ponad powierzchnię terenu o minimum 25 cm, licząc do podstaw kotew, oraz aby umożliwiał odprowadzanie wody od kotew fundamentu [10, 15].

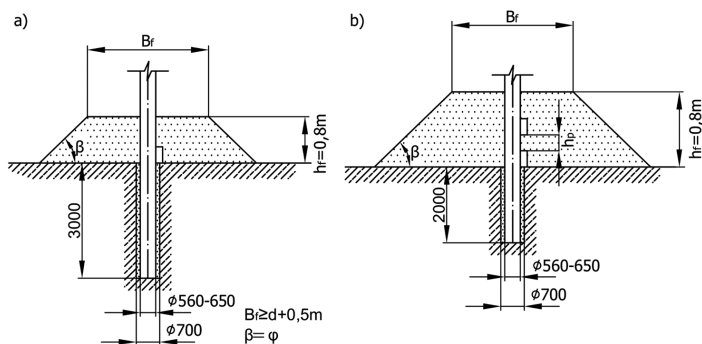
Fundamenty betonowe muszą być zabezpieczone warstwą ochronną przed wnikaniem wilgoci. Materiał zastosowany do wykonania powłoki ochronnej na fundamencie powinien posiadać aprobatę techniczną stwierdzającą przydatność do stosowania w budownictwie jako materiał do wykonywania powłok ochronnych powierzchni betonowych. Wymagania dotyczące powłok ochronnych określone są normą [25].

Zamocowanie słupów w gruncie jest bardzo ważnym etapem budowy, którego prawidłowe wykonanie zapewni niezawodność funkcjonowania linii napowietrznej. Na rysunku 4.14 pokazano przykład zamocowania słupów w gruncie, które zależnie od charakterystyki gruntu mogą być otoczone kruszywem lub betonem.

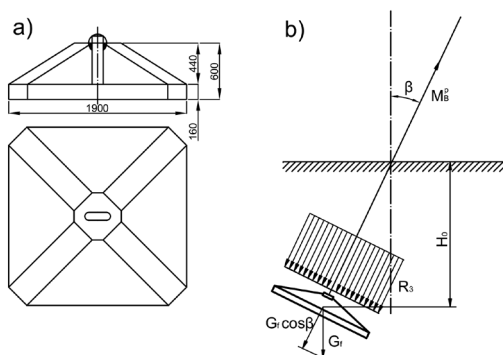
Zamocowanie słupa, zależne od jego konstrukcji, może być zrealizowane na różne sposoby:

- słupy stalowe są mocowane do podnózek albo do bloków żelbetonowych,
- słupy z odciągami w postaci podparć i płyt mocowanych śrubami stalowymi – tzw. ankrami – bezpośrednio w dolnej części fundamentu.

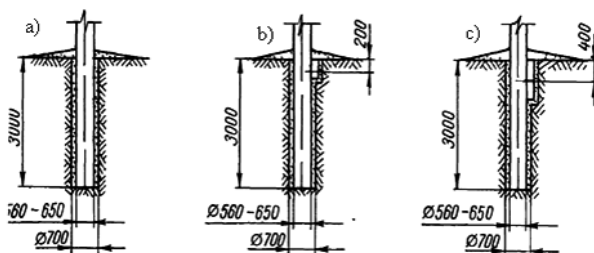
Dolna część słupów, niezależnie od ich konstrukcji, nazywana jest fundamentem, a część przyjmująca nacisk pochodzący od fundamentu nazywa się podbudową. W celu zwiększenia nośności stosuje się uszczelnienie podbudowy w sposób sztuczny.



Rys. 4.14. Sposoby zamocowania słupów z układem fundamentowania: a) mocowanie przy pograżeniu słupa w gruncie na głębokość 3 m; b) mocowanie przy pograżeniu słupa w gruncie na głębokość 2 m



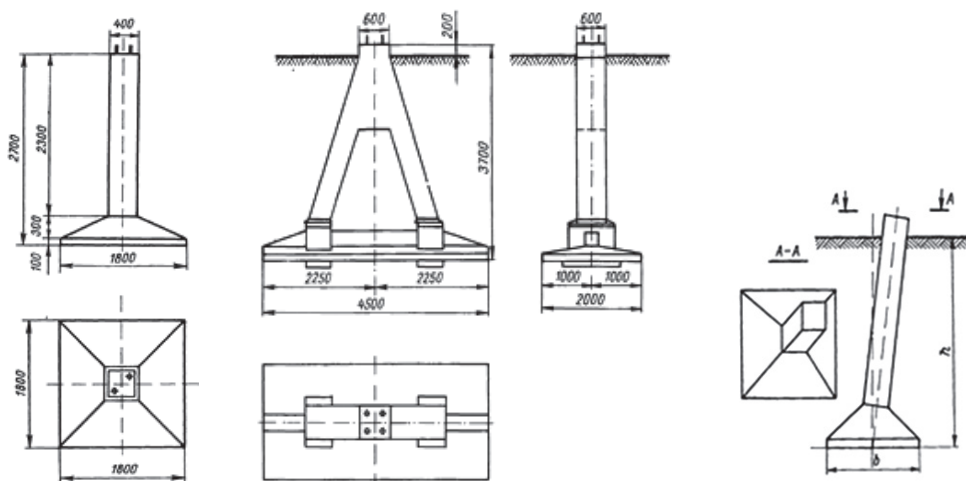
Rys. 4.15. Płyty żelbetonowe dla: a) słupów; b) lin odciągowych



Rys. 4.16. Zamocowanie słupa w gruncie nieuszkodzonym

Głębokością układania fundamentu nazwa się odległość od spodu fundamentu do powierzchni gruntu w miejscu jego układania, którą określa się wskaźnikami ekonomicznymi i głębokością zamarzania gruntu.

Przed projektowaniem fundamentu należy wykonać badania geologiczne oraz hydrogeologiczne trasy, aby dzięki temu określić charakterystyki fizyczne i mechaniczne gruntu pod fundamenty słupów.



Rys. 4.17. Konstrukcje fundamentów żelbetonowych dla różnych rodzajów słupów stalowych

W związku z szybkim rozwojem elektroenergetyki i sieci elektrycznych rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną, wpływając na konieczność modernizacji oraz budowy nowych linii napowietrznych. Wymusza to zastosowanie do budowy słupów lekkich konstrukcji żelbetonowych, a w przypadkach szczególnych stalowych podpór jako elementów fundamentu.

Fundamenty budowane są również w postaci pali żelbetonowych, które powinny przejmować obciążenia na ściskanie i wyciąganie ich z gruntu.

Obliczanie dolnej części istniejących konstrukcji fundamentów słupów linii napowietrznych sprowadza się do trzech zadań:

- obliczania podbudowy grzybkowej podpór (fundament grzybkowy) w przypadku działania jednej siły ściskającej na poziomie górnej granicy fundamentu;
- obliczania analogicznych elementów i kotwicznych płyt do zamocowania odciągających linek w przypadku działania siły wyrywającej normalnej albo jednocześnie działania siły poziomej;
- obliczania podbudowy wąskich fundamentów na przewrócenie spowodowane siłami poziomymi i momentami działającymi w płaszczyznach pionowych.

Zastosowanie metody stanów granicznych obliczania podbudowy fundamentów słupów wymaga uwzględnienia odkształcenia, stabilności i zdolności nośnej. W obliczeniach uwzględnia się odkształcenia, którym ulegają osnowy podczas wciskania lub wyrywania fundamentów wszystkich typów, a także fundamentów słupów pojedynczych i wąskich. Aby zapobiec przewracaniu się słupów, powinien być spełniony warunek:

$$\delta \leq \delta_{gr} \quad (4.1)$$

gdzie:

δ – odkształcenie określone obliczeniowo,

δ_{gr} – odkształcenie graniczne dopuszczalne.

Fundamenty słupów oblicza się z uwzględnieniem ich nośności. Za stan graniczny fundamentów pojedynczych słupów żelbetonowych lub wąskich stalowych oraz podpór przyjęto taki stan, gdy jeszcze możliwa jest ich praca. W przypadku dalszego zwiększania się obciążeń zewnętrznych słupy nie spełniają wymagań wytrzymałości, jednak nie dochodzi do ich zniszczenia.

Warunek obliczania fundamentów na zdolność nośną ma postać:

$$P = \frac{N}{k_n} \geq P_{dop} \quad (4.2)$$

gdzie

P – obciążenie na podbudowie słupa,

P_{dop} – obciążenie dopuszczalne

N – zdolność nośna fundamentu, określona obliczeniowo,

k_n – współczynnik niezawodności, którego wartość przyjmuje się w granicach (1,0...1,7), zależnie od konstrukcji i przeznaczenia słupa.

4.4. Zasady teoretyczne oceny odkształcania się słupów linii napowietrznych

Zgodnie z wymaganiami oraz z uwzględnieniem warunków pracy linii napowietrznych o napięciu powyżej 1 kV, słupy powinny być obliczane w normalnych i awaryjnych stanach pracy – z wyjątkiem słupów przelotowych, które powinny być obliczone tylko dla normalnych stanów pracy.

Normalnym stanem pracy linii napowietrznej jest taki stan, kiedy żaden przewód roboczy oraz odgromowy nie jest oberwany.

Awaryjnym stanem pracy linii napowietrznej jest taki stan, kiedy nawet jeden z przewodów roboczych czy odgromowych jest oberwany.

W przypadku normalnej pracy linii napowietrznej o napięciu powyżej 1 kV obliczenia wykonuje się z uwzględnieniem założonej obliczeniowej prędkości wiatru oraz pokrycia oblodzeniem przewodów roboczych i odgromowych.

Dla słupów końcowych i narożnych, w przypadku pręseł krótszych od krytycznych, wykonuje się dodatkowo obliczenia uwzględniające niższe temperatury (-35°C).

Obliczenia słupów przelotowych z jednym i większą liczbą przewodów w fazie, dla przypadku awaryjnego stanu pracy, należy wykonywać z uwzględnieniem następujących warunków:

- oberwane przewody jednej fazy w sąsiednim prześle, które wywołują w słupie największy moment zginający i skręcający, dla dowolnej liczby nieoberwanych przewodów roboczych i odgromowych podwieszonych na słupie;
- jeden z przewodów odgromowych jest oberwany, a przewody robocze pozostały nieoberwane.

Podczas doboru słupów do zawieszania linii napowietrznej o odpowiednim napięciu wykonuje się sprawdzenie parametrów słupów (konstrukcja, średnica, wysokość, materiał) dla różnych przypadków awarii. Na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych wiadomo, że najgorszy warunek pracy słupów występuje w przypadku oberwania przewodów roboczych lub odgromowych, kiedy na słupy działają siły zginające i skręcające. W tym celu należy rozpatrzeć zasady teoretyczne dotyczące odkształceń pochodzących od sił zginających i skręcających.

W przypadku zginania słup sprawdza się zgodnie z warunkiem:

$$W \geq \frac{M_{\max}}{\sigma_{dop}} \quad (4.3)$$

gdzie:

- W – moment wytrzymałości na zginanie,
- $M_{\max} = -Ph$ – maksymalny moment zginający słup na poziomie gruntu, [N · m],
- σ_{dop} – dopuszczalne naprężenie dla materiału słupa, $\left[\frac{\text{N}}{\text{m}^2} \right]$,
- h – wysokość słupa.

Moment zginający, który działa na słup, oblicza się według wzoru:

$$M = P \cdot x \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (4.4)$$

gdzie:

- P – siła przyłożona do słupa,
- x – wysokość przyłożenia siły P .

Równanie na siłę zginającą słupa dla $x = h$ zapiszemy w postaci:

$$EJ\delta = \frac{Mh^2}{2} \quad (4.5)$$

- E – moduł Younga,
- J – moment bezwładności,
- δ – odchylenie od osi pionowej (rys. 4.18).

Skąd otrzymuje się odchylenie słupa od osi pionowej:

$$\delta = \frac{Mh^2}{2EJ} = \frac{Pxh^2}{2EJ} \quad (4.6)$$

Wytrzymałość słupa na zginanie w dowolnym punkcie obliczamy zgodnie ze wzorem (4.7):

$$W_x = \frac{by^2}{6}; \quad (4.7)$$

gdzie:

- y – wysokość, dla której obliczana jest wytrzymałość słupa,
- b – średnia grubość słupa.

W przypadku skręcania słupa naprężenie dopuszczalne oznacza się przez τ_{dop} , a wzór dla jego określenia i sprawdzenia wytrzymałości materiału wyraża się w postaci:

$$\tau_{\max} = \frac{M_{skr}}{W_p} \leq \tau_{dop} \quad (4.8)$$

gdzie:

$$W_p = \frac{J_p}{r} \quad \text{– moment wytrzymałości na skręcanie,}$$

r – promień słupa,

J_p – geometryczny moment bezwładności.

Dla słupa o przekroju okręgu naprężenie maksymalne wynika ze wzoru:

$$\tau_{\max} = \frac{M_{skr}r}{J_p} \quad (4.9)$$

Jeśli zauważymy, że $J_p \approx 0,1d^4$ lub $J_p \approx 0,1 \cdot 16r^4$, to dla słupa o przekroju okręgu maksymalna wartość momentu skręcającego ma postać:

$$W_p = \frac{\pi \cdot r^3}{2} \quad (4.10)$$

Dla słupa o przekroju pierścienia odpowiednio:

$$W_p = 0,2 \frac{D^4 - d^4}{D} \quad (4.11)$$

Wartość naprężenia dopuszczalnego τ_{dop} przyjmuje się w tym przypadku 0,5–0,6 w porównaniu do naprężenia rozciągającego. Jeśli oznaczymy zapas wytrzymałości materiału słupa przez k , to wtedy naprężenie dopuszczalne wyrazi się w postaci:

$$\tau_{dop} = \frac{\tau_T}{k} \quad (4.12)$$

gdzie:

$$\tau_T = (0,5 - 0,6)\sigma_T;$$

σ_T – naprężenie rozciągające stal, z której wykonano słup.

Dla słupa o kształcie rurowym w celu określenia naprężenia dopuszczalnego stosujemy wzór, który zapisujemy:

$$\tau_{dop} \geq \frac{16M_{skr}}{\pi d^3} \quad (4.13)$$

Jeśli przy zginaniu największe naprężenie powstaje na poziomie gruntu, to przy skręcaniu największa wartość naprężenia pochodzącego od momentu skręcającego przesuwana się od osi słupa po promieniu do jego powierzchni.

W przypadku oberwania jednego z przewodów skrajnych, podwieszonych poziomo, na słup działają jednocześnie siły zginające i skręcające. Zadanie polega na obliczeniu naprężeń sumarycznych i określeniu miejsc ich największych wartości sił. W tych miejscach może dojść do uszkodzenia słupa. Miejsce maksymalnego sumarycznego naprężenia musi być wyznaczone.

Naprężenie zginające i skręcające określa się odpowiednio:

$$\sigma = \frac{M_{zg}}{W} \text{ – wartość naprężenia zginającego} \quad (4.14)$$

$$\tau = \frac{M_{skr}}{W_p} \text{ – wartość naprężenia skręcającego} \quad (4.15)$$

Na podstawie teorii największych naprężeń stycznych (tzw. trzecia teoria wytrzymałości) można zapisać warunek:

$$\sigma_1 - \sigma_3 \leq \sigma_{dop} \quad (4.16)$$

w którym $\sigma_1 = \frac{\sigma + \sqrt{\sigma^2 + \tau^2}}{2}$, $\sigma_3 = \frac{\sigma - \sqrt{\sigma^2 + \tau^2}}{2}$ są głównymi naprężeniami działającymi na elementy słupa.

Po podstawieniu powyższych wielkości do wzoru (4.18) otrzymuje się:

$$\sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} \leq \sigma_{dop} \quad (4.17)$$

Jeśli uwzględnić, że dla przekroju w kształcie pierścienia $W_p = 2W$, naprężenia w słupie można opisać za pomocą momentów:

$$\frac{1}{W} \sqrt{M_{zg}^2 + M_{skr}^2} \leq \sigma_{dop}, \quad (4.18)$$

Oznacza to, że aby ocenić naprężenia dopuszczalne w słupie, należy obliczyć tylko dwa momenty: skręcający i zginający.

4.5. Współczynnik smukłości słupa – wysokość słupa przelotowego w linii napowietrznej

Pod wpływem siły przyłożonej do słupa, wskutek działania przewodów lub przewodów razem z wiatrem, słup będzie odchylał się od położenia normalnego. Wartość odchylenia zależy od sprężystości materiału słupa, który charakteryzuje się smukłością [1].

Jeśli do konstrukcji wsporczej linii napowietrznej (rys. 4.15), w postaci pojedynczego słupa sztywno zamocowanego jednym końcem do ziemi, doprowadzić w punkcie B składową poziomą siłę P , to słup będzie podlegał siłom zginającym. Wtedy przyjmie on pozycję $B'A$ pokazaną na rysunku 4.15, w której nastąpi stan równowagi pomiędzy siłą zewnętrzną P a siłami wewnętrznymi materiału słupa.

Jeśli naprężenie materiału słupa nie przekracza wartości granicznej, to w dowolnym punkcie przekroju s :

$$\delta = \frac{P \cdot h^2}{3 \cdot E \cdot I}, \quad (4.19)$$

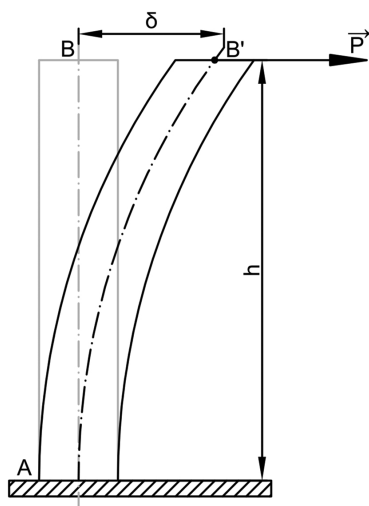
gdzie:

h – wysokość doprowadzania siły P ponad poziomem gruntu, [m],

E – moduł sprężystości postaciowej materiału słupa, $\left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right]$,

I – moment bezwładności, $\left[\frac{\text{N} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}^2}{\text{rad}} \right]$.

Ugięciem k nazywamy współczynnik smukłości w danym punkcie słupa, na którego oddziałuje siła o wartości jednostkowej. Oznacza to, że zakładając $P = 1$, otrzymujemy wzór na ten współczynnik:

Rys. 4.18. Odształcenie słupa pod wpływem siły P

$$k = \frac{h^2}{\delta EI} \quad (4.20)$$

gdzie:

h – wysokość słupa,

$\delta = B' - B$ – wartość odchylenia od osi słupa pod wpływem działającej siły w punkcie B ,

E – moduł Younga,

I – momenty bezwładności.

Obliczając współczynnik smukłości słupa, wartość ugięcia podaje się w metrach, a jednostkę siły w niutonach. Wynika z tego, że współczynnik smukłości słupa wyraża się jednostką [m/N].

Współczynnik smukłości dla słupów przelotowych wykonanych z drewna o najprostszej konstrukcji, jak pokazało doświadczenie, znajduje się w granicach 0,025–0,04 [m/N]. Przykładowo dla pojedynczego słupa bez podpory $k = 0,0035$ [m/N]. Taką samą wartość współczynnika smukłości można założyć dla słupa typu π z podporą podczas oberwania się skrajnego przewodu, w przypadku zużycia zamocowań wypadających, natomiast dla słupa typu π z analogicznym założeniem, jednak w przypadku wykorzystania sztywnych (nieruchomych) zacisków, $k = 0,004$ [m/N]. Dla słupów drewnianych z linkami, które tworzą podparcie dla słupa w przypadku oberwania się przewodu, oraz dla słupów metalowych z wystarczającą dokładnością można przyjąć, że $k = 0$.

Wysokość słupów przelotowych określa się wysokością punktu mocowania przewodu do łańcucha izolatorów, która zależy od napięcia linii napowietrznej, trasy

linii, maksymalnego zwisu przewodu, długości łańcucha izolatorów oraz od narastania zwisu przewodu na skutek oberwania się przewodu w sąsiednim przęśle. Wysokość słupa dla przypadku poziomego podwieszenia przewodów określa się w następujący sposób:

$$h = h_{iz} + f_{\max} + \lambda, \quad (4.21)$$

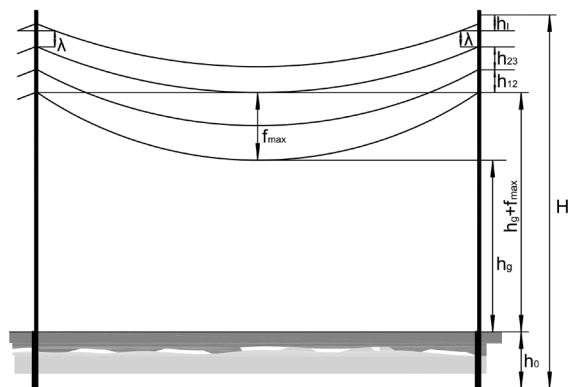
gdzie:

- h_{iz} – najmniejsza odległość od przewodu do ziemi;
- f_{\max} – maksymalny zwis zawieszenia przewodu;
- λ – długość łańcucha izolatorów.

Całkowitą wysokość słupa z rysunku 4.7 określa się za pomocą wzoru:

$$H = h + h_0 + f_{\max} + \lambda + (h_{12} + h_{23}) + h_l \quad (4.22)$$

Na rysunku 4.19 pokazano wszystkie wymiary słupa przelotowego, które występują we wzorze na określenie jego wysokości.



Rys. 4.19. Wymiarowanie wysokości słupa

W przypadku rozmieszczenia przewodów jednego nad drugim odległość pomiędzy przewodami fazowymi jest równa, tj. $h_{12} = h_{23}$.

4.6. Rozkład sił pomiędzy żerdziami słupów typu π

Oberwanie przewodów w jednym z przęseł linii napowietrznej wpływa na zmianę warunków pracy przewodów i słupów. Po oberwaniu przewodów w przęsłach na większość słupów podporowych działają siły pionowe (waga słupów, izolatorów, przewodów

roboczych, przewodów odgromowych, oblodzenia) oraz siły wiatru na przewody robocze, przewody odgromowe i słupy. Siły działające wzdłuż trasy linii praktycznie nie występują. Po oberwaniu się części przewodów roboczych lub odgromowych dochodzi do nierównomiernego obciążenia pozostałych przewodów, a na słupy działają siły skierowane wzdłuż trasy linii, które niekiedy osiągają duże wartości i dlatego powinny być uwzględnione podczas obliczeń słupów [1]. Oprócz tego trzeba uwzględnić gwałtowną zmianę stanu pozostałych przewodów podczas oberwania w sąsiednich przęsłach, pomiędzy słupami przelotowymi. Zwiększenie zwisu przewodów w tych przypadkach wywołane jest odchyleniem izolatorów i zginaniem się słupów przelotowych.

W celu obliczenia słupów w przypadku oberwania się przewodów trzeba obliczyć siły, które działają na poszczególne elementy słupa. W tym celu oznaczmy literami m_1 i m_2 współczynniki rozkładu sił pomiędzy żerdziami słupa. W podobnej konstrukcji wsporczej drewnianej słupa typu π , przy oberwaniu przewodu środkowego, siły działające na przewód rozkładają się równomiernie na obydwa słupy i dlatego:

$$m_1 = m_2 = 0,5 \quad (4.23)$$

Jeśli w takiej konstrukcji wsporczej oberwie się przewód skrajny, wówczas najbliższy słup przejmie praktycznie całą siłę naciągu przewodu, dlatego też dla słupa najbliższego oberwanemu przewodowi przyjmuje się, że $m_1 = 1$, a dla oddalonego słupa $m_2 = 0$.

Przykład 4.1.

Obliczyć słup pojedynczy przelotowy dla linii napowietrznej o napięciu 15 kV wykonanej z przewodów aluminiowych A-50 o przekroju 50 mm², montowanych na sworzniowych izolatorach z mocowaniem za pomocą drutowej wiązanki. Linia przechodzi przez niezaludnioną miejscowość, gdzie z danych obserwacyjnych z ostatnich pięciu lat wynika:

- maksymalna prędkość wiatru $v = 25$ m/s;
- wyższa temperatura $+40^\circ\text{C}$;
- niższa temperatura -40°C ;
- grubość ścianki lodu na przewodach
sprowadzona do cylindrycznej formy o wadze
0,9 kg wynosi 10 mm;
- temperatura powietrza przy oblodzeniu -5°C .

W wyniku przeprowadzonego obliczenia przewodu A-50 przy długości przęsła 100 m największy zwis wynosi $f_{\max} = 2,2$ m, a obciążenie pochodzące od nacisku wiatru na 1 m długości przewodu, przy prędkości wiatru 25 m/s wynosi $p_4 = 0,0718$ N/m · mm². Przewody położone są na wierzchołkach trójkąta w odległości między przewodami, mierzonymi w pionie, która wynosi $D = 1,2$ m. Wysokość słupa żelbetonowego wynosi 12 m, a jego średnica $d = 0,22$ m.

Rozwiązanie zadania

Określenie wysokości słupa.

Całkowitą wysokość słupa określamy za pomocą wzoru:

$$H = h_g + f_{\max} + D + b$$

gdzie:

- h_g – gabaryt linii (rys. 4.19) dla danego przypadku wynosi $h_g = 6$ m,
- f_{\max} – maksymalny zwis przewodu linii w danym przypadku równa się 2,2 m,
- D – odległość pionowa między przewodami linii równa się 1,2 m,
- b – odległość od osi górnej haka do wierzchołka słupa równa się 0,2 m.

Podstawiając dane do powyższego wzoru, otrzymujemy:

$$H = 6 + 2,2 + 1,2 + 0,2 = 9,6 \text{ m}$$

W danym przypadku obliczono minimalną wysokość słupa nad powierzchnią ziemi. Wobec tego w ziemi może znajdować się reszta długości słupa, to jest:

$$h_{zem} = L_{sl} - H = 12 - 9,6 = 2,4 \text{ m}$$

Zależnie od właściwości gruntu optymalna głębokość zamocowania słupa będzie równa 2 m, wtedy nad powierzchnią ziemi zostanie 10 m, wobec czego można zwiększyć wartość gabarytu linii do 6,4 m.

Przypadki obliczeniowe słupów i metoda obliczeń

Na podstawie doświadczeń i obowiązujących norm słupy przelotowe linii napowietrznych o napięciu od 1 kV do 30 kV z rozmieszczeniem przewodów na izolatorach sworzniowych z mocowaniem za pomocą wiązanki drutu powinny być obliczane tylko w normalnym stanie pracy linii. W przypadku, jaki był omówiony wyżej, przy obliczaniu słupów dla linii ponad 1 kV należy uwzględnić pięć warunków, a mianowicie:

- maksymalną prędkość wiatru $v = 25$ m/s;
- wyższą temperaturę $+40^\circ\text{C}$;
- niższą temperaturę -40°C ;
- grubość ścianki lodu na przewodach, sprowadzoną do cylindrycznej formy o masie 0,9 kg wynoszącą 10 mm;
- temperaturę powietrza przy oblodzeniu -5°C .

Z tych pięciu przypadków największe obciążenie będzie miał słup wtedy, kiedy:

1. Przewody nie są oberwane i wolne od oblodzenia, a prędkość wiatru wynosi 25 m/s;
2. Przewody linii są nieoberwane i pokryte oblodzeniem, a prędkość wiatru wynosi 12,5 m/s.

Z tych dwóch przypadków gorszy jest pierwszy i przyjmuje się go jako obliczeniowy, dlatego przeprowadzimy obliczenie słupa dla tego warunku.

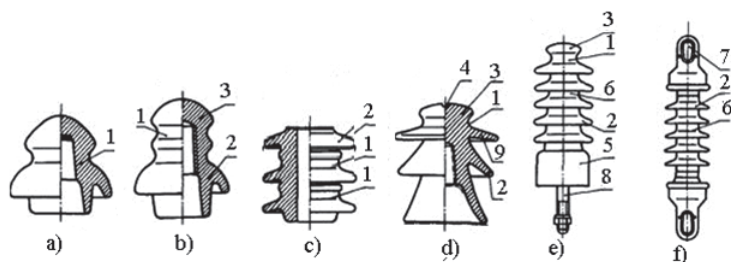
Do obliczenia słupa osobnego użyjemy metody uproszczonej. Polega ona na tym, że naprężenie dodatkowe w materiale słupa, wywołane siłami pionowymi pochodzącymi od wagi słupa, uwzględnia się przez zwiększenie momentu zginającego. Moment ten z kolei jest wynikiem nacisku wiatru na przewody i słup. Wzrost tego momentu przyjmujemy w procentach wartości momentu głównego.

4.7. Izolatory – klasyfikacja, oznaczenia i parametry

Główne zadanie izolatorów polega na tym, aby oddzielić galwanicznie przewody linii napowietrznych od konstrukcji wsporczych i pomiędzy sobą. Oprócz tego izolatory muszą również wytrzymywać siły naciągu pochodzące od masy przewodu oraz dodatkowych sił, a także od działania sadzi lub naporu wiatru. Materiał do produkcji izolatorów musi być: nienasiąkliwy, odporny na wpływ czynników atmosferycznych oraz chemicznych, stłuczenia, nagłe zmiany temperatury oraz musi mieć dużą rezystancję i wytrzymałość elektryczną, a także znaczną rezystancję powierzchniową. Wyżej wymienionym wymaganiom odpowiadają: porcelana elektrotechniczna, szkło, szczególnie hartowane, i tworzywa kompozytowe z właściwościami dielektrycznymi [16, 18].

W zależności od sposobu mocowania przewodów linii napowietrznej, izolatory można podzielić na: stojące, szpulowe i wiszące. W liniach napowietrznych o napięciu do 1 kV najczęściej stosowane są izolatory stojące, porcelanowe oraz szklane. Jednak na słupach, gdzie mamy duże siły naciągu (słupy krańcowe lub narożne), częściej wykorzystuje się izolatory szpulowe. W liniach o napięciu od 1 kV aż do 30 kV stosuje się izolatory stojące, a w liniach o napięciu powyżej 30 kV izolatory wiszące. W liniach o napięciu wysokim i najwyższym są używane łańcuchy izolatorów jednorzędowych lub dwurzędowych. Tworzywa kompozytowe o właściwościach dielektrycznych są wykorzystywane nie tylko do budowy izolatorów, ale również do budowy osprzętu do przewodów.

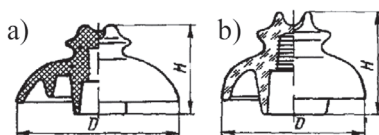
Na rysunku 4.20 zaprezentowano izolatory: a) stojące, b) dla linii o napięciu 0,4 kV, c) dla szyn zbiorczych stacji rozdzielczych wewnętrznych i d) dla linii o napięciu 10–15 kV. Natomiast izolator stojący przeznaczony do zawieszania przewodów linii o napięciu do 110 kV pokazano na rysunku 4.20e, a na rysunku 4.20f przedstawiono izolator wiszący dla linii napowietrznej o napięciu do 110 kV. Na izolatorach z rysunków 4.20a i 4.20b przewód układany jest w szyjce 1 z boku i wiąże się go do głowy 3 wiązką z przewodów miękkich, natomiast na izolatorze pokazanym na rysunku 4.20d przewody układa się w rowek główny izolatora 4 z góry i wiąże się przewodem miękkim do głowy 3.



Rys. 4.20. Konstrukcje izolatorów stosowanych w liniach napowietrznych: a) stojący dwusztykowy N; b) szpulowy S; c) szklany NS; d) stojący deltowy LDS; e) stojący pniowy LWP; f) wiszący pniowy LP. Oznaczenia: 1 – szyjka, 2 – klosz, 3 – głowa, 4 – rowek główny, 5 – stopa, 6 – pień, 7 – ucho, 8 – trzon, 9 – okap klosza

Klosze izolatorów zaznaczone na rysunku 4.20 numerem 2 są przeznaczone do osłonięcia przed deszczem suchych powierzchni izolatorów oznaczonych numerem 6, rozmieszczonych pod kloszem. W izolatorze na rysunku 4.20d okap klosza oznaczony numerem 9 nakrywa częściowo klosz oznaczony numerem 2, co znacznie podwyższa właściwości izolacyjne takiej konstrukcji izolatorów.

Dla linii 0,4 kV są używane izolatory pokazane na rysunku 4.21, które na wierzchołku mają rowki do układania przewodów, których przekrój nie przekracza 35 mm².



Rys. 4.21. Konstrukcje izolatorów do linii nN

Izolatory te mocuje się na hakach i najczęściej używa się w liniach napowietrznych niskiego napięcia do zasilania energią elektryczną budynków prywatnych na terenach wsi i oddalonych osiedlach. W miejscowościach bez zapylenia odpadami przemysłowymi do linii o napięciu 6–10 kV są używane izolatory woszczonki konstrukcji uproszczonej, którą pokazano na rysunku 4.22, których klosz jest rozmieszczony w górnej części izolatora.

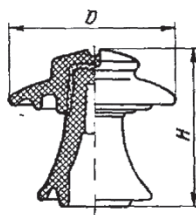
Na rysunku 4.23 pokazano dwa typy izolatorów przeznaczonych do komponowania łańcuchów izolatorów dla linii od 110 kV do 400 kV.

Izolatory z rysunku 4.23b używane są w liniach, które przebiegają przez strefę przemysłową o dużym zapyleniu, na przykład obok zakładu do produkowania cementu czy młynów węglowych itp.

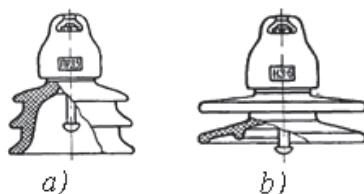
Łańcuchem izolatorów nazywa się jeden lub więcej izolatorów wiszących połączonych szeregowo wraz z osprzętem, przy czym łańcuchy:

- jednorzędowe – złożone są z jednego lub więcej izolatorów wiszących połączonych szeregowo;
- wielorzędowe – złożone są z dwóch lub więcej takich samych jednorzędowych łańcuchów izolatorowych połączonych równolegle;
- złożone (specjalne) – to zespół dwóch lub więcej jednorzędowych albo wielorzędowych łańcuchów izolatorowych w układzie zapewniającym określone właściwości elektryczne lub mechaniczne, np. układy specjalne V (rys. 4.24) i Y.

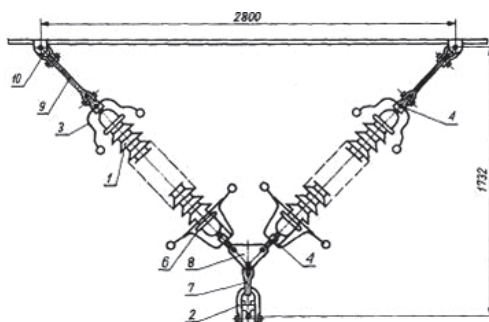
Układy specjalne łańcuchów izolatorów stosuje się do zawieszania przewodów rozmieszczonych pomiędzy słupami w celu ograniczenia drgań przewodów w przypadku działania na nie porywistego wiatru. Zapewnia to właściwą odległość izolacyjną pomiędzy słupami a przewodami fazowymi.



Rys. 4.22. Izolator stojący do linii napowietrznych 6–10 kV

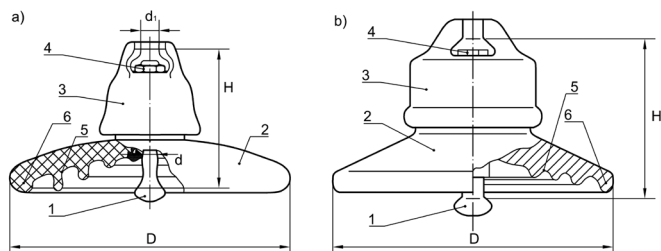


Rys. 4.23. Konstrukcje izolatorów wiszących: a) stosowane w strefach o niskim zapyleniu; b) stosowane w strefach o dużym zapyleniu



Rys. 4.24. Łańcuch izolatorów długopniowych w układzie V. Oznaczenia: 1 – izolator, 2 – uchwyt odciągowy, 3 – rożek trapezowy, 4 – łącznik rożków, 5 – wieszak, 6 – pierścień dwuelektrodowy, 7 – łącznik dwuuchowy, 8 – łącznik orczykowy, 9 – łącznik jednowidlasty, 10 – łącznik kabłąkowy

Na rysunku 4.25 pokazano konstrukcję i wyróżniono najważniejsze części, z których składają się izolatory wiszące. Podstawowymi parametrami tych izolatorów są: H – wysokość izolatora i D – średnica klosza izolatora.



Rys. 4.25. Konstrukcje izolatorów kołpakowych: a) szklany typu U300; b) wiszący typu LK.
Oznaczenia: 1 – trzonek, 2 – klosz, 3 – kołpak, 4 – zawlecзка zabezpieczająca, 5 – żebro, 6 – okap klosza

Klosze wymienionych izolatorów są produkowane z porcelany elektrotechnicznej albo ze szkła, a do ułatwienia ich łączenia są wyposażone w zawleczkę zabezpieczającą w górnej części i główkę trzonka w dolnej części, która wchodzi w zamek. Łańcuchy buduje się z izolatorów o jednakowej konstrukcji.

Najczęściej w Polsce na liniach 110, 220 i 400 kV stosuje się izolatory długo-pniowe ceramiczne lub kompozytowe (LP) oraz izolatory kołpakowe szklane (LK). Izolatory te zawieszane są w typowych układach izolacyjnych:

- na słupach przelotowych: łańcuchy wiszące ŁP i ŁP2 oraz ŁPV1 i ŁPV2,
- na słupach mocnych: łańcuchy odciągowe ŁO, ŁO2, ŁO3,
- na słupach przelotowych w IV strefie zabrudzeniowej na słupach przelotowych: specjalne łańcuchy figurowe ŁPA, ŁPY, ŁPX lub ŁPX2.

Coraz częściej stosowane są izolatory, których część izolacyjna wykonana jest z kauczuku silikonowego ze względu na około 20% niższą cenę od porcelanowych, mniejszą wagę i większą odporność na uszkodzenia mechaniczne.

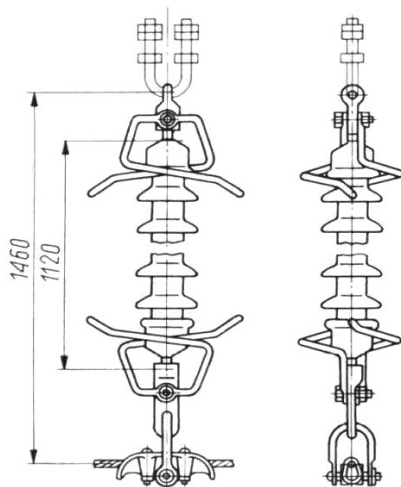
Podczas doboru izolatorów należy uwzględnić poniższe parametry, które wymagane są w trakcie projektowania, a ich wartości są zamieszczone w katalogach.

Droga upływu a_u – najkrótsza odległość między okuciami mierzona po powierzchni izolatora.

Droga przeskoku a_s – najkrótsza odległość w powietrzu między okuciami izolatora.

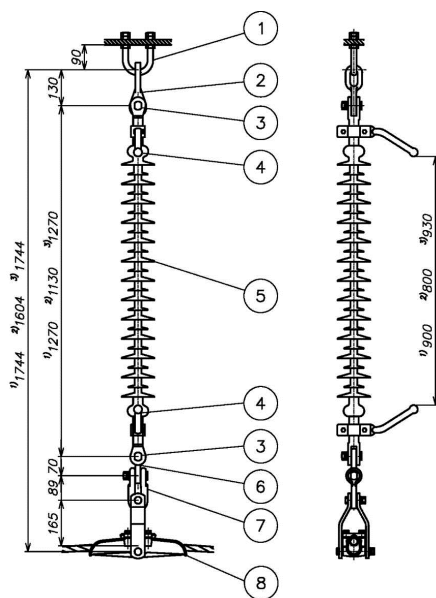
Droga przebicia a_{pb} – najkrótsza odległość w materiale izolacyjnym między okuciami izolatora.

Na rysunku 4.26 pokazano łańcuchy izolatorów wiszących z pierścieniami i różkami do wyrównywania natężenia pola elektrycznego wzdłuż łańcucha. W razie potrzeby takie łańcuchy można łączyć szeregowo albo równoległe, zależnie od napięcia roboczego linii i warunków atmosferycznych.



Rys. 4.26. Konstrukcja łańcuchów izolatorów wiszących długopniowych

Na rysunku 4.27 pokazano konstrukcje łańcuchów izolatorów z elementami zamocowań dla linii o napięciu 220 kV, która przebiega przez tereny przemysłowe o dużym zanieczyszczeniu powietrza. Taki łańcuch izolatorów zawiera 13 kloszy. Na ogół łańcuchy izolatorów dla linii o napięciu 220 kV zawierają od 12 do 14 pojedynczych szeregowo połączonych wiszących izolatorów.



Rys. 4.27. Konstrukcje łańcuchów izolatorów dla linii 220 kV z elementami mocowania przewodów

Izolatory powinny spełniać wymagania odpowiednich norm wyrobów, tzn. powinny być zgodne z normami [26–28]. Poziom zakłóceń radioelektrycznych dla wszystkich rodzajów izolatorów w liniach napowietrznych nie powinien przekraczać wymagań określonych w obowiązujących przepisach.

Jako podstawowe parametry techniczne izolatorów przyjmuje się:

- napięcie znamionowe,
- znamionowe napięcie wytrzymałwane udarowe piorunowe o kształcie 1,2/50: min. 550 kV,
- znamionowe napięcie wytrzymałwane przemienne [1 min/50 Hz] o częstotliwości sieciowej podczas deszczu: min. 230 kV,
- znamionową wytrzymałość na rozciąganie:
 - dla izolatorów kompozytowych – min. 120 kN,
 - dla izolatorów porcelanowych – min. 100 kN.

Typ i rok produkcji izolatorów muszą być oznaczone w trwały sposób.

Ponadto dla izolatorów kompozytowych podaje się:

- materiał izolacyjny kloszy i osłon: np. guma silikonowa HTV lub LSR,
- rdzeń izolatora: pręty FRP wzmocniane włóknem szklanym ECR impregnowane żywicą epoksydową z odpowiednim uszczelnieniem do okucia silikonem.

Dla izolatorów porcelanowych podaje się:

- materiał ceramiczny: C 130,
- średnicę rdzenia: min. 60 mm,
- spoiwo: TM lub TS.

4.8. Zasady doboru izolatorów liniowych oraz określenie długości łańcucha izolatorów i warunki ich równowagi

Dobór wszystkich izolatorów odbywa się przez dobór parametrów takich jak:

- wartość napięcia,
- dopuszczalne obciążenie mechaniczne pochodzące od sił rozciągających lub ścisających.

Dobór izolatorów odbywa się z uwzględnieniem wartości prądu znamionowego. Niezawodność izolatorów przeznaczonych do stosowania w linii o napięciu znamionowym do 30 kV powinna zapewniać niezawodność przy podwyższonym o 15% napięciu wartości znamionowej, a dla izolatorów stosowanych w linii o napięciu 110 kV i wyższym – o 10%. W przypadku doboru izolatorów należy spełnić warunek:

$$U_{niz} \geq U_{n\ ins} \quad (4.24)$$

gdzie:

- U_{niz} – napięcie znamionowe izolatora;
 U_{nins} – napięcie znamionowe instalacji elektrycznej.

Jeśli dobór izolatorów odbywa się według mechanicznego obciążenia dopuszczalnego, to powinien być spełniony warunek:

$$P_{obl} < 0,6 P_{rujn} \quad (4.25)$$

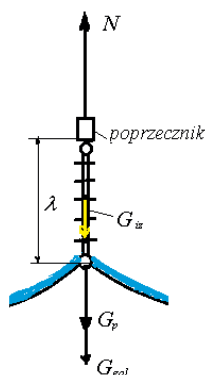
gdzie:

- P_{obl} – największe obciążenie obliczone, które działa od prądu udarowego na izolator w przypadku zwarcia trójfazowego;
 P_{rujn} – obciążenie niszczące, które dobieramy z katalogu;
0,6 – współczynnik zapasu trwałości.

Do słupów przelotowych stosuje się łańcuchy izolatorów, które są przymocowane do poprzeczek za pomocą osprzętu liniowego. Główna funkcja łańcuchów izolatorów polega na izolowaniu przewodów roboczych od konstrukcji wsporczych oraz na podtrzymaniu przewodu [14, 19].

Typ izolatora dobiera się w zależności od stopnia zabrudzenia atmosferycznego w strefie trasy, naprężenia i wartości siły rozciągającej w kierunku osi izolatora.

Łańcuch izolatorów, na którym zawieszony jest przewód roboczy, może przenosić tylko składową pionową N obciążenia pochodzącą od ciężaru przewodu fazowego G_p i od ciężaru oblodzenia na przewodzie G_{gol} oraz od ciężaru samego łańcucha izolatorów G_{iz} , jak pokazano na rysunku 4.28.



Rys. 4.28. Rozkład sił działających na izolatory

Wytrzymałość mechaniczną izolatora oblicza się metodą naprężeń dopuszczalnych. W tym celu do obliczeń wprowadzamy tylko obciążenia znormalizowane, które są wymagane przez normy. Na rysunku 4.17 przez m_{iz} oznaczono masę łańcucha izolatorów, którą w pierwszym przybliżeniu przyjmuje się zgodnie z tablicą 4.1.

Masa łańcucha izolatorów dla różnych wartości napięć

Napięcie U , [kV]	110	220	400
Ciężar łańcucha izolatorów G_{iz} , [N]	500	800	2300

Obciążenie znormalizowane, działające wzdłuż osi łańcucha izolatorów od masy przewodów i masy oblodzenia podczas działań wiatru, zapisuje się:

$$G_p^n + G_{gol}^n = p_3 S \cdot k \cdot l \quad (4.26)$$

gdzie:

G_p^n – ciężar przewodu znamionowy, [N];

G_{gol}^n – ciężar gołoledzi znamionowy, [N];

p_3 – obciążenie właściwe przewodu z oblodzeniem, [N/mm²m];

S – przekrój przewodu, [mm²];

k – liczba przewodów w wiązce fazowej;

l – długość przęsła, [m].

Obciążenie znormalizowane, działające wzdłuż osi łańcucha izolatorów, pochodzące od ciężaru przewodów bez oblodzenia, można zapisać jako:

$$m_p^n = p_1 S \cdot k \cdot l \quad (4.27)$$

Zgodnie z wymaganiami norm [28] wprowadza się odpowiednie współczynniki zapasu wytrzymałości izolatorów:

- $p_6 = 2,7$ – dla przewodu z oblodzeniem podczas działania wiatru;
- $p_1 = 5$ – dla warunków pracy przewodu bez oblodzenia i wiatru.

Każdy z wymienionych stanów pracy opisuje się zależnościami obliczeniowymi w postaci:

$$p_6 (p_3 S k \delta + G_{iz}^n) = N_1^0; \quad (4.28)$$

$$p_1 (p_3 S k \delta + G_{iz}^n) = N_2^0, \quad (4.29)$$

gdzie:

δ – odchylenie słupa od osi pionowej, [m].

Z tablicy 4.4 dobieramy rodzaj izolatora z uwzględnieniem warunku:

$$P > N_{\max}^0, \quad (4.30)$$

gdzie:

- P – przewidywane obciążenie elektromechaniczne;
 N_{\max}^0 – największa wartość N ze wszystkich obliczonych z równań (4.28) i (4.29).

W tablicy 4.2 zostały podane parametry techniczne aktualnie stosowanych typów izolatorów.

Tablica 4.2

Parametry techniczne używanych izolatorów

Typ izolatora	Wysokość, [mm]	Średnica kołpaka, [mm]	Gwarantowane obciążenie elektromechaniczne, [kN]	Masa, [kg]
Szklany				
PS6-A	130	225	60	4,1
PS11	160	290	110	6,6
PS16-A	160	320	160	9,0
PS22-A	200	320	220	10,8
PS30-A	210	320	300	14,2
Porcelanowy				
PF6-A	170	270	60	6,5
PF6-B	140	270	60	6,0
PF6-W	140	270	60	5,3
PF16-A	170	280	160	8,6
PF20-A	194	350	200	12,8

W tablicy 4.3 podano parametry konstrukcyjne łańcuchów izolatorów przeznaczonych do linii napowietrznych o napięciu 110–500 kV.

Tablica 4.3

Liczba izolatorów tworzących łańcuch w linii napowietrznej w zależności od poziomu napięcia

Napięcie linii napowietrznej		110 kV	220 kV	400 kV	500 kV
		Liczba izolatorów w łańcuchu			
Typy używanych izolatorów	PS6-A	8	14	–	–
	PS11	7	12	21	24
	PS16-A	6	11	20	22
	PS22-A	–	10	18	21
	PS30-A	–	11	20	22
	PF6-A	7	13	22	–
	PF6-B	7	14	24	–
	PF6-W	7	13	23	–
	PF16-A	6	11	20	23
PF20-A	–	10	17	20	

Długość całkowitą łańcucha izolatorów określa się zgodnie ze wzorem:

$$\lambda = n_{iz} \lambda_{iz} \quad (4.31)$$

gdzie:

- λ – długość łańcucha izolatorów, [m];
- n_{iz} – liczba szeregowo połączonych izolatorów w łańcuchu;
- λ_{iz} – długość jednego izolatora, [m].

4.9. Warunki równowagi łańcuchów izolatorów

W normalnych warunkach pracy linii siły działające na końcówkę łańcuchów izolatorów pochodzące od podwieszonych przewodów są jednakowe, a łańcuchy zwisają pionowo (rys. 4.29a).

W przypadku nierówności naciągów, na przykład gdy $T_2 > T_1$, łańcuch izolatorów odchyła się w kierunku większego naprężenia i przyjmuje położenie, które zostało pokazane na rysunku 4.29b.

W rzeczywistości, przy połączeniu przegubowym pojedynczych izolatorów pomiędzy sobą, łańcuch przyjmuje postać linii łamanej. W celu uproszczenia obliczeń przyjmuje się, że łańcuch izolatorów jedynie odchyła się, zachowując kształt linii prostej. Założenie to nie powoduje znaczącego błędu w obliczeniach.

Różnica naciągów $T_2 - T_1$ spowoduje odchylenie łańcucha izolatorów o wartość δ .

Warunki równowagi łańcucha izolatorów spełniane są przy równości sumy momentów wynoszącej zero wszystkich sił względem punktu A (rys. 4.29c):

$$G_p \delta + G_{iz} \frac{\delta}{2} - (T_2 - T_1) \sqrt{\lambda^2 - \delta^2} = 0 \quad (4.32)$$

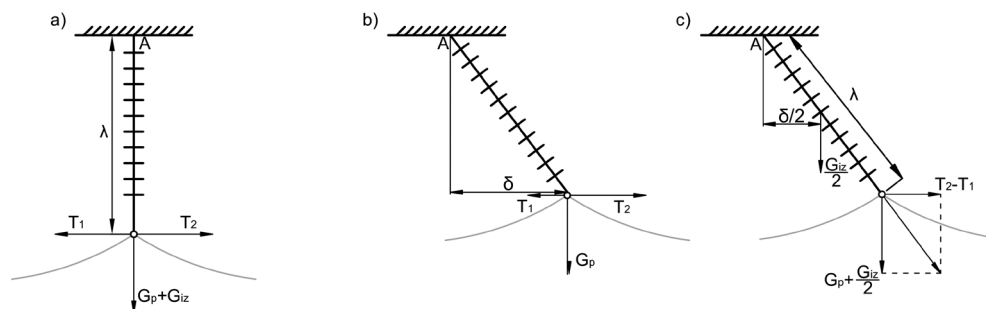
skąd:

$$\delta = \lambda \frac{T_2 - T_1}{\sqrt{\left(G_p + \frac{G_{iz}}{2}\right)^2 + (T_2 - T_1)^2}} \quad (4.33)$$

gdzie:

- G_{iz} – ciężar łańcucha izolatorów;
- G_p – ciężar przewodu z łańcuchem izolatorów w sąsiednich półprzęsłach;
- λ – długość łańcucha izolatorów.

W przypadku występowania wiatru, którego działanie należy traktować jako obciążenie dodatkowe, uwzględnia się wartości G_p jako siłę, która może nie być umieszczona w jednej płaszczyźnie z pozostałymi siłami. Jednak i tutaj, godząc się na mały błąd, można wszystkie siły sumować arytmetycznie.



Rys. 4.29. Warunki równowagi łańcucha izolatorów

Niektóre dane o liczbie izolatorów oraz o ich długości i wadze średniej podwieszonych razem z elementami mocującymi podano w tablicy 4.4.

Tablica 4.4

Parametry łańcucha izolatorów razem z elementami mocującymi

Napięcie		30 kV	110 kV	220 kV	400 kV
Słupy metalowe i żelbetonowe	Liczba izolatorów	3	7	13	20
	Długość łańcucha, [m]	0,77	1,45	2,57	3,96
	Waga łańcucha, [kg]	25	50	90	170
Słupy drewniane	Liczba izolatorów	2	6	–	–
	Długość łańcucha, [m]	0,6	1,3	–	–
	Waga łańcucha, [kg]	15	42	–	–

Pytania do samokontroli

1. Jakie stany obliczeniowe pracy słupów należy uwzględnić?
2. Jakie konstrukcje słupów stosuje się do linii napowietrznych?
3. W jakich warunkach pracują słupy linii napowietrznych?
4. Jakim odkształceniom ulegają słupy linii napowietrznych?
5. Co to jest współczynnik smukłości słupa?
6. W jaki sposób są rozłożone siły pomiędzy żerdziami słupów typu π ?
7. Od czego zależy wysokość słupa przelotowego linii napowietrznych?
8. Jakie jest przeznaczenie szczeდეł stosowanych do słupów linii napowietrznych?
9. Jakie wymagania powinny spełniać słupy linii napowietrznych?
10. Jakie wymagania są stawiane fundamentom słupów linii napowietrznych?

11. Jaką metodą posługujemy się podczas doboru izolatorów dla linii napowietrznych?
12. Od czego zależy długość łańcuchów izolatorów?
13. Jakim warunkom równowagi odpowiadają łańcuchy izolatorów?

ROZDZIAŁ 5

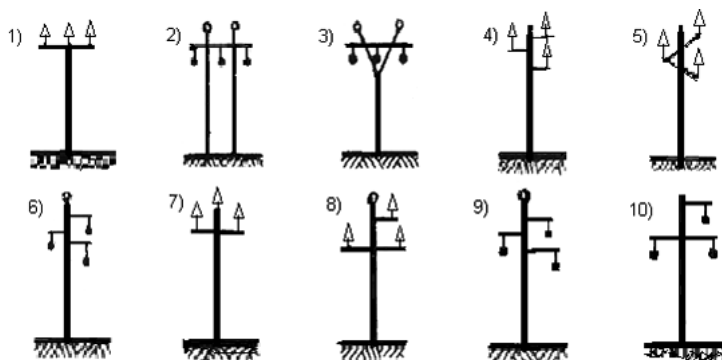
PRACA LINII NAWIETRZNEJ W STANACH AWARYJNYCH

5.1. Sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych i odgromowych na słupach

Istnieją różne sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych i odgromowych na słupach, które są zależne od wartości napięcia, konstrukcji słupów, ukształtowania terenu, przez który przebiega linia i, co najważniejsze, od warunków atmosferycznych strefy (temperatura minimalna i maksymalna, intensywność osadzania się sadzi, napór i kierunek wiatru, zanieczyszczenie powietrza poprzez odpady przemysłowe i inne).

Jednak najważniejszymi czynnikami dla wyboru sposobu rozmieszczenia przewodów są: napięcie międzyprzewodowe i charakterystyka trasy linii napowietrznej, które najbardziej wpływają na dobór konstrukcji słupów, rodzajów izolatorów oraz długości przęseł.

Na rysunku 5.1 pokazano najczęściej spotykane sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych i odgromowych na słupach dla linii jednotorowych.

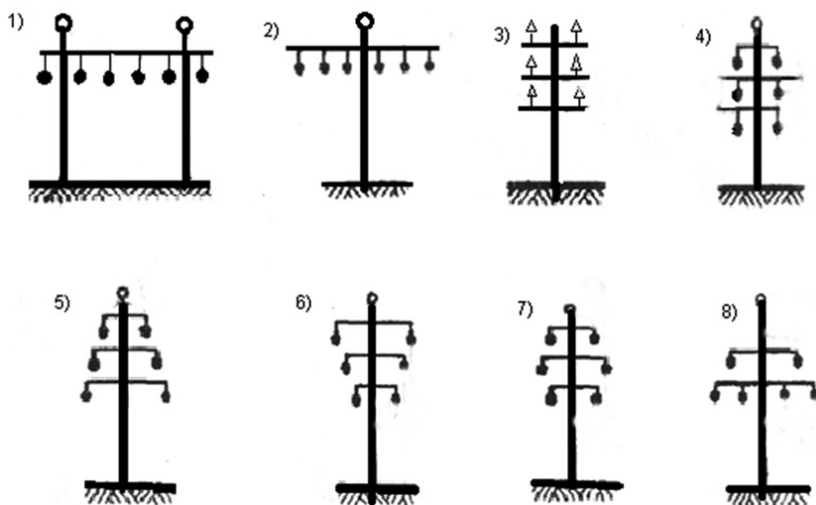


Rys. 5.1. Rozmieszczenie przewodów w liniach jednotorowych

W liniach napowietrznych stosuje się różne sposoby rozmieszczenia przewodów, jednak w III strefie oblodzenia dla linii o napięciu powyżej 1000 V, przy pozostałych czynnikach atmosferycznych normalnych dla danej strefy, zaleca się używanie poziomego rozmieszczenia przewodów (rys. 5.1, warianty 1, 2, 3 i 7).

W rejonach, gdzie ryzyko wystąpienia oblodzenia jest wysokie, zaleca się stosowanie tylko poziomego rozmieszczenia przewodów. Dla linii napowietrznych klasy I stosuje się mieszane rozmieszczenie przewodów (warianty 4, 5, 6, 8, 9 i 10 na rys. 5.1).

Na rysunku 5.2. pokazano sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych linii napowietrznych i stalowych przewodów ochronnych, przed wyładowaniem piorunowym, na słupach przewidzianych dla linii dwutorowych, wykonanych ze stali i żelbetonu.



Rys. 5.2. Sposoby rozmieszczenia przewodów linii dwutorowych

Odległość pomiędzy przewodami roboczymi linii napowietrznych dobiera się z uwzględnieniem warunków pracy w prześle oraz odległości izolacyjnych pomiędzy przewodami i częściami słupów. Najmniejsze zalecane odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznych podano w tablicach 5.1 i 5.2.

Dla linii napowietrznych dwutorowych o napięciu ponad 1000 V odległość pomiędzy najbliższymi przewodami różnych torów na słupie powinna być nie mniejsza niż:

- 3 m dla linii o napięciu 30 kV;
- 4 m dla linii o napięciu 110 kV;
- 6 m dla linii o napięciu 220 kV;
- 8 m dla linii o napięciu 400 kV;
- 9 m dla linii o napięciu 500 kV.

Tablica 5.1

Odległości między przewodami linii napowietrznych policzone zgodnie z normą [10]

Napięcie linii napowietrznej		30 kV		110 kV		220 kV		400 kV		
Rejon oblodzenia		I-II	III	I-II	III	I-II	III	I-II	III	
Minimalne odległości między przewodami linii napowietrznych dla rozmieszczenia przewodów poziomo, [m]	Długości przęsła między słupami, [m]	150	2,75	3	–	3,5	–	–	–	–
		175	2,75	3,25	–	3,5	–	–	–	–
		200	3	3,5	3,5	4	–	5	–	7,5
		250	3,25	3,75	3,5	4	–	5	–	8
		300	3,5	4	4	4,5	5	5,5	8	8,5
		350	3,5	4	4	4,5	5	5,5	8	8,5
		400	–	–	4,5	5	5,5	6	9	9,5
		450	–	–	4,5	5	5,5	6	9	9,5

Dla linii napowietrznych o napięciu do 1000 V w I i II rejonie sadzi odległość pomiędzy przewodami ma wynosić nie mniej niż:

- w przypadku rozmieszczenia przewodów pionowo – 0,4 m,
- w przypadku rozmieszczenia przewodów poziomo – 0,3 m.

Odległość pomiędzy przewodami dla przęsła wynoszącego 30 m wynosi 0,2 m. Natomiast dla przęsła o długości ponad 30 m w rejonach III strefy sadzi odległości należy dobierać następująco:

- w przypadku rozmieszczenia przewodów pionowo – 0,6 m,
- w przypadku rozmieszczenia przewodów poziomo – 0,4 m.

Tablica 5.2

Minimalne odległości między przewodami linii napowietrznych klasy I, rozmieszczonymi pionowo (rys. 5.2 – od 3 do 7) w I i II rejonie oblodzenia (sadzi)

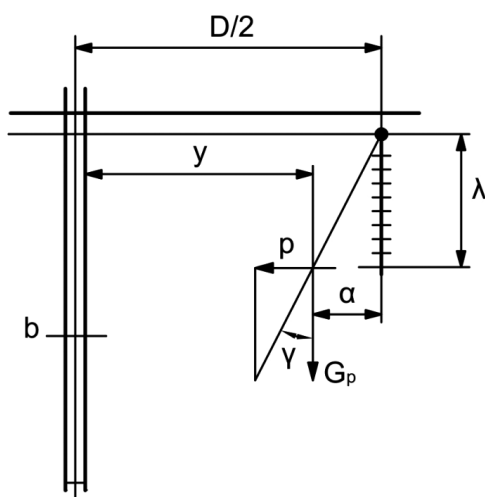
Napięcie linii napowietrznych, [kV]	30	110	220	400
Minimalna odległość pomiędzy przewodami umieszczonymi pionowo, [m]	2,25	3	5	8
Rozmieszczenie przewodów sąsiednich na słupie, [m]	0,5	0,7	1,5	3

Minimalne odstępy izolacyjne w powietrzu pomiędzy przewodami roboczymi i elementami konstrukcyjnymi słupów uziemionych

Warunki obliczeniowe dla sprawdzania	Minimalne odległości izolacyjne w powietrzu pomiędzy przewodami i częściami słupów dla napięcia				
	30 kV	110 kV	220 kV	400 kV	500 kV
Dla przepięcia atmosferycznego	0,45	1,15	2,1	3,25	3,75
Dla przepięcia wewnętrznego	0,3	0,8	1,7	2,6	2,95
Dla przepięcia zewnętrznego innego niż atmosferyczne	0,1	0,25	0,55	1,1	1,8

Określenie wartości odległości pomiędzy częściami znajdującymi się pod napięciem i elementami konstrukcyjnymi słupów uziemionych odbywa się tak samo dla normalnego zwisu przewodów jak dla przewodów odchylonych pod wpływem wiatru. Gdy prędkość wiatru nie przekracza 25 m/s, obliczenia odległości izolacyjnych pomiędzy przewodami wykonuje się tylko z uwzględnieniem przepięć piorunowych, natomiast dla prędkości wiatru do 35 m/s zarówno z uwzględnieniem przepięć piorunowych, jak i wewnętrznych, na przykład pochodzenia komutacyjnego (z dwóch otrzymanych wyników należy wybrać większą wartość).

Przy prędkości wiatru powyżej 35 m/s izolacyjne odstępy powietrzne dobiera się tylko z uwzględnieniem przepięć pochodzenia wewnętrznego.



Rys. 5.3. Model zbliżenia przewodu do słupa

Obliczanie odstępów izolacyjnych dla napięć roboczych odbywa się tylko w przypadkach stosowania słupów specjalnej konstrukcji.

Warto zauważyć, że na dobór wartości odległości pomiędzy przewodami linii napowietrznej wpływają dwa główne czynniki:

- 1) możliwość zbliżenia przewodów w przęśle podczas ich kołysania się pod wpływem wiatru,
- 2) możliwość zbliżenia przewodów zamocowanych do łańcuchów izolatorów pod wpływem wiatru na odległość mniejszą od y (rys. 5.3), podaną w tablicy 5.3.

Wartość odchylenia łańcucha izolatorów razem z przewodem określa się wzorem:

$$\alpha = \lambda \cdot \sin \gamma \quad (5.1)$$

gdzie $\sin \gamma$ wyznacza się:

- z wyrażenia $\tan \gamma$, który określamy bez uwzględnienia wagi łańcucha izolatora i nacisku wiatru na łańcuch:

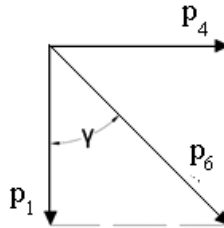
$$\tan \gamma = \frac{P}{G_p} = \frac{p_4 S \cdot 1}{p_1 S \cdot 1} = \frac{p_4}{p_1}, \quad (5.2)$$

gdzie:

$P = p_4 S \cdot 1$ – napór wiatru na przewód w przęśle z każdej strony;

$G_p = p_1 S \cdot 1$ – ciężar przewodu w danym przęśle.

- z wyrażenia na obciążenie właściwe p_6 (rys. 5.4)



Rys. 5.4. Wykres obciążeń właściwych

skąd określamy:

$$\sin \gamma = \frac{p_4}{p_6}, \quad (5.3)$$

gdzie: p_4 i p_6 obliczamy zgodnie z wzorami (2.15) oraz (2.17).

Najmniejsza odległość punktu przymocowania łańcucha izolatorów od osi słupa (rys. 5.3) będzie wynosić:

$$\frac{D}{\alpha} - \alpha = y + \frac{b}{2} \quad (5.4)$$

gdzie:

b – średnica słupa, [m];

y – odległość zbliżonego przewodu do konstrukcji słupa, [m];

α – wartość odchylenia przewodu od osi pionowej łańcucha izolatorów [m];

D – odległość pomiędzy osiami pionowymi łańcuchów izolatorów [m].

Minimalna odległość pomiędzy przewodami rozmieszczonymi po obu stronach słupa, z uwzględnieniem warunków zbliżenia przewodów do powierzchni słupa, powinna być nie mniejsza niż:

$$D = 2\lambda \sin\alpha + 2y + b \quad (5.5)$$

Jeżeli do budowy linii napowietrznej zostały użyte słupy drewniane, to odległości pomiędzy przewodami każdej fazy od słupa, z uwzględnieniem warunków ochrony od przepięć piorunowych, należy przyjmować nie mniejsze niż podane w tabelicy 5.4.

Tablica 5.4

Minimalne odległości pomiędzy przewodami roboczymi

Napięcie U_n	400 kV	220 kV	110 kV	30 kV	20 kV	15 kV	10 kV
Odległość pomiędzy przewodami fazowymi linii	7,5 m	5 m	4 m	3 m	2 m	2 m	1 m

Linie napowietrzne o napięciu 110–220 kV zbudowane na słupach metalowych i żelbetonowych powinny mieć ochronę od przepięć piorunowych za pomocą przewodów odgromowych na całej odległości linii. Linie napowietrzne o napięciu 20–110 kV powinny być chronione od przepięć piorunowych za pomocą ograniczników przepięć. Te same wymagania stosuje się w linii napowietrznej o napięciu 30 kV ze słupami stalowymi i żelbetonowymi w sieciach z punktem neutralnym izolowanym albo skompensowanym, jednak słupy tych linii powinny być uziemione.

Oprócz tego w celu ochrony linii napowietrznej od przepięć pochodzenia piorunowego stosuje się jeden lub dwa przewody odgromowe, w zależności od sposobu rozmieszczenia przewodów roboczych zamocowanych na słupach. Ich wysokość zależy od napięć linii i warunków skrzyżowania.

Odległość pomiędzy przewodami odgromowymi i roboczymi linii napowietrznych dobiera się w środku przęsła bez uwzględnienia odchylenia pod wpływem wiatru. Odległości te nie powinny być mniejsze niż podane w tabelicy 5.5.

Tablica 5.5

Minimalne odległości między przewodami roboczymi i odgromowymi dla linii od 1 kV do 500 kV

Długość przęsła, [m]	150	200	300	400	500
Minimalna odległość pomiędzy przewodami roboczymi i odgromowymi, [m]	3,2	4	5,5	7	8,5

Dopuszczalne odległości przewodów do powierzchni ziemi, budowli, drzew lub krzewów dla linii napowietrznej o napięciu ponad 1000 V należy określać:

- bez uwzględnienia działania wiatru w normalnym stanie pracy i dla najwyższej temperatury (θ_{\max}),
- dla awaryjnego stanu pracy i w temperaturze, w której tworzy się oblodzenie (θ_{\max}).

Dla linii napowietrznej o napięciu do 1000 V analizie podlega tylko stan pracy normalnej dla temperatury maksymalnej i dla temperatury, w której tworzy się oblodzenie. W tym przypadku należy uwzględnić największy zwis przewodu, który może się pojawić w jednym z rozważonych przypadków obliczeniowych.

Odległości od przewodów linii napowietrznych do ziemi przy największym zwisie przewodów bez nagrzewania ich prądem elektrycznym powinny być nie mniejsze niż podane w tablicy 5.6.

Tablica 5.6

Minimalne odległości przewodów linii napowietrznych od ziemi h_1

Warunki pracy linii napowietrznej	Charakterystyki miejscowości	Minimalna odległość, [m], przy napięciu linii napowietrznej, [kV]				
		Do 1	Do 20	30–110	220	400
Stan pracy normalny	Miejsca zaludnione	6	7	7	8	13
	Miejsca niezaludnione	5	6	6	7	10
	Miejsca trudno dostępne	4	4,5	5	6	9
	Miejsca niedostępne (np. góry)	1	2,5	3	4	8
Oberwanie przewodu w sąsiednim przęsle	Miejsca zaludnione	–	4	4	5	9

Wysokość słupów przelotowych liczona od ziemi do punktu zawieszenia łańcucha izolatorów, na przykład w przypadku rozmieszczenia przewodów poziomo, określa się wg wzoru:

$$h = h_0 + f_{\max} + \lambda \quad (5.6)$$

gdzie:

- h_0 – minimalna odległość od przewodu do ziemi, [m];
- f_{\max} – maksymalny zwis przewodów, obliczony bez uwzględnienia naporu wiatru, [m];
- λ – długość łańcucha izolatorów, [m].

Terenami zasiedlonymi nazywamy tereny miast, wsi, zakładów przemysłowych, stacji kolejowych, porty, parki, bulwary w granicach ich ewentualnego rozwoju w przyszłości.

Terenami niezasiedlonymi nazywamy tereny, na których mogą znajdować się ludzie, tereny dostępne dla transportu i maszyn rolniczych, działki, sady owocowe, tereny z rzadko stojącym budowlami i tymczasowo zbudowanymi obiektami.

Trudno dostępnymi miejscowościami nazywamy takie, które nie są dostępne dla transportu i techniki budowlanej (góry, skały, kaniony itp.).

5.2. Stany pracy przewodów linii napowietrznych i przyczyny powstawania awarii

Linie napowietrzne przeznaczone są do ciągłego i niezawodnego rozdziału lub przesyłu energii elektrycznej na określone odległości. Głównymi elementami linii napowietrznych są przewody robocze, których dobór podczas projektowania odbywa się na podstawie dopuszczalnej temperatury nagrzewania oraz strat mocy czynnej i napięcia linii. Przewody te znajdują się stale pod wpływem wysokiego napięcia i płynię w nich prąd roboczy linii. Ponadto są one często narażone na działanie wiatru, gwałtowne i duże zmiany temperatury powietrza otaczającego przewod, wyładowania piorunowe, sadz oraz zanieczyszczenia przemysłowe. Wszystkie te warunki stawiają szczególne wymagania do obliczeń w zakresie doboru materiałów i konstrukcji przewodów. Wiadomo, że pod wpływem działania wiatru przewody robocze i odgromowe ulegają kołysaniom, wskutek czego odbywa się ich zbliżanie między sobą i względem elementów konstrukcji słupów, drzew oraz konstrukcji innych obiektów znajdujących się obok trasy linii. Może to doprowadzić do przeskoków (iskrowych lub łukowych) i automatycznych odłączeń linii. Takie odłączenia zwykle nie powodują uszkodzeń przewodów i osprzętu, a automatyczne samoczynne załączenie (SPZ) pozwala na dalszy przesył energii elektrycznej. W trakcie eksploatacji bardzo trudno jest znaleźć miejsca przeskoków iskrowych. Jednak na przewodach zostają ślady po iskrzeniu, tym niemniej są one słabo widoczne. Wielokrotne odłączenia i uszkodzenia przewodów linek roboczych i odgromowych linii napowietrznej powstają w przypadkach „wibracji” przewodów i nierównomiernego obciążenia

mechanicznego pod wpływem oblodzenia w przęsłach sąsiednich. W celu stłumienia wibracji na przewodach mocuje się dodatkowe obciążniki (tłumiki wibracji), a do końców łańcuchów izolatorów mocuje się odciągi izolacyjne, które ograniczają zbliżenie przewodów do konstrukcji wsporczych.

W przypadkach wyładowań piorunowych w przewód odgromowy, przewód roboczy lub w słup powstają przeskoki między przewodami roboczymi i odgromowymi albo przez łańcuchy izolatorów, a nawet przez powietrze na konstrukcje wsporcze. W takich przypadkach przeskoki mogą zmienić się w zwarcie, co doprowadza do uszkodzenia przewodów w miejscach ich zamocowań.

Sadź i oblodzenie na przewodach roboczych i odgromowych doprowadzają do znacznego zwiększenia obciążenia mechanicznego, które może przekroczyć wartości dopuszczalne i prowadzić do oberwania przewodów. W przypadkach odpadania fragmentów oblodzenia albo śniegu z przewodów linii roboczych lub odgromowych może dojść do ich wibracji i bardzo dużego zbliżania, a nawet do ich zetknięcia. W takich przypadkach pojawia się luk elektryczny, który może roztopić przewody (całkowicie lub częściowo).

Obniżenie temperatury przewodów roboczych i odgromowych prowadzi do zmniejszenia ich zwisu i zwiększenia sił naciągu. W sytuacjach gwałtownych zmian temperatury były przypadki rozerwania przewodów linii roboczych i odgromowych w miejscach uszkodzonych już wcześniej.

Wiadomo, że prąd nagrzewa przewody, przy tym ilość energii, która wydzielila się w przewodzie w ciągu jednej sekundy, określa wzór:

$$Q = R_0 \cdot I^2 \quad (5.7)$$

gdzie:

R_0 – rezystancja przewodu przy temperaturze θ , [Ω];

I – wartość skuteczna prądu w przewodzie, [A].

W ogólnym przypadku odbiór ciepła z powierzchni przewodów odbywa się przez promieniowanie, konwekcję i przewodzenie. Od przewodów nagranych do temperatury 70°C odbiór ciepła w znacznym stopniu odbywa się tylko przez konwekcję. Ponieważ przewodzenie ciepła przez powietrze jest bardzo niewielkie, a promieniowanie przy takiej temperaturze praktyczne nie odbywa się, zatem te procesy wymiany ciepła można pominąć.

Temperatura dopuszczalna nagrzewania przewodu wynosi 70°C , chociaż w niektórych przypadkach dochodzi do 90°C , szczególnie wtedy, gdy warunki odbierania ciepła od przewodu przez powietrze są mało intensywne, na przykład w przypadku nasłonecznienia przewodu. Jednak w tych przypadkach odbywa się intensywne utlenianie przewodów.

Ilość energii cieplnej wytworzonej w przewodzie nagrzanym, którą on oddaje przez konwekcję do otoczenia w ciągu jednej sekundy, opisana jest zależnością (5.8):

$$Q = \alpha S(\theta_2 - \theta_1) \quad (5.8)$$

gdzie:

- S – powierzchnia przewodu, [m²];
- θ_2 i θ_1 – temperatura odpowiednio przewodu i otoczenia, [°C];
- α – współczynnik oddawania ciepła, który zależy od temperatury przewodu, prędkości wiatru, temperatury otoczenia, [W · h/m²grad].

Jeśli ilość ciepła wytworzona wskutek przepływu prądu w przewodzie równa się ilości ciepła oddawanego przez przewód do otoczenia, to – na podstawie bilansu energii – można napisać równanie:

$$R_0 I^2 = KS(\theta_2 - \theta_1) \quad (5.9)$$

gdzie:

K – współczynnik konwekcyjnej wymiany ciepła $\left[\frac{\text{J}}{\text{m}^2 \text{1}^\circ} \right]$.

Z tego równania wyprowadza się wzór na wartość skuteczną dopuszczalnej gęstości prądu przewodu, korzystając z warunku, że przewód nie powinien być nagrzan do temperatury wyższej niż θ_2 , stąd:

$$I = \sqrt{\frac{KS(\theta_2 - \theta_1)}{R_{\theta_2}}}. \quad (5.10)$$

Wartość temperatury otoczenia przyjmuje się zazwyczaj na poziomie +25°C i dla takiej temperatury oblicza się wartość rezystancji. W przypadku potrzeby przeliczenia wartości gęstości prądu dla innej temperatury, stosuje się wzór:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{\tau_2}{\tau_1}}, \quad (5.11)$$

gdzie τ_1 i τ_2 – współczynniki korekcyjne, których wartości podano w tabelicy 5.7 dla wybranych wartości temperatury, np. przeliczając wartość prądu $I_1 = 200$ A płynącego w przewodzie otoczonym powietrzem o temperaturze +35°C na wartość prądu I_2 dla przypadku obniżenia temperatury powietrza do +25°C, dobieramy z tabeli 5.7 wartości współczynników $\tau_1 = 0,88$ i $\tau_2 = 1,0$. Po podstawieniu wartości do wzoru (5.11) otrzymujemy wartość prądu, która wynosi:

$$I_2 = 200 \sqrt{\frac{1,0}{0,88}} = 213,2 \text{ A}.$$

Tablica 5.7

Wartości współczynników korekcyjnych dla wybranych wartości temperatury

Temperatura powietrza, °C	-5	+5	+15	+25	+35	+45	+55
Wartość współczynnika, τ	1,3	1,2	1,1	1,0	0,88	0,74	0,67

W tablicy 5.8 podano wartości skuteczne prądów płynących w przewodach stalowo-aluminiowych o różnych przekrojach, obliczone na podstawie wzoru (5.10) oraz z uwzględnieniem intensywności wymiany ciepła pomiędzy powierzchnią przewodu i powietrzem otaczającym, przy prędkości wiatru nie większej niż 5 m/s.

Tablica 5.8

Dopuszczalne wartości skuteczne prądu zależne od przekroju przewodu

Przekrój przewodu, [mm ²]	95	120	150	240	300	400
Wartość skuteczna prądu, [A]	325	380	445	610	700	850

Warto zauważyć, że podczas długotrwałego przepływu prądu maksymalnego w przewodzie wydzielają się maksymalne dopuszczalne straty mocy czynnej. Taki stan pracy linii napowietrznej może być użyty w szczególnym przypadku, na przykład w celu topienia oblodzenia lub sadyzi prądem obciążenia.

5.3. Naprężenie w przewodach linii napowietrznej po oberwaniu jednego z przewodów

Oberwanie w jednym z przęseł linii napowietrznej choćby jednego z przewodów gwałtownie zmienia warunki pracy słupów i pozostałych przewodów. Przed oberwaniem przewodów przelotowych na większość początkowych i końcowych słupów działają siły pionowe (takie jak masa słupów, izolatorów, przewodów roboczych, przewodów odgromowych, oblodzenia oraz siły naporu wiatru) na przewody robocze, odgromowe i słupy. Siły działające w kierunku trasy linii napowietrznych zazwyczaj są pomijalne [1, 3].

Po oberwaniu części przewodów roboczych (odgromowych) pojawia się nierównoważony naciąg działający na słupy oraz pozostałe przewody robocze i odgromowe. Jest on skierowany wzdłuż trasy linii napowietrznych. W szczególnych przypadkach siła naciągu osiąga duże wartości i dlatego powinna ona być uwzględniona podczas obliczeń przewodów i słupów. Oprócz tego należy uwzględnić

gwałtowny wzrost zwisu przewodów w przypadku ich oberwania w sąsiednich przęsłach. Zwiększenie zwisu przewodów w tym przypadku jest wywołane odchyleniem łańcuchów izolatorów i zgięciem słupów przelotowych.

Do wykonania obliczeń słupów w przypadku oberwania przewodów należy znać wartość sił działających na żerdzie słupów typu π . Wielkość, która wykazuje, w jakim stopniu stojak słupa przejmuje siły podczas oberwania przewodu, oznaczamy literą „ m ” i nazywamy współczynnikiem podziału sił pomiędzy żerdziami dla słupa o konstrukcji typu π . W takiej konstrukcji przy oberwaniu przewodu środkowego (rys. 5.5a) siły w pozostałych przewodach są podzielone równomiernie na oba stojaki słupa, zatem:

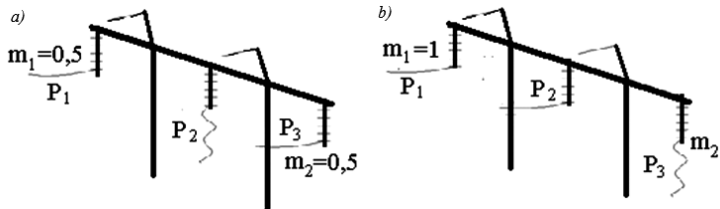
$$m_1 = m_2 = 0,5$$

Jeżeli w tym samym słupie typu π (rys. 5.5b) zostanie oberwany jeden z przewodów skrajnych, to najbliższa żerdź słupa względem tego przewodu przejmie praktycznie całą siłę, która działała na przewód przed oberwaniem. Wobec powyższego dla żerdzi umieszczonej blisko oberwanego przewodu zakładamy:

$$m_1 = 1$$

a dla drugiej żerdzi:

$$m_2 = 0$$



Rys. 5.5. Podział sił pomiędzy żerdziami słupa: a) oberwanie przewodu środkowego P2; b) oberwanie przewodu skrajnego P3

W rozpatrywanych przypadkach przewody są rozmieszczone poziomo.

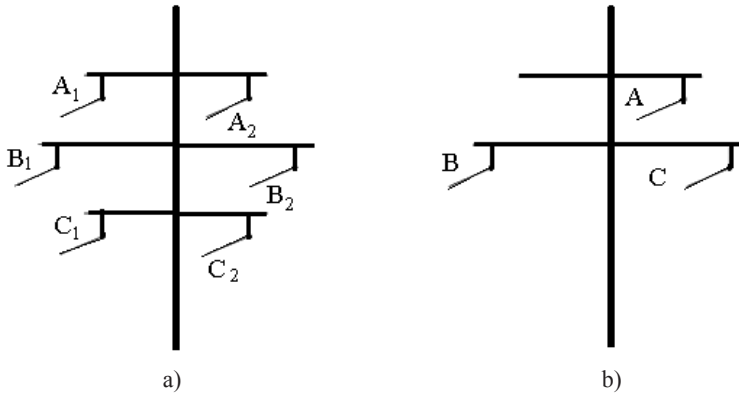
Na konstrukcjach słupa jednożerdziowego może być podwieszona linia dwutorowa albo jednotorowa o trójkątnym rozmieszczeniu przewodów (rys. 5.6 i 5.7).

Dla przypadku linii dwutorowej (rys. 5.6a) przy oberwaniu jednego z przewodów

przyjmujemy, że $m_{11} = 1$, $m_{21} = 0$, dla dwutorowych – $m_{11} = \frac{1}{3}$, $m_{21} = \frac{1}{3}$, $m_{12} = 0$,

$m_{22} = 0$, a w przypadku trzech przewodów z jednej strony $m_{11} = 1$, $m_{21} = 0$, $m_{12} = \frac{1}{3}$,

$m_{13} = \frac{1}{3}$, $m_{22} = 0$, $m_{23} = 0$. Warto zauważyć, że w wyżej wymienionych przypadkach siły



Rys. 5.6. Linie na słupach jednożerdziowych: a) linia dwutorowa; b) linia jednotorowa

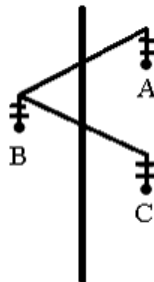
są doprowadzone do poprzeczek. Współczynniki m_{11} i m_{12} odnoszą się do pierwszej poprzeczki, m_{21} i m_{22} – do drugiej, a m_{31} i m_{32} – do trzeciej. Zastosowano oznaczenie m_{ij} , w którym „ i ” jest numerem poprzeczki, natomiast „ j ” numerem oberwanego przewodu.

W porównaniu z linią jednotorową w linii dwutorowej najgorszym przypadkiem może być oberwanie wszystkich przewodów jednego toru, czyli wszystkich przewodów z jednej strony słupa, co jest możliwe tylko w teorii – wtedy współczynniki przyjmują wartości:

$$m_1 = m_{11} + m_{12} + m_{13} = 1 \quad (5.12)$$

$$m_2 = m_{21} + m_{22} + m_{23} = 0 \quad (5.13)$$

Dla trójkątnego rozmieszczenia przewodów, jak pokazano na rysunkach 5.6b i 5.7, współczynniki m_1 , m_2 , m_3 zależą od wymiarów geometrycznych słupa i jego elementów, takich jak poprzeczki.

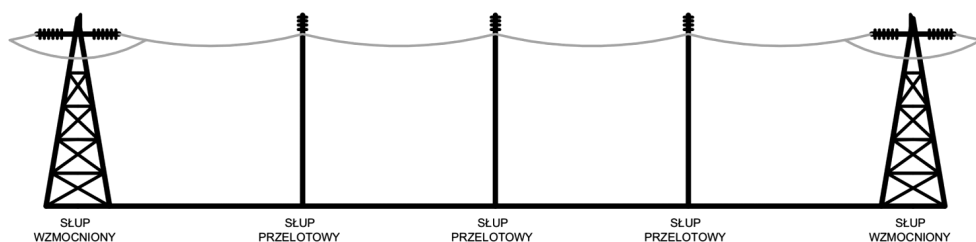


Rys. 5.7. Trójkątne rozmieszczenie przewodów na słupie

W przypadku rozmieszczenia przewodów, jak na rysunku 5.7, ze względu na sposób rozmieszczenia przewodów, wartości współczynników m_1 , m_2 , m_3 są w przybliżeniu jednakowe.

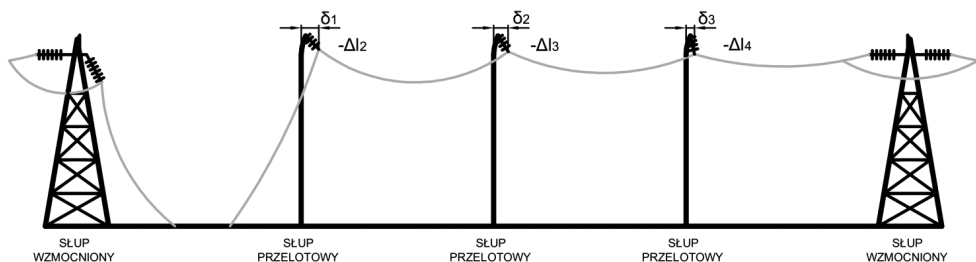
5.4. Określenie sił rozciągających przewody, działających na słupy przy oberwaniu się przewodów z łańcuchami izolatorów

Rozpatrzmy część linii napowietrznej z izolatorami podwieszonymi pomiędzy dwoma słupami wzmocnionymi, która zawiera tylko cztery przęsła (rys. 5.8) [1].



Rys. 5.8. Przęsła pomiędzy dwoma słupami wzmocnionymi w normalnym stanie pracy

Małą liczbę przęseł przyjęto w celu ograniczenia ilości wzorów matematycznych. W rzeczywistości liczba przęseł pomiędzy słupami wzmocnionymi zwykle może być różna, zależna od warunków prowadzenia trasy linii. W normalnych warunkach słupy przelotowe i łańcuchy izolatorów przyjmują pozycję pionową. Na krańcowych słupach łańcuchy izolatorów odciągowych znajdują się w stanie zwiększonego naprężenia, które jest skierowane zgodnie z osią przewodów linii. Na rysunku 5.9 przedstawiono przypadek oberwania jednego przewodu w pierwszym przęśle.



Rys. 5.9. Przęsła pomiędzy dwoma słupami wzmocnionymi przy oberwaniu przewodu

Po zrównoważeniu sił przez pozostałe przewody następują odchylenia od początkowego (pionowego) położenia zarówno słupów, jak i łańcuchów izolatorów. Na słupie wzmocnionym prawym siły naciągu przewodu nie zmieniają swojej wartości. Wskutek tego, że zginanie słupów przelotowych i odchylenia łańcuchów izolatorów są niejednakowe w poszczególnych przęsłach, występują w przewodach różne naprężenia. Znaczący to, że $l_4 < l_3 < l_2$ oraz $\sigma_4 < \sigma_3 < \sigma_2$.

Analityczne określenie sił rozciągania w przewodach przy oberwaniu się przewodu i przy dużej liczbie przęseł linii okazuje się zadaniem bardzo kłopotliwym, dlatego stosuje się w tym celu metodę graficzną lub graficzno-analityczną.

Dla warunków stanów linii przed oberwaniem się przewodu (l_0, p_0 i σ_0), długości przewodu naciągniętego normalnie w przęśle określa się ze wzoru (2.35):

$$L_0 = l_0 + \frac{l_0^2 p_0^2}{24\sigma_0^2} \quad (5.14)$$

Wszystkie wartości, występujące w powyższym wzorze, są znane.

Na skutek oberwania się przewodu długość przęsła maleje, zmienia się od wartości l_0 do l (wskutek nachylania się słupów). Jeśli pominąć zmiany długości przewodu wskutek zmiany w nim naprężenia do nowej wartości σ , wtedy długość przewodu można obliczyć ze wzoru:

$$L_0 = l + \frac{l^2 p_0^2}{24\sigma^2} \quad (5.15)$$

skąd:

$$\sigma = \sqrt{\frac{l^2 p_0^2}{24(L_0 - l)}} \quad (5.16)$$

Wzór (5.16) pozwala określić zmiany naprężenia σ w zależności od długości przęsła l przy niezmienniej wartości p_0 . Po podstawianiu wzoru (5.16) do zależności $T = \sigma \cdot S$ otrzymuje się wzór na naciąg przewodu dla różnych wartości l w przęśle:

$$T = \sigma \cdot S = S \cdot \sqrt{\frac{l^2 p_0^2}{24 \cdot (L_0 - l)}} = \sqrt{\frac{l^2 p_0^2 \cdot S^2}{24 \cdot (L_0 - l)}} = \sqrt{\frac{(L_0 - \Delta l)^2 p_0^2 \cdot S^2}{24 \cdot \Delta l}} \quad (5.17)$$

Wzór (5.17) pozwala określić, a następnie narysować krzywą 1 na rysunku 5.10 jako zależność $T = f(\Delta l)$. W związku z tym, że w przypadku oberwania się przewodu długości wszystkich przęseł zmniejszają się, więc przy rysowaniu krzywej 1 zadaje

się długość przęsła l mniejszą od wartości początkowej l_0 . Odchylenia dowolnego punktu słupa przelotowego wskutek jego zginania określamy ze wzoru:

$$\delta'_n = k(T_n - T_{n-1}) = k\Delta T_n \quad (5.18)$$

gdzie:

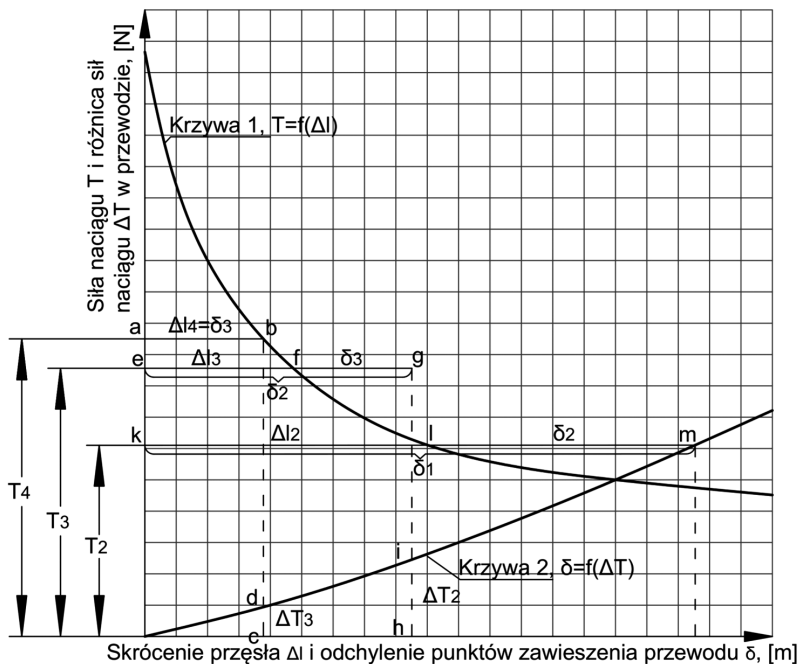
- k – współczynnik smukłości słupa;
- $\Delta T_n = T_n - T_{n-1}$ – różnica sił naciągających przewód w dwóch sąsiednich przęsłach.

Odchylenie łańcucha izolatorów na tym samym słupie przelotowym określa się zgodnie ze wzorem (4.33):

$$\delta''_{niz} = \frac{\lambda \Delta T_n}{\sqrt{\left(G_p + \frac{G_{iz}}{a}\right)^2 + (\Delta T_n)^2}} \quad (5.19)$$

gdzie:

- λ – długość łańcucha izolatorów;
- G_p – ciężar przewodu, z oblodzeniem w jednym przęsle;
- G_{iz} – ciężar łańcucha izolatorów.



Rys. 5.10. Metoda graficzna do wyznaczenia naprężenia w przewodzie

Sumaryczne odchylenie punktu przymocowania przewodu:

$$\delta_p = \delta'_n + \delta''_n = k\Delta T_n + \frac{\lambda\Delta T_n}{\sqrt{\left(G_p + \frac{G_{iz}}{a}\right)^2 + (\Delta T_n)^2}} \quad (5.20)$$

Równanie (5.20) pozwala zbudować charakterystykę 2 na rysunku 5.10, która odwzorowuje zmianę naprężenia w przewodzie σ_p w zależności od różnych wartości ΔT_m . Po otrzymaniu krzywych 1 i 2 można określić siły rozciągające przewód przy oberwaniu w przęśle 1 zgodnie z następującym algorytmem:

- zadaje się wartość siły rozciągającej w przewodzie T_{4p} (w przęśle 4) i szuka się punktu „b” na krzywej 1, w tym celu wyznacza się odcinek $Oa = T_{4p}$, następnie należy zrzutować punkt „a” na krzywej 1, wyznaczając tym samym punkt „b”.
- odcinek „ab” wyznacza wartość zmniejszenia przęsła 4 na skutek odchylenia punktu odniesienia przewodu na słupie przelotowym nr 3, tzn.:

$$ab = oc = \Delta l_4 = \delta_3$$

Ponieważ δ_3 powstaje pod wpływem różnicy sił naciągu T_4 i T_3 , którą wyznaczamy na podstawie krzywej 2, stąd:

$$T_4 - T_3 = \Delta T_3 = cd$$

po odłożeniu odcinka $cd = ae$ otrzymuje się:

$$Oa - ae = Oa - cd = oe$$

lub:

$$T_4 - \Delta T_3 = T_3$$

- po zrzutowaniu punktu „e” z osi rzędnych T na krzywą 1 otrzymuje się punkt przecięcia z krzywą 1 – punkt „f”. Długość odcinka ef daje nam wielkość skrócenia przęsła nr 3 na skutek przemieszczenia się punktu podwieszenia przewodu na końcu łańcucha izolatorów nr 2:

$$ef = \Delta l_3$$

- odchylenie δ_2 słupa przelotowego nr 2 wyznaczamy z relacji:

$$l_{04} + l_{03} = l_4 + l_3 + \Delta\delta_2 \quad (5.21)$$

skąd:

$$\delta_2 = (l_{03} - l_3) + (l_{04} - l_4) = \Delta l_3 + \Delta l_4 = \Delta l_3 + \delta_3 \quad (5.22)$$

Dlatego na przedłużeniu prostej $ef = \Delta l_3$ odkłada się $fd = ab = \delta_3$, wskutek czego otrzymujemy:

$$\delta_2 = ef + ab = ef + fg = eg \quad (5.23)$$

To odchylenie jest spowodowane różnicą sił naciągu w przewodach:

$$T_3 - T_2 = \Delta T_2 = hi \quad (5.24)$$

Po odłożeniu odcinków na rysunku 5.10 $ek = hi$ otrzymuje się:

$$oe - ek = oe - hi = ok \quad (5.25)$$

lub:

$$T_3 + \Delta T_2 = T_2 \quad (5.26)$$

Narysujemy prostą z punktu „ k ” poziomo w prawo do przecięcia jej z charakterystyką 1 w punkcie „ l ”. Wtedy odcinek kl wyznacza skrócenia przęsła nr 2 na skutek odchylenia punktu zawieszania przewodu na łańcuchu izolatorów słupa przelotowego nr 1, to jest $kl = \Delta l_2$. Odcinek $lm = \delta_2$ – patrz rysunek 5.10, stąd otrzymujemy $km = kl + lm = \Delta l_2 + \delta_2 = \delta_1$. Znaczący to, że otrzymujemy odchylenie punktu zawieszania przewodu na łańcuchu izolatorów słupa przelotowego nr 1 – rysunek 5.9. W taki sposób otrzymujemy siłę naciągu przewodów T we wszystkich przęsłach i odchylenia punktów zawieszania δ_i wszystkich łańcuchów izolatorów na słupach przelotowych. Jeżeli punkt „ m ” trafił na krzywą 2, która właściwie daje zależność odchylenia δ_1 od siły T_2 ($\Delta T_1 = T_2 - T_1$; przy $T_1 = 0$ mamy $\Delta T_1 = T_2$), to siła naciągu przewodu została określona prawidłowo.

Jeśli punkt „ m ” mieści się wyżej od charakterystyki 2, to siła naciągu T_4 wybrana jest większa od rzeczywistej wartości, a jeśli punkt „ m ” mieści się niżej od charakterystyki 2, to siła T_4 jest mniejsza od rzeczywistej wartości. W tych przypadkach należy dla T_4 wybrać ponownie inną wartość i wykonać powtórnie wszystkie obliczenia zgodnie z wyżej podanym algorytmem. Po wykonaniu końcowych obliczeń sił w przewodach, jednocześnie otrzymujemy wartości sił rozciągających przewody oraz momentów zginających i skręcających słupy linii napowietrznej. Określenie tych sił w przewodach przy ich oberwaniu wykonuje się dla słupów przelotowych tylko z łańcuchami izolatorów.

Analogiczne wyniki sił naciągu przewodów i zmiany długości przęsła można otrzymać, stosując metody numeryczne do wzoru (5.20).

W celu ułatwienia warunków pracy słupów przelotowych przy oberwaniu więcej niż jednego przewodu stosuje się w praktyce zaciski wypadające, które pozwalają przewodowi wypaść z zacisków (wypiąć się z końca łańcucha izolatorów). W przypadku odchylenia się łańcucha izolatorów o kąt α od położenia pionowego, następuje zwolnienie przewodu z uchwytu izolatora.

Przykład 5.1

Wyznaczyć siłę naciągu przewodu w różnych przęsłach między słupami oraz odchylenie od miejsc mocowania przewodu na różnych konstrukcjach dla linii 110 KV z przewodem AFL-120, podwieszonym na konstrukcjach wsporczych typu II z przęsłem o wartości 210 m. Zakłada się urwanie jednego z przewodów w przęsło, znajdującego się z brzegu, przyłączonego do konstrukcji wsporczej. Urwanie przewodu nastąpi przy przewodach pokrytych oblodzeniem z grubością ścianki 10 mm (II rejon oblodzenia) przy braku wiatru i temperaturze powietrza $\theta = -5^{\circ}\text{C}$.

Dla uproszczenia obliczeń zakładamy jako główny cel pokazanie metody obliczania na konkretnym przykładzie. Przyjmujemy, że konstrukcje wsporcze rozmieszczone są w czterech przęsłach.

Współczynnik elastyczności oparcia słupa $k = 0,0004 \text{ m/kN}$.

Rozwiązanie

1. Konstrukcja krzywej 1, tj. zależności $\Delta l = f(T)$.

Z przykładu 3.3, w którym były wykonane obliczenia dla przewodu AFL-120 przy odległości między słupami równej 210 m, dla klimatycznego rejonu II, przy normalnych stanach pracy mamy:

Zwis przewodu przy $\theta = -5^{\circ}\text{C}$, oblodzeniu i nieobecności wiatru wynosi $f = 0,867 \text{ m}$, obciążenie właściwe i naprężenie materiału przewodu w tych warunkach to:

$$p_1 = 0,0845 \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

$$\sigma_3 = 257,5 \text{ [MPa] albo [N/mm}^2\text{]}$$

Konstrukcję zależności graficznej $\Delta l = f(T)$ albo, odwrotnie, zależności $T = f(\Delta l)$ wykonujemy zgodnie z równaniem (5.17). Najpierw określimy długość przewodu w przęsle L_0 (zgodnie z (2.35)) dla omówionych warunków początkowych ze wzoru:

$$L_0 = l + \frac{8f^2}{3l} = 210 + \frac{8 \cdot 0,867^2}{3 \cdot 210} = 210,01 \text{ m,}$$

wtedy równanie (5.16) przyjmuje postać:

$$\sigma = \sqrt{\frac{l^2 0,0845^2}{24(210,01 - l)}}$$

Zadając różne wartości l , znajdujemy odpowiednie do nich naprężenie materiału σ i wielkości sił naciągu w przewodzie (zgodnie z (5.17)) obliczanych ze wzoru:

$$T = \sqrt{\frac{(L_0 - \Delta l)^2 p_0^2 \cdot S^2}{24 \cdot \Delta l}}$$

Wyniki obliczeń przedstawione zostały w tabelicy 5.9.

Tabela 5.9

Wyniki obliczeń

Długość przęsła l , [m]	Naprężenie σ , [N/mm ²]	Siła naciągu T , [N]
210	18,8	1780
209,9	15,9	1510
209,8	14,1	1320
209,6	11,8	1120
209,3	9,8	930
209	8,6	817
208,5	7,5	710
208	6,4	610
207	5,2	495
206	4,6	435

Z danych tej tabelicy budujemy zależność graficzną I (rys. 5.10), przy czym na poziomej osi odkładamy skrócenia przęsła [m], a na pionowej osi – siłę naciągu przewodu [N].

2. Konstrukcja krzywej II zależności $\delta = f(T)$.

Krzywą $\delta = f(T)$ lub odwrotnie $T = f(\delta)$ budujemy z równania (5.19). Teraz wstępnie określamy wielkości wchodzące do równania:

1. Współczynnik elastyczności oparcia $k = 0,004$ m/N.
2. Masa przewodu, pokrytego oblodzeniem, w jednym przęśle wynosi:

$$G_p = p_3 \cdot S \cdot l = 0,0845 \cdot 120 \cdot 210 = 2129 \text{ N.}$$

3. Połowa masy łańcucha izolatorów równa się 420 N.
4. Długość łańcucha izolatorów $\lambda = 1,3$ m.

Podstawiając te dane do poniższych równań:

$$\delta'_n = k \cdot \Delta T_n = 0,004 \cdot \Delta T_n,$$

$$\delta''_n = \frac{\lambda \cdot \Delta T_n}{\sqrt{\left(G_p + \frac{G_{iz}}{2}\right)^2 + \Delta T_n^2}} = \frac{1,3 \cdot \Delta T_n}{\sqrt{2549^2 + (\Delta T_n)^2}},$$

$$\delta_n = \delta'_n + \delta''_n,$$

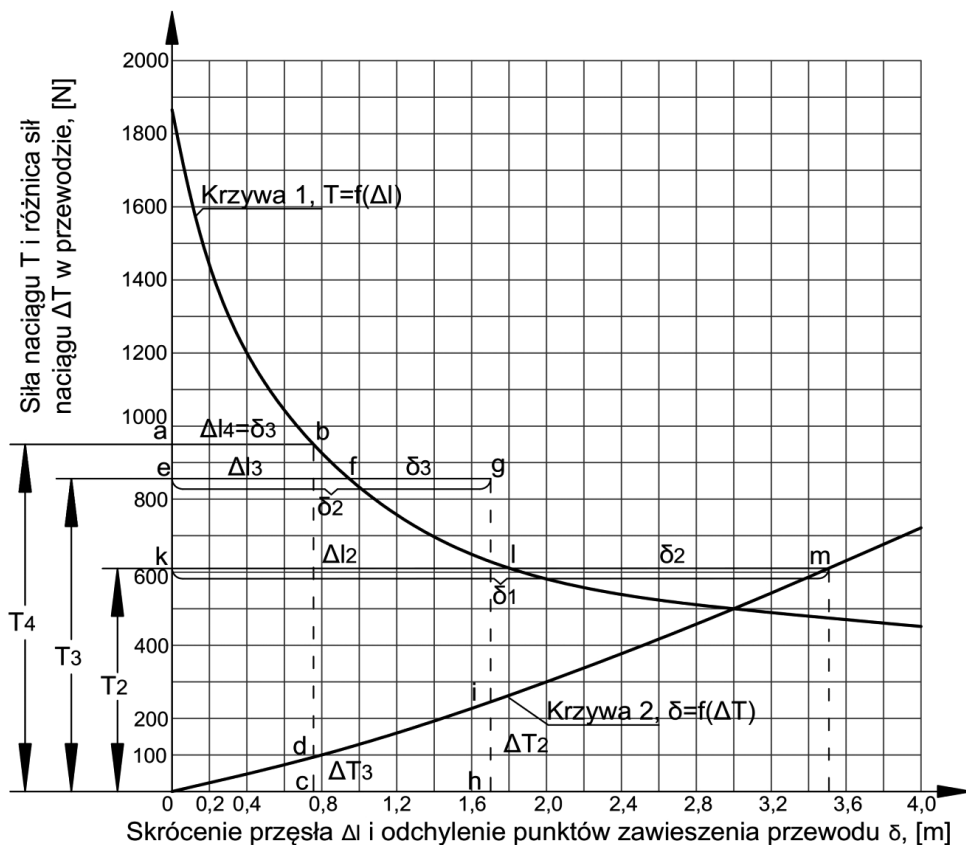
otrzymujemy wartości liczbowe przedstawione w tabelicy 5.10.

Tabela 5.10

Wyniki obliczeń

Różnica sił naciągu w przewodzie ΔT_n , [N]	Zginanie słupa δ'_n , [m]	Odchylenie końca łańcucha izolatorów δ''_n , [m]	Całkowite odchylenie przewodu δ_n , [m]
25	0,1	0,013	0,113
50	0,2	0,026	0,226
75	0,3	0,039	0,339
100	0,4	0,051	0,451
150	0,6	0,077	0,677
200	0,8	0,102	0,902
300	1,2	0,154	1,354
400	1,6	0,208	1,808
500	2,0	0,25	2,25
600	2,4	0,27	2,67
700	2,8	0,32	3,12
800	3,2	0,37	3,57

Na podstawie danych w tabelicy 5.10 oraz równania (5.17) budujemy zależność graficzną 2 (rys. 5.11), odkładając na osi odciętych odcinek proporcjonalny do całkowitego odchylenia punktu zamocowania przewodu [m], a na osi rzędnych odcinek proporcjonalny do różnicy sił naciągu przewodu w pozostałych przęsłach [N].

Rys. 5.11. Zależności graficzne $T = f(\Delta l)$ i $\delta = f(\Delta T)$

Po zastosowaniu wyżej opisanej metody graficznej wyznaczamy siłę naciągu w przewodzie w różnych przęsłach oraz odchylenia odpowiednich punktów zamocowania przewodów na wszystkich słupach przelotowych.

Wyniki obliczeń podane są w tablicy 5.11.

Tablica 5.11

Wyniki obliczeń siły naciągu i odchyień

Siła naciągu przewodu w różnych punktach, [N]				Odchylenie punktów zamocowania przewodu w różnych przęsłach, [m]		
T_1	T_2	T_3	T_4	δ_1	δ_2	δ_3
0	6150	8500	9450	3,52	1,64	0,68

Stąd widzimy, że największa różnica sił naciągu $T_2 - T_1 = 6150$ N jest najbliżej miejsca rozerwania przewodu; na drugim przęśle jest już mniejsza różnica i wynosi $T_3 - T_2 = 2350$ N, natomiast na trzecim przęśle wynosi jeszcze mniej i jest równa $T_4 - T_3 = 950$ N.

5.5. Siły naciągu w przewodach w przypadku oberwania się przewodów i zastosowania zacisków wypadających

Dla umożliwienia pracy słupów przelotowych przy oberwaniu części przewodów używa się zacisków wypadających [1].

Po wypadnięciu zwalniają one przewód przy jego oberwaniu, kiedy łańcuch izolatorów odchyli się o zadany kąt α , a przewód przemieści się w zacisku.

Siłę naciągu w przewodzie (rys. 5.12) określa się zgodnie ze wzorem:

$$T = \left(G'_p + \frac{G_{iz}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg} \alpha \quad (5.27)$$

gdzie:

- G'_p – ciężar przewodu po oberwaniu w połowie przęsła (masę drugiej połowy przęsła przejmuje na siebie sąsiedni słup);
- $\frac{G_{iz}}{2}$ – połowa ciężaru łańcucha izolatorów.

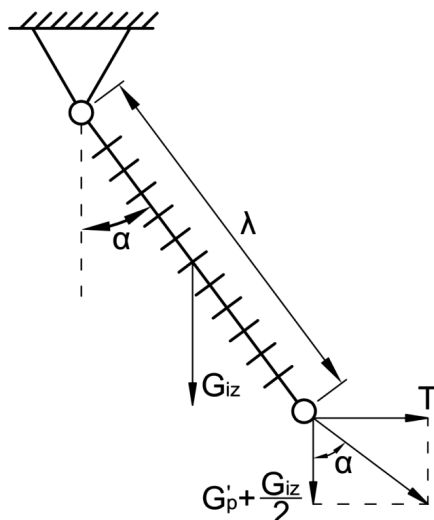
Uwzględniając możliwość pozostania przewodu w zacisku przy jednoczesnym wystąpieniu oblodzenia, siła naciągu T , która będzie działać na przewód, jest większa niż siła określona wzorem (5.27). Dla rejonów klimatycznych I i II siłę tę określa wzór:

$$T = 100 + 1,1 \left(G'_p + \frac{G_{iz}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg} \alpha \quad (5.28)$$

Natomiast dla rejonów klimatycznych III wzór przyjmuje postać:

$$T = 200 + 1,1 \left(G'_p + \frac{G_{iz}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg} \alpha. \quad (5.29)$$

We wzorach (5.28) i (5.29) współczynnik 1,1 uwzględnia pogorszenie warunków pracy zacisków, a wielkości 100 i 200 określają siły potrzebne do likwidacji oblodzenia na przewodzie i zaciskach.



Rys. 5.12. Odchylenie łańcucha izolatorów

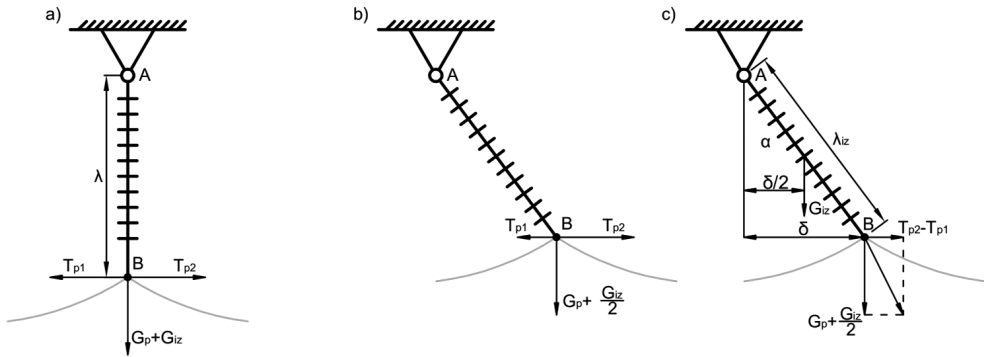
W przypadku oberwania się przewodu dzięki zastosowaniu zacisków wypadających (umożliwiających zwolnienie przewodu z zacisku) zmniejszają się siły oddziałujące na słup (siły skręcające i zginające słupy). Wskutek tego możliwe jest stosowanie słupów o prostszej konstrukcji, co obniża koszty budowy linii.

5.6. Warunki równowagi łańcuchów izolatorów linii napowietrznych przy oberwaniu przewodu

W normalnym stanie pracy linii siły naciągu w przewodzie z dwóch stron łańcucha izolatorów linii są jednakowe, a łańcuchy izolatorów ustawiają się pionowo (rys. 5.13a) [1].

W przypadku różnicy sił naciągu przewodu (np. $T_2 > T_1$), łańcuch izolatorów odchyła się w kierunku większego naciągu i przyjmuje położenie pokazane na rysunku 5.13b.

W rzeczywistości szeregowo połączone izolatory kołpakowe (łańcuch izolatorów) w przypadku ich odchylenia do osi pionowej ustawiają się w linii łamanej. Jednak wskutek niewielkiego błędu, w celu uproszczenia obliczeń, przyjmuje się, że połączone izolatory tworzą łańcuch ustawiony w linii prostej. Różnica naciągów $T_2 - T_1$ powoduje odchylenie łańcucha izolatorów o kąt α (rys. 5.13c), wtedy koniec łańcucha izolatora razem z przewodem zostanie przesunięty względem osi pionowej o wartość $\delta = \lambda_{iz} \cdot \sin\alpha$.



Rys. 5.13. Warunki równowagi łańcuchów izolatorów

Warunek równowagi łańcucha izolatorów zachodzi wtedy, gdy sumaryczny moment pochodzący od wszystkich sił oddziałujących na koniec łańcucha izolatora równa się zero względem punktu A (rys. 5.13c):

$$G_p \cdot \delta + G_{iz} \frac{\delta}{2} = (T_2 - T_1) \sqrt{\lambda^2 - \delta^2} = 0 \quad (5.30)$$

skąd:

$$\delta = \lambda \frac{T_2 - T_1}{\sqrt{\left(G_p + \frac{G_{iz}}{2}\right)^2 + (T_2 - T_1)^2}} \quad (5.31)$$

gdzie:

G_{iz} – ciężar łańcucha izolatorów;

G_p – ciężar przewodów sąsiednich z łańcuchem izolatorów w półprzęsłach;

λ_{iz} – długość łańcucha izolatorów.

Przy działaniu wiatru bez uwzględnienia G_p siły naporu nie znajdują się w jednej płaszczyźnie. Jednak i w tym przypadku, nie popełniając dużego błędu, można wszystkie siły sumować arytmetycznie.

Przykład 5.2

Obliczyć i dobrać słupek przelotowy drewniany do linii napowietrznej o napięciu 6 kV, zbudowanej z przewodów aluminiowych o przekroju 50 mm² zawieszonych na izolatorach pniowych i przymocowanych do izolatorów. Linia napowietrzna biegnie przez tereny zasiedlone z warunkami atmosferycznymi uśrednionymi za ostatnie 5 lat:

- Prędkość maksymalna wiatru $v = 25$ m/s
- Maksymalna temperatura $+40^\circ\text{C}$

- Minimalna temperatura -40°C
- Grubość ścianki oblodzenia na przewodach 10 mm
- Waga właściwa oblodzenia $0,9 \text{ ton/m}^3$
- Temperatura powietrza w czasie powstawania oblodzenia -5°C
- Długość przęsła 95 m

Słup składa się z dwóch części: głównego słupa drewnianego o wysokości $h_{sl} = 8,5 \text{ m}$ i szczydła żelbetonowego o wysokości $h_{szl} = 4,5 \text{ m}$, które są połączone między sobą dwoma bandażami, między którymi odległość wynosi 1 m.

Rozwiązanie

Całkowitą wysokość słupa określa się ze wzoru:

$$H = h_0 + f_{\max} + D + b$$

gdzie:

H – całkowita wysokość słupa;

h_0 – minimalna odległość przewodu do ziemi (dla naszego przypadku wynosi 6 m);

f_{\max} – maksymalny zwis przewodu w przęśle;

D – odległość pionowa pomiędzy przewodami ($D = 1,2 \text{ m}$);

b – odległość od osi górnego haka do wierzchołka słupa (dla naszego przypadku wynosi 0,2 m).

Przewody rozmieszczone w wierzchołkach trójkąta.

Maksymalny zwis przewodu bez oblodzenia określamy za pomocą wzoru (2.23):

$$f_{\max} = \frac{l^2 \cdot p_1}{8 \cdot \sigma}$$

gdzie:

l – długość przęsła, [m];

p_1 – obciążenie właściwe przewodu;

σ – naprężenie dopuszczalne w przewodzie wskutek jego rozciągania, które dla aluminium wynosi $\sigma = 160 \text{ N/mm}^2$.

Określamy obciążenie właściwe przewodu niepokrytego oblodzeniem za pomocą wzoru:

$$p_1 = \frac{\gamma \cdot g}{1000 \cdot S}$$

gdzie:

γ – masa właściwa przewodu o długości 1 km (dla aluminium wynosi 266 kg/km);

S – przekrój przewodu (dla naszego przypadku wynosi 50 mm^2).

Po podstawieniu danych do wzoru otrzymujemy:

$$p_1 = \frac{\gamma \cdot g}{1000 \cdot S} = \frac{266 \cdot 10}{1000 \cdot 50} = 5,4 \cdot 10^{-3} \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2.$$

gdzie:

g – przyspieszenie ziemskie, które w naszym przypadku przyjęto 10 m/s^2 .

Po podstawieniu wartości liczbowych do wzoru na obliczenie zwisu maksymalnego mamy:

$$f_{\max} = \frac{l^2 \cdot p_1}{8 \cdot \sigma} = \frac{95^2 5,4 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 160} = 2,4 \text{ m}$$

Po podstawieniu wartości h_0, f_{\max}, D i b do wzoru na określenie wysokości słupa otrzymujemy:

$$H = h_0 + f_{\max} + D + b = 6 + 2,4 + 1,2 + 0,2 = 9,8 \text{ m}.$$

Długość części szczydła rozmieszczonego nad ziemią wynosi:

$$h_1 = H - h_{st} - 1,5 = 9,8 - 8,5 - 1,5 = 2,8 \text{ m}.$$

Jeśli długość szczydła równa się $4,5 \text{ m}$, to jego część zamocowana w ziemi równa się:

$$h_z = h_{szc} - h_1 = 4,5 - 2,8 = 1,7 \text{ m}.$$

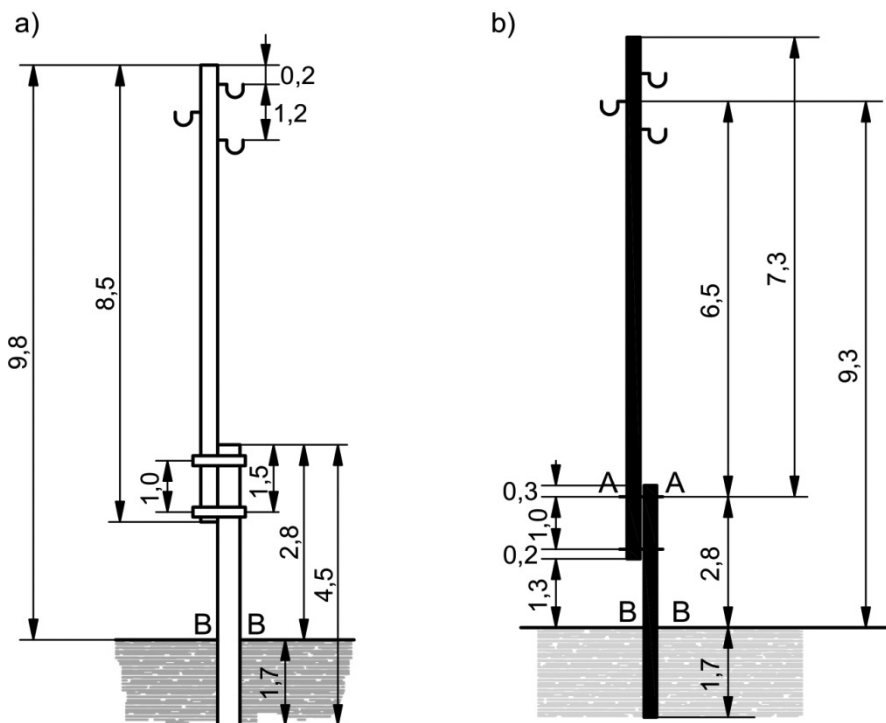
Resztę wymiarów słupa pokazano na rysunkach 5.14a i 5.14b.

Zgodnie z wymaganiami norm do obliczeń linii napowietrznych II klasy (1–30 kV) z przymocowaniem przewodów na izolatorach wsporczych, słupy przelotowe powinny być obliczone tylko na obciążenia, które występują w normalnych stanach pracy linii. Zgodnie z tablicą 5.2, dla linii o napięciu ponad 1 kV stany pracy linii należy analizować dla pięciu przypadków z najbardziej niekorzystnymi kombinacjami warunków atmosferycznych.

W naszym przykładzie z tych pięciu przypadków największe obciążenie będzie działało na słup, wtedy gdy:

- przewody pozostały nieoberwane i wolne od oblodzenia, a prędkość wiatru wynosi 25 m/s ;
- przewody są nieoberwane i pokryte oblodzeniem, a prędkość wiatru równa się $12,5 \text{ m/s}$.

Te dwa przypadki uważamy za najtrudniejsze eksploatacyjnie i do nich ograniczymy nasze obliczenia.



Rys. 5.14. Słup przelotowy: a) konstrukcja, b) wymiary

Na podstawie powyższych danych wykonamy obliczenia słupów dla pierwszego przypadku i w tym celu zastosujemy metodę uproszczoną. Polega ona na tym, że naprężenie dodatkowe, występujące w słupie wskutek istnienia momentu zginającego pochodzącego od nacisku wiatru na słup i przewody, uwzględnia się w procentach od momentu głównego. Moment główny powstaje wskutek działania sił pionowych od ciężaru słupa, izolatorów i przewodów oraz od sił zginających słup. Dla przekroju słupa na poziomie osi górnego bandaża (przekrój A-A, rys. 5.15b) wartość momentu zginającego może być przyjęta 5%, a dla przekroju słupa nad powierzchnią ziemi (przekrój B-B, rys. 5.15b) moment zginający zakłada się 10%.

Obliczenie słupa

Obliczamy parcie wiatru na przewody linii za pomocą wzoru:

$$P_1 = 3 \cdot p_4 \cdot S \cdot l$$

Wielkość p_4 jest obciążeniem właściwym przewodu pochodzącym od działania wiatru, którą obliczamy ze wzoru (2.15):

$$p_4 = \frac{0,0625 \cdot \alpha \cdot C_x \cdot v^2 \cdot d}{1000 \cdot S} = \frac{0,0625 \cdot 0,85 \cdot 1,1 \cdot 25^2 \cdot 28}{1000 \cdot 50} = 68,7 \cdot 10^{-3} \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

gdzie:

α – współczynnik, który uwzględnia nierównomierność prędkości wiatru wzdłuż przewodu i dla naszego przypadku jego wartość przyjęto 0,85;

C_x – współczynnik aerodynamiczny, którego wartość w naszym przypadku przyjęto 1,1;

v – prędkość wiatru, w naszym przypadku wynosi 25 m/s;

d – średnica przewodu;

S – przekrój przewodu;

3 – liczba przewodów zamieszczonych na słupie.

Ostatecznie wartość siły parcia wiatru na przewód wynosi:

$$P_1 = 3 \cdot p_4 \cdot S \cdot l = 3 \cdot 68,7 \cdot 10^{-3} \cdot 50 \cdot 95 = 970 \text{ N}$$

Obliczenie parcia wiatru na słup

Siłę parcia wiatru na słup oblicza się zgodnie ze wzorem:

$$P = P \cdot d_{sr} \cdot H$$

gdzie:

$$P = C_x \frac{v^2}{16} = 0,7 \frac{25^2}{16} = 274 \text{ N/m}^2 \text{ – siła działająca na powierzchnię słupa;}$$

C_x – współczynnik aerodynamiczny, którego wartość w danym przypadku przyjęto 0,7;

H – wysokość słupa;

$$d_{sr} = \frac{d_1 + d_2}{2} = \frac{0,16 + 0,241}{2} \approx 0,2 \text{ m}$$

gdzie:

d_1 – średnica na górze słupa,

d_2 – średnica na dole słupa, która jest równa:

$$d_2 = b + 0,8 \cdot l = 0,22 + 0,8 \cdot 2,8 = 0,241 \text{ m.}$$

b – grubość słupa na poziomie dolnego bandaża;

l – długość szczudła na poziomie B-B (patrz rys. 5.14b).

Po podstawieniu odpowiednich wielkości do wzoru na określenie parcia wiatru na słup otrzymujemy:

$$P_2 = P \cdot d_{sr} \cdot H = 274 \cdot 0,2 \cdot 9,8 = 537 \text{ N.}$$

Określmy obecnie naprężenie w drewnie słupa i materiale szczudła. W tym celu przyjmujemy wielkość przekroju słupa A-A, a przekrój szczudła B-B.

Przekrój A-A:

Określamy moment zginający pochodzący od parcia wiatru na przewody i słup ze wzoru:

$$M_1 = P_1 \cdot h_1 + \frac{P_2 \cdot h_2^2}{2H} = 970 \cdot 6,5 + \frac{537 \cdot 7,3^2}{2 \cdot 9,8} = 7765 \text{ N} \cdot \text{m}.$$

Moment zginający słup z uwzględnieniem działania sił pionowych i zginania słupa:

$$M_A = 1,05 \cdot M_1 = 1,05 \cdot 7765 = 8153,25 \text{ N} \cdot \text{m}.$$

Moment wytrzymałości słupa w przekroju A-A ze wzoru:

$$W_A = 0,95 \cdot 0,1 \cdot d_A^3$$

gdzie wartość zastępcza średnicy słupa w miejscu przekroju A-A wynosi:

$$d_A = d_1 + 0,8 \cdot h_2 = 16 + 0,8 \cdot 7,3 = 22 \text{ cm} = 0,22 \text{ m}$$

Ostatecznie otrzymujemy:

$$W_A = 0,95 \cdot 0,1 \cdot d_A^3 = 0,95 \cdot 0,1 \cdot 0,22^3 = 1,01 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$$

Teraz możemy wyznaczyć naprężenie w przekroju słupa A-A:

$$\sigma_A = \frac{M_A}{W_A} = \frac{8153,25}{1,01 \cdot 10^{-3}} = 8072000 \text{ N/m}^2 = 8072 \text{ kN/m}^2$$

Naprężenie dopuszczalne dla drewna sosny wynosi $[\sigma] = 12\,000 \text{ kN/m}^2$.

Naprężenie w przekroju A-A jest mniejsze od dopuszczalnego, dlatego parametry geometryczne słupa oraz materiał zostały dobrane prawidłowo.

Obecnie określimy moment zginający w przekroju B-B:

$$M_B = 1,1 \cdot M_1$$

Moment zginający pochodzący od siły wiatru działającej na przewody oraz słup obliczamy za pomocą wzoru:

$$M_1 = P_1 h_1 + \frac{P_2 H^2}{2H} = P_1 h_1 + 0,5 P_2 H = 970 \cdot 8,8 + 0,5 \cdot 537 \cdot 9,8 = 8536 + 2807,7 = 11343,7 \text{ Nm}$$

Moment zginający w przekroju B-B równa się:

$$M_B = 1,1 \cdot M_1 = 1,1 \cdot 11343,7 = 12478,07 \text{ Nm}$$

Moment wytrzymałości słupa w przekroju B-B wynosi:

$$W_B = 0,1 \cdot d_B^3 = 0,1 \cdot 0,241^3 = 0,0014 \text{ m}^3$$

Naprężenie w przekroju B-B wyznaczamy z relacji:

$$\sigma_B = \frac{M_B}{W_{NB}} = \frac{12478,07}{1,4 \cdot 10^{-3}} = 8912900 \text{ N/m}^2 = 8912,9 \text{ kN/m}^2$$

Naprężenie dopuszczalne dla szczudła żelbetonowego równa się $[\sigma] = 11\ 000 \text{ kN/m}^2$.

Z tego wynika, że parametry geometryczne szczudła dobrane zostały prawidłowo.

Teraz sprawdzimy prawidłowość doboru głębokości zamocowania słupa w gruncie. Głębokość zamocowania słupa w grunt określa się ze wzoru:

$$h_{gr} = \sqrt[3]{\frac{12,7 M \cdot k}{A \cdot b}}$$

gdzie:

A – współczynnik proporcjonalności, który uwzględnia zmiany czasowej charakterystyki wytrzymałościowej gruntu w zależności od głębokości zamocowania, tutaj przyjmujemy 15 kN/m^2 ;

b – szerokość obliczeniowa szczudła, która równa się $0,25 \text{ m}$;

M – moment sił działających na szczudło na poziomie ziemi, $[\text{kNm}]$;

k – współczynnik zapasu stabilności słupa w gruncie, który dla naszego przypadku wynosi $2,5$.

Po podstawieniu odpowiednich wielkości do wzoru na głębokość zamocowania słupa w grunt otrzymujemy:

$$h_{gr} = \sqrt[3]{\frac{12,7 M \cdot k}{A \cdot b}} = \sqrt[3]{\frac{12,7 \cdot 12,478 \cdot 2,5}{15 \cdot 0,25}} = 1,7 \text{ m.}$$

Dobrana głębokość zamocowania słupa w gruncie dokładnie odpowiada obliczeniowej.

Przykład 5.3.

Wykonać obliczenie słupa przelotowego drewnianego Π -podobnego dla linii o napięciu 110 kV. Linia zbudowana z przewodu aluminiowego o przekroju $S = 150 \text{ mm}^2$, z przeszłem obliczeniowym równym $l = 210 \text{ m}$, która biegnie przez teren zasiedlony o klasie klimatycznej II. Warunki dla tego obszaru:

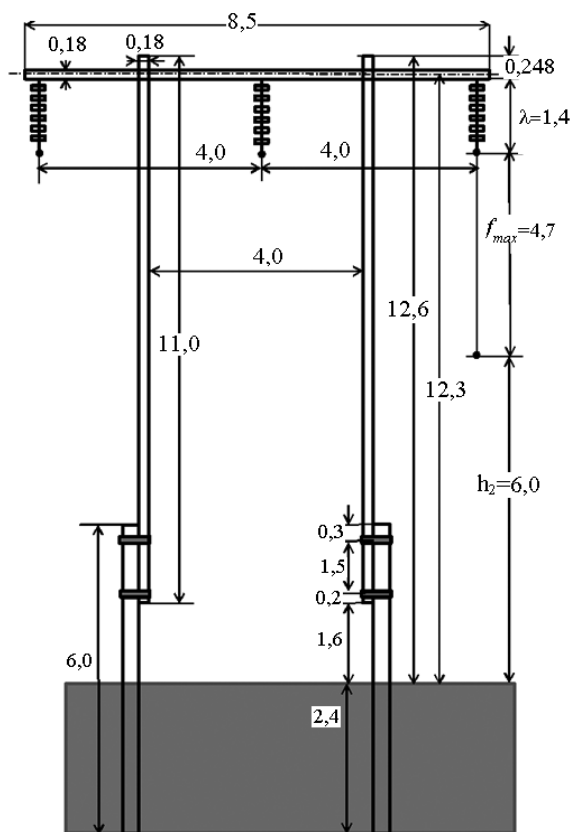
temperatura wyższa $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$,

temperatura niższa $\theta_{\min} = -40^\circ\text{C}$.

Niech prędkość wiatru w strefie linii wynosi 25 m/s, a przewody są wolne od oblodzenia, natomiast w przypadku oblodzonych przewodów niech prędkość wiatru wynosi 12,5 m/s. Grubość ścianki lodu na przewodzie wynosi 10 mm, przy gęstości lodu 900 kg/m^3 , a temperatura powietrza podczas tworzenia się oblodzenia zgodnie z normą wynosi -5°C .

Przewody linii 110 kV są rozmieszczone poziomo.

Na początku obliczania parametrów słupa określamy jego wysokość i odległość między przewodami.



Rys. 5.15. Konstrukcja słupa typu II (wymiaru podano w [m])

Wysokość od poprzecznika słupa od ziemi określa się ze wzoru:

$$h_1 = h_0 + f_{\max} + \lambda + r$$

gdzie:

h_0 – gabaryt linii 110 kV, który dobieramy z tablicy 4.3, a dla naszego przypadku wynosi 6 m;

f_{\max} – maksymalny zwis przewodu w przęśle;

λ – długość łańcucha izolatorów, którą dobiera się z tablicy 4.6 i wynosi 1,3 m, a po uwzględnieniu elementów mocujących będzie równa 1,4 m;

r – połowa grubości poprzecznika, dla naszego przypadku przyjęto 0,124 m.

Maksymalny zwis przewodu bez oblodzenia określamy ze wzoru (2.23):

$$f_{\max} = \frac{l^2 \cdot p_1}{8 \cdot \sigma}$$

gdzie:

l – długość przęsła, [m];

p_1 – obciążenie właściwe przewodu;

σ – naprężenie obliczeniowe w przewodzie wskutek jego rozciągania, które otrzymujemy z rozwiązania równania stanu linii (2.38), dla naszego przypadku przyjmuje wartość $\sigma = 32,8 \text{ N/mm}^2$.

Określmy teraz obciążenie właściwe przewodu niepokrytego oblodzeniem ze wzoru:

$$p_1 = \frac{\gamma \cdot g}{1000 \cdot S}$$

gdzie:

γ – masa właściwa przewodu aluminiowego o długości 1 km i przekroju 150 mm^2 równa się 419 kg/km ;

S – przekrój przewodu (dla naszego przypadku równa się 150 mm^2).

Po podstawieniu danych do wzoru obciążenie właściwe przewodu wynosi:

$$p_1 = \frac{\gamma \cdot g}{1000 \cdot S} = \frac{419 \cdot 10}{1000 \cdot 150} = 0,0279 \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

gdzie:

g – przyspieszenie ziemskie, które w naszym przypadku przyjęto 10 m/s^2 .

Po podstawieniu powyższych wielkości do wzoru na obliczenie zwisu mamy:

$$f_{\max} = \frac{l^2 \cdot p_1}{8 \cdot \sigma} = \frac{210^2 \cdot 0,0279}{8 \cdot 32,8} = 4,7 \text{ m}$$

Natomiast po podstawieniu wartości h_0, f_{\max}, λ i r do wzoru na wyznaczenie wysokości poprzeczника nad ziemią otrzymujemy:

$$h_1 = h_0 + f_{\max} + \lambda + r = 6 + 4,7 + 1,4 + 0,124 = 12,224 \approx 12,3 \text{ m}$$

Słup II-podobny składa się z dwóch części: słupa głównego i szczydła. Słup główny nakłada się na szczydło i mocuje się za pomocą dwóch obejm stalowych na odległości 1,5 m, między nimi, jak pokazano na rysunku 5.15.

Przyjmujemy wysokość słupa głównego 11 m, a wysokość szczydła 6 m. Grubość szczydła wynosi 0,27 m, a grubość średnia słupa głównego niech wynosi 0,18 m. Głębokość zamocowania szczydła w ziemi niech wynosi 2,4 m. Długość poprzeczника II-podobnego słupa równa się 8,5 m.

Dobór odległości między przewodami linii 110 kV.

Zgodnie z wymaganiami dobór tej odległości może odbywać się na dwa sposoby:

1. Z uwzględnieniem zbliżania się przewodów w przęśle;
2. Odpowiednio do norm zapewniających poziom izolacji w przypadkach wyładowań atmosferycznych.

W pierwszym przypadku odległość między przewodami, zgodnie z tablicą 4.5, wynosi 3,5 m, a zgodnie z drugim warunkiem powinna być równa 4,0 m.

Ostatecznie dobór rozpiętości między przewodami z uwzględnieniem długości poprzeczника i miejsca zawieszenia łańcuchów izolatorów w odległości 0,25 m od końców poprzeczника określamy relacją:

$$D = \frac{8,5 - 2 \cdot 0,25}{2} = 4,0 \text{ m.}$$

Zgodnie z normami obliczanie słupa przelotowego odbywa się dla dwóch przypadków:

1. Dla normalnego stanu pracy, tj. nieoberwanych przewodów linii i linek;
2. W awaryjnym stanie pracy, gdy dochodzi do oberwania jednego przewodu wywołującego największy moment zginający i skręcający słup (temperatura -5°C , przewody pokryte oblodzeniem, przy braku wiatru).

Obliczanie słupa w normalnym stanie pracy linii przeprowadza się zależnie od występowania dwóch różnych warunków:

1. Przewody niepokryte oblodzeniem, a prędkość wiatru wynosi 25 m/s,
2. Przewody pokryte oblodzeniem, a prędkość wiatru wynosi 12,5 m/s.

Obliczanie słupa dla warunku pierwszego.

Obciążenie działające na jeden stojak słupa pochodzące od obciążeń poziomych.

Siła parcia wiatru na przewody równa się:

$$P_1 = 0,5 \cdot 3 \cdot p_4 \cdot S \cdot l = 0,5 \cdot 3 \cdot 47,8 \cdot 10^{-3} \cdot 150 \cdot 210 = 2258,55 \text{ N} = 2,258 \text{ kN}$$

gdzie:

- 0,5 – współczynnik uwzględniający nacisk wiatru na przewody, które z kolei naciskają na jedną żerdź;
- 3 – liczba przewodów zawieszonych na słupie;

$$p_4 = \frac{0,625 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 25^2 \cdot 0,18}{1000 \cdot 150} = 47,8 \cdot 10^{-3} \text{ N/m} \cdot \text{mm}^2$$

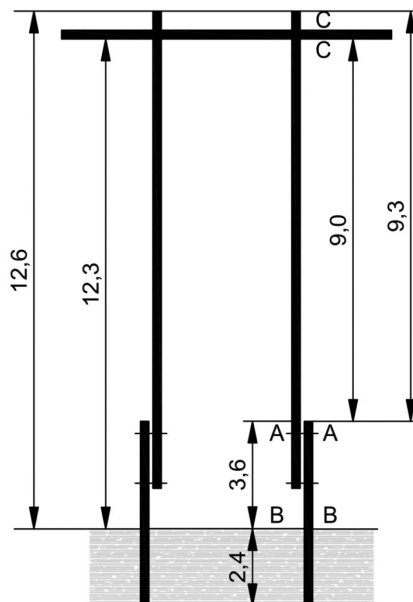
(patrz 2.15)

Siłę parcia wiatru na żerdź słupa określimy ze wzoru:

$$P_2 = P \cdot h_2 \cdot d_{sr} = C_x \cdot \frac{v^2}{16} \cdot h_2 \cdot d_{sr} = 0,7 \cdot \frac{25^2}{16} \cdot 12,6 \cdot 0,2 = 1102,5 \text{ N}$$

gdzie średnią średnicę słupa możemy określić jako:

$$d_{sr} = \frac{0,18 + 0,22}{2} = 0,2 \text{ m}$$



Rys. 5.16. Wymiary słupa do linii 110 kV

Teraz obliczymy obciążenie pionowe działające na słup:
ciężar przewodów bez oblodzenia wynosi:

$$G_1 = 0,5 \cdot 3 \cdot p_1 \cdot S \cdot l = 0,5 \cdot 3 \cdot \frac{g \cdot m}{1000 \cdot S} \cdot S \cdot l = 0,5 \cdot 3 \cdot \frac{10 \cdot 623}{1000 \cdot 150} \cdot 150 \cdot 210 = 1383 \text{ kN}$$

ciężar izolatorów wynosi:

$$G_2 = 0,5 \cdot 3 \cdot g m_{iz} = 0,5 \cdot 3 \cdot 10 \cdot 45 = 680 \text{ N}$$

ciężar poprzecznika obliczymy za pomocą przybliżonego wzoru:

$$G_3 = 0,5 \cdot g \cdot m_{dr} \frac{\pi \cdot d_{sr}^2}{4} l = 0,5 \cdot 10 \cdot 650 \frac{3,14 \cdot 0,2^2}{4} 8,5 = 867 \text{ N}$$

ciężar głównej części słupa do przekroju w miejscu obejmmy stalowej (A-A):

$$G_4 = 190 \text{ N}$$

ciężar całego słupa wynosi:

$$G_5 = 246 \text{ N}$$

ciężar części szczydła zamieszczonego nad ziemią:

$$G_6 = 150 \text{ N}$$

Obliczenie odkształcenia żerdzi słupa w kierunku prostopadłym do osi linii

Na skutek parcia wiatru na przewody pojawia się moment zginający żerdź słupa, który należy uwzględnić podczas obliczeń.

Odchylenie od pionu punktu M pod wpływem parcia wiatru na przewody określa się wzorem:

$$\delta_1 = \frac{P_1 h_1^2}{3EI}$$

gdzie:

P_1 – siła parcia wiatru na przewody, [N];

h_1 – wysokość przyłożenia siły P_1 , [m];

E – moduł sprężystości drewna, równa się 110 000 kN/m²;

I – równoważny moment bezwładności żerdzi, [m⁴].

Dla żerdzi, która ma kształt stożka ściętego, moment bezwładności może być określony ze wzoru:

$$I = \frac{\pi \cdot d_1 \cdot d_2^3}{64}$$

gdzie:

d_1 – średnica żerdzi w jej górnej części, [m];

d_2 – średnica żerdzi w miejscu przymocowania, [m].

Po podstawieniu odpowiednich wartości otrzymujemy moment bezwładności:

$$I = \frac{3,14 \cdot 0,18 \cdot 0,28^3}{64} = 1,94 \cdot 10^{-4} \text{ m}^4$$

1. Przemieszczenie punktu M słupa otrzymujemy po podstawieniu wartości momentu bezwładności do wzoru:

$$\delta_1 = \frac{P_1 h_1^2}{3EI} = \frac{2,258 \cdot 12,3^2}{3 \cdot 110000 \cdot 1,94 \cdot 10^{-4}} = 0,534 \text{ m.}$$

2. Przemieszczenie punktu M pochodzące od parcia wiatru na stojak może być obliczone z dostatecznym przybliżeniem na podstawie wzoru:

$$\delta_3 = \frac{P_2 h_2^2}{8EI},$$

gdzie:

P_2 – siła parcia wiatru na żerdź, [N];

h_2 – całkowita wysokość żerdzi, [m].

Reszta wielkości takie jak poprzednio.

Po podstawieniu wartości liczbowych do wzoru otrzymujemy:

$$\delta_3 = \frac{P_2 h_2^2}{8EI} = \frac{1,1025 \cdot 12,6^2}{8 \cdot 110000 \cdot 1,94 \cdot 10^{-4}} = 0,102 \text{ m.}$$

Przemieszczenie sumaryczne punktu M słupa wynosi:

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 = 0,534 + 0,102 = 0,636 \text{ m.}$$

Odchylenie od pionu punktu N leżącego w połowie wysokości słupa pochodzące od parcia wiatru na przewody określa się ze wzoru:

$$y_1 = \frac{P_1 h_1^3}{3EI} \left[\frac{3}{2} \left(\frac{x}{h_2} \right)^2 - \frac{1}{2} \left(\frac{x}{h_2} \right)^3 \right] = f_1 \left[\frac{3}{2} \left(\frac{x}{h_2} \right)^2 - \frac{1}{2} \left(\frac{x}{h_2} \right)^3 \right].$$

Dla $x = \frac{h_2}{2}$ otrzymujemy:

$$y_1 = 0,313a_1 = 0,313 \cdot 0,534 = 0,167 \text{ m.}$$

Natomiast odchylenie od pionu punktu N wynikające z parcia wiatru na słup określa się ze wzoru:

$$y_2 = \frac{P_2 h_2^3}{3EI} \left[2 \left(\frac{x}{h_2} \right)^2 - \frac{4}{3} \left(\frac{x}{h_2} \right)^3 + \frac{1}{3} \left(\frac{x}{h_2} \right)^4 \right] = f_2 \left[2 \left(\frac{x}{h_2} \right)^2 - \frac{4}{3} \left(\frac{x}{h_2} \right)^3 + \frac{1}{3} \left(\frac{x}{h_2} \right)^4 \right].$$

Dla $x = \frac{h_2}{2}$ otrzymujemy:

$$y_2 = 0,313a_3 = 0,354 \cdot 0,102 = 0,036 \text{ m.}$$

Sumaryczne odchylenie punktu N wynosi:

$$y = y_1 + y_2 = 0,167 + 0,036 = 0,203 \text{ m.}$$

Określenie naprężenia w drewnie słupa.

Przekrój obliczeniowy słupa przyjmujemy na poziomie górnej obejmy (A-A), a dla szczudła na poziomie ziemi (B-B).

Określenie momentu zginającego słupa w przekroju A-A.

1. Moment zginający pochodzący od parcia wiatru na przewody i żerdź słupa wyznaczamy ze wzoru:

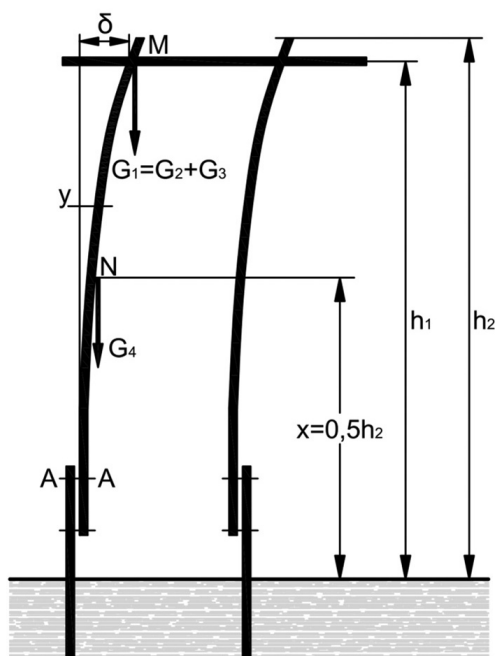
$$M_1 = P_1 h_3 + \frac{P_2 h_4^2}{2h_2} = 2258 \cdot 9 + \frac{1102,5 \cdot 9,3^2}{2 \cdot 12,6} = 24195,94 \text{ Nm} = 24,196 \text{ kNm.}$$

Moment zginający pochodzący od działania sił pionowych wywołanych masą własną słupa, przewodów i osprzętu określamy wzorem:

$$M_2 = (G_1 + G_2 + G_3) \cdot a + G_4 \cdot y = (196,245 + 68 + 86,7) \cdot 0,614 + 190 \cdot 0,036 = 836,32 \text{ Nm}$$

Moment sumaryczny zginający w przekroju A-A:

$$M_A = M_1 + M_2 = 24,196 + 0,836 = 25,032 \text{ kNm}$$



Rys. 5.17. Miejsca występowania sił

Moment bezwładności słupa w miejscu przekroju A-A:

$$W_A = 0,1 \cdot d_A^3 = 0,1 \cdot 0,25^3 = 1,56 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$$

gdzie:

$$d_A = d_1 + 0,8h_4 = 18 + 0,8 \cdot 9,3 = 25,45 \text{ cm} \approx 0,25 \text{ m};$$

d_1 – średnica na górze słupa.

Pole powierzchni przekroju żerdzi w miejscu A-A wynosi:

$$S_A = \frac{\pi d_A^2}{4} = 0,049 \text{ m}^2$$

Naprężenie występujące w miejscu przekroju A-A obliczamy ze wzoru:

$$\sigma_A = \frac{M_A}{W_A} + \frac{P_p}{S_A} \left[\frac{\sigma_n}{\sigma_C} \right]$$

gdzie:

P_p – pionowa siła ściskająca słup;

$$P_p = (G_1 + G_2 + G_3 + G_4) = (1383 + 680 + 867 + 1593) = 4523 \text{ N} = 4,523 \text{ kN}$$

gdzie przyjęto:

$[\sigma_n]$ – dopuszczalne naprężenie na zginanie; dla drewna $[\sigma_n] = 1200 \text{ N/m}^2$;

$[\sigma_c]$ – dopuszczalne naprężenie na ściskanie wzdłuż słupa $[\sigma_c] = 1200 \text{ N/m}^2$.

Gdy iloraz $\frac{[\sigma_n]}{[\sigma_c]} = 1$, to wzór na naprężenie przyjmuje postać:

$$\sigma_A = \frac{M_A}{W_A} + \frac{P_p}{S_A}$$

Po podstawieniu do powyższego wzoru wielkości liczbowych otrzymujemy:

$$\sigma_A = \frac{M_A}{W_A} + \frac{P_p}{S_A} = \frac{25,032}{1,48 \cdot 10^{-3}} + \frac{4,523}{0,049} = 16913,51 + 92,3 = 17005,81 \text{ kN/m}^2.$$

Teraz obliczymy naprężenia w elementach słupa w przekroju B-B:

Moment zginający pochodzący od parcia wiatru na przewody i na słup:

$$M_1 = P_1 h_1 + 0,5 \cdot P_2 h_2 = 2,258 \cdot 12,3 + 0,5 \cdot 1,1025 \cdot 12,6 = 34,72 \text{ kNm}$$

Moment zginający pochodzący od działania sił pionowych wywołanych masą własną słupa, przewodów i osprzętu określamy wzorem:

$$M_2 = (G_1 + G_2 + G_3) \cdot (f + e) + G_5 \cdot (y + e)$$

gdzie:

$e = 0,24 \text{ m}$ – odległość między osiami pionowymi słupa i szczydła. Po podstawieniu wartości liczbowych otrzymujemy:

$$M_2 = (196,245 + 68 + 86,7) \cdot (0,614 + 0,24) + 246 \cdot (0,036 + 0,24) = 367,596 \text{ kNm}.$$

Sumaryczny moment zginający równa się:

$$M_B = M_1 + M_2 = 34,72 + 367,596 = 402,316 \text{ kNm}$$

Moment oporu w przekroju B-B:

$$W_B = 0,1 \cdot d_B^3 = 0,1 \cdot 0,3^3 = 2,7 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$$

Pole powierzchni przekroju szczydła w miejscu B-B wynosi:

$$S_B = \frac{\pi d_B^2}{4} = 0,0707 \text{ m}^2$$

Naprężenie w przekroju B-B obliczamy wzorem:

$$\sigma_B = \frac{M_B}{W_B} + \frac{P_B}{S_B} = \frac{402,316}{2,7 \cdot 10^{-3}} + \frac{8,483}{0,0707} = 147,0 + 119,98 = 266,98 \text{ kN/m}^2$$

gdzie:

$$P_B = (G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 + G_6)g = (1383 + 680 + 867 + 1593 + 2460 + 1500) = 8,483 \text{ kN}$$

Pytania do samokontroli

1. Jakie stosujemy sposoby rozmieszczenia przewodów roboczych i odgromowych na słupach?
2. Jakie występują stany pracy linii napowietrznych podczas jej eksploatacji?
3. Podać przyczyny powstania awarii linii napowietrznych.
4. Jakie występują naprężenia w przewodach linii napowietrznych w przypadku oberwania jednego z przewodów?
5. Jakie występują naprężenia w przewodach linii napowietrznych w przypadku oberwania dwóch przewodów?
6. Scharakteryzować naprężenia w przewodach w czasie oberwania jednego z przewodów dla przypadku trwałego zamocowania przewodów izolatorów.
7. Scharakteryzować naprężenia w pozostałych przewodach w czasie oberwania jednego ze skrajnych przewodów w przypadku ich zamocowania do łańcucha izolatorów za pomocą zacisków wypadających.
8. Jak są skierowane siły działające na łańcuchy izolatorów w przypadku oberwania się jednego z przewodów w sąsiednim przęśle?

ROZDZIAŁ 6

WYMAGANIA PROJEKTOWE I EKSPLOATACYJNE DLA LINII NAPOWIETRZNYCH

6.1. Zadania i etapy projektowania linii napowietrznych

Zadaniem projektanta linii napowietrznych jest optymalny dobór trasy, jej elementów i parametrów w celu zapewnienia ciągłości przesyłu energii elektrycznej o wymaganej jakości, minimalnego wpływu na środowisko i ludzi oraz wymaganych technicznych i ekonomicznych wskaźników w sensie strat energii elektrycznej i strat eksploatacyjnych [7, 10].

Niemożliwe jest zbudowanie absolutnie niezawodnej linii napowietrznej. Natomiast podczas projektowania przeprowadza się ocenę niezawodności, zwłaszcza z uwzględnieniem wpływu negatywnych czynników atmosferycznych i eksploatacyjnych. Oprócz tego na drodze obliczeniowej ocenia się z odpowiednią dokładnością koszty budowy i eksploatacji linii. Bardzo ważnym elementem projektowania są obliczenia strat mocy czynnej w przewodach linii napowietrznej, których wartość zależy od wartości napięcia, gęstości prądu oraz sposobu prowadzenia ruchu. Na podstawie tych obliczeń dobiera się parametry i konstrukcje przewodów oraz izolatorów. Wartość napięcia i zastosowane elementy konstrukcyjne znacząco wpływają na koszty budowy linii, z tego powodu przeprowadza się optymalizację polegającą głównie na minimalizacji kosztów. Na etapie projektowania bardzo ważne jest dobranie konstrukcji przewodów i słupów w celu zapewnienia niezawodności pracy linii w przewidywanych warunkach atmosferycznych. Linia napowietrzna przeznaczona do przesyłu dużej mocy wymaga na etapie projektowania dobrania urządzeń do kompensacji mocy biernej i miejsca ich instalacji w celu zapewnienia małych odchyleń napięcia w punktach podstawowych sieci elektrycznej. W przypadku ujawnienia się dużej mocy biernej pojemnościowej w sieciach napowietrznych, na przykład o napięciu 750 kV, przewiduje się stosowanie dławików włączonych między fazami linii a ziemią, które pobierają moc bierną w przypadku jej nadwyżki. Zwykle na etapie obliczeń elektrycznych rozpatruje się kilka wariantów struktury linii o różnych wartościach napięć i liczbach torów.

W pierwszym podejściu przyjmuje się przybliżoną długość linii oraz typy stacji i ich konstrukcję, z uwzględnieniem intensywności występowania odpadów przemysłowych [5, 6].

Jeśli linia napowietrzna pracuje równolegle z systemem elektrycznym, to w sposób obliczeniowy sprawdza się jej wpływ na stabilność pracy statycznej i dynamicznej systemu elektroenergetycznego. Takie obliczenia prowadzi się za pomocą symulacji numerycznej z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania. W analogiczny sposób wykonuje się obliczenia prądów zwarcia w celu doboru aparatury łączeniowej, elementów zabezpieczeń i automatyki systemowej oraz przekrój przewodów projektowanej linii.

Jednocześnie z obliczeniami elektrycznymi wykonuje się analizę trasy linii, przy czym bierze się pod uwagę szczegóły topografii i zabudowy miejscowości, takie jak: obecność obszarów zasiedlonych, zalesionych, obszarów rolnych, obiektów przemysłowych, rzek, bagien, jezior, gór i skał oraz innych linii napowietrznych, linii kolejowych i autostrad, a także innych znaczących obiektów.

Charakterystyka trasy wpływa na długość linii napowietrznych, liczbę słupów i ich typ, konstrukcję fundamentów, a to z kolei oddziałuje na całkowity koszt budowy linii. Z tych powodów etap doboru trasy linii jest bardzo ważny. Wykonuje się w nim próby gruntu w celu określenia jego charakterystyk oraz uwzględnienia jego naturalnych parametrów. Ważne są także: charakterystyka zalesienia, intensywność i sposób prowadzenia gospodarki rolnej oraz perspektywa rozwoju i możliwej zmiany gęstości zaludnienia miejscowości. Po zakończeniu badania trasy buduje się podłużny profil trasy w skali 1:5000 i pionowy w skali 1:500, na którym odcinki trasy rysuje się za pomocą odcinków, w efekcie czego otrzymujemy linię łamaną. W pierwszym przybliżeniu całkowitą trasę dzieli się na oddzielne odcinki, na początku i końcu których planuje się ustawienie słupów wzmocnionych, między którymi rozmieszcza się słupy przelotowe. W celu doboru miejsc rozmieszczenia słupów przelotowych przygotowywane są szablony dla każdego odcinka (o maksymalnej dopuszczalnej odległości pomiędzy słupami), jeśli ich charakterystyki są różne. W przypadku jednakowych charakterystyk niektórych odcinków, szablon może być wspólny, jeśli długość równoważnego przesła jest dla nich praktycznie jednakowa.

Rozmieszczanie słupów na profilu trasy linii zaczyna się od punktu końcowego. W tym przypadku przesuwana jest szablon wzdłuż trasy i obserwuje się, czy krzywa szablonu w żadnym punkcie nie przecina linii profilu, a tylko się z nią styka. Miejsce następnego słupa wyznacza punkt przecięcia krzywej szablonu z linią profilu. W przypadku kilku punktów przecięcia wybiera się najdalszy punkt, który daje najdłuższe przesło. W ten sposób znajduje się punkty rozmieszczenia słupów o różnych długościach przesła, które różnią się od normalnego.

Po określeniu miejsc rozmieszczenia słupów odbywa się sprawdzenie trasy w terenie w celu określenia rzeczywistych możliwości ich rozmieszczenia w miejscach wybranych na planie profilu.

Ponadto podczas sprawdzania trasy projektanci ustawiają paliki w miejscach przewidywanego montażu słupów oraz zmiany kierunku trasy. Po zakończeniu wyznaczania trasy przeprowadza się obliczenia mechaniczne elementów linii napowietrznej i końcowego doboru konstrukcji przewodów, izolatorów oraz konstrukcji wsporczych. Po obliczeniach elektrycznych i mechanicznych przygotowuje się projekt linii zawierający schematy, wykresy z wymiarami i tablicami specyfikacji elementów linii napowietrznych. Taki projekt nazywa się projektem końcowym i przygotowuje się go w kilku egzemplarzach.

6.2. Zasady prowadzenia linii napowietrznych

Wybór trasy zależy od terenu i jego zabudowy. Linie niskiego napięcia w miastach prowadzi się zazwyczaj wzdłuż ulic, przy czym słupy umieszcza się na chodnikach lub trawnikach jak najbliżej jezdni. Na tych słupach jednocześnie umieszcza się oprawy oświetlenia drogowego. Linie wysokiego i średniego napięcia przebiegają przez tereny o różnorodnym charakterze [12, 13].

Przy wyborze trasy należy pamiętać o następujących zasadach:

1. Linia powinna być możliwie najkrótsza, ponieważ jej długość decyduje o kosztach budowy, stratach mocy czynnej i spadkach napięcia;
2. Należy stosować jak najdłuższe odcinki proste bez częstych i ostrych załamań;
3. Ostre załamania bliskie kątowni 90° należy rozłożyć na kilka kolejnych słupów;
4. Należy unikać częstych skrzyżowań linii napowietrznych z takimi obiektami jak: szosy, tory kolejowe, napowietrzne linie telekomunikacyjne i elektroenergetyczne i inne (unikać projektowania linii w okolicach o dużym zadymieniu lub zanieczyszczeniu chemicznym);
5. Trzeba unikać terenów gęsto zaludnionych (miasta, wsie, osiedla, fabryki, zakłady przemysłowe, parki, strefy wypoczynkowe) oraz lasów, bagien oraz obszarów powodziowych;
6. Trasa powinna przebiegać możliwie płasko po gruntach suchych i spoistych;
7. Należy brać pod uwagę perspektywę zabudowy terenów i rozbudowy sieci;
8. W przypadku prowadzenia linii napowietrznych przez lasy konieczna jest wycinka drzew o szerokości pasa zależnego od typu zastosowanych słupów i wartości napięcia linii.

Szerokość wycinki leśnej zależy od wartości napięcia linii napowietrznej, typu słupów, przyjmuje się ją z uwzględnieniem wartości podanych w tablicy 6.1. W szczególnych przypadkach linia może zajmować pewien korytarz, który jest mniejszy od rekomendowanej szerokości wycinki leśnej. W celu ograniczenia szerokości pasa dla linii napowietrznych i ograniczenia zużycia terenów pod budowaną linię prowadzi się pracę w kierunku zastosowania słupów przygotowanych do prowadzenia

większej liczby torów niż dwa oraz zastosowania konstrukcji słupów z poprzecznikami izolacyjnymi, co pozwoli zmniejszyć odstępy międzyfazowe, a w wyniku tego – wymiary słupów.

Tablica 6.1

Szerokość wycinki leśnej dla linii napowietrznej

U_n [kV]	20 (30)	110	220	400	750
L [m]	7,2÷10	6,5÷14,1	8,0÷23,4	14,3÷31,4	30÷50

6.3. Rozmieszczenie słupów wzdłuż trasy linii napowietrznych

Podczas rozmieszczenia słupów niezbędne jest uwzględnienie ich liczby i typów, które wpływają na koszty budowy linii napowietrznej oraz łatwość jej eksploatacji. Przed rozmieszczeniem słupów odbywa się badanie trasy linii napowietrznej, dlatego rozpatrzmy krótko ten proces [15, 20].

Na początku procesu projektowania trasy linii napowietrznej określa się wartość napięcia dla zadanej mocy przesyłanej przy możliwie najprostszej trasie, czyli najkrótszej pomiędzy dwoma zadanymi punktami. W praktyce takie wymagania są bardzo trudne do spełnienia na skutek różnych naturalnych i sztucznych przeszkód (np. jeziora, tereny błotniste, rzeki, góry, lasy, niziny, tory kolejowe, budynki, lotniska itp.), które wymuszają zmianę kierunków trasy, przez co staje się ona bardziej złożona.

Podczas projektowania trasy uwzględnia się także łatwość budowy oraz dostępność obsługi linii napowietrznej. Warto zaznaczyć, że bliskość tras samochodowych, stacji kolejowych, punktów zaludnionych oraz płaskość powierzchni bardzo obniża koszty budowy i eksploatacji linii. Projektant w celu sprawdzenia trasy linii napowietrznej sprawdza szczegóły i poszukuje najlepszych wariantów bezpośrednio w terenie. Następnym etapem projektowania trasy jest uwzględnienie jej profilu i pomiarów geodezyjnych.

Rozróżnia się profil trasy w kierunku osi linii napowietrznej, tzn. profil podłużny, i profil trasy pionowy do osi kierunku linii, czyli profil poprzeczny. Profil poprzeczny nie jest tak ważny, jednak bardzo potrzebny dla szczególnych sytuacji, np. dla strefy mocno nasyconej infrastrukturą teletechniczną oraz przy równolegle zbudowanych dwóch liniach napowietrznych. Dla łatwości odczytu projektu na planach najczęściej przyjmuje się skalę od 1:5000 do 1:10 000, dla profilu poziomego 1:5000, a dla pionowego 1:500. Dla szczególnie ważnych miejsc przejścia linii napowietrznych przez linie kolejowe, telefoniczne, rzeki itp. skala profilu linii powinna być nie mniejsza niż: dla profilu podłużnego 1:2000, a dla profilu poprzecznego

1:200. Zwykle skalę w przejściach dobiera się: dla profilu podłużnego 1:1000, a dla profilu poprzecznego 1:100.

Plan i profil trasy linii napowietrznej buduje się przy użyciu taśmy stalowej, niwelatora i teodolitu, oprócz tego wykorzystuje się zdjęcia lotnicze.

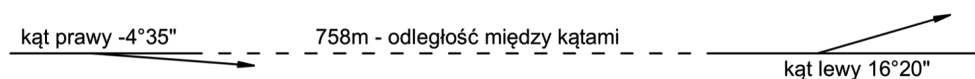
Przy wyznaczeniu trasy linii napowietrznej należy uwzględnić bieguny magnetyczne ziemi, ponieważ kierunek bieguny magnetycznej nigdy nie zgadza się z kierunkiem bieguny graficznej, który zawsze jest uwzględniany na mapach. Kąt, który tworzy się między tymi dwoma kierunkami, nazywa się rumbem i zapisuje się na planie i profilu trasy linii.

Podczas wyznaczania trasy linii za pomocą niwelatora mierzy się poziom podłoża trasy w odniesieniu np. do Morza Bałtyckiego czy Czarnego. Wyznaczanie poziomu powierzchni prowadzi się od przypadkowego punktu, takiego jak np. fundamenty domu czy punkty trasy kolei. Taki punkt nazywa się umownym. Przy wyznaczaniu punktów trasy podczas budowy stosuje się drewniane lub metalowe paliki geodezyjne co 100 metrów ze wskazaniem odległości od pierwszej pikiety. Każdy wyznaczony punkt ma swoje oznaczenie na profilu trasy. Pomiędzy punktami w miejscach zmiany kierunku trasy ustawia się punkt dodatkowy, któremu nadaje się szczególny znak i jest on nazywany biegunem dodatkowym. Na podstawie tych znaków rysuje się profil trasy linii napowietrznej.

Bardzo ważnymi znakami wyznaczonymi przy użyciu niwelatora, które pomagają wyznaczyć trasę linii napowietrznej w terenie budowy linii, są tzw. repery, a odległość pomiędzy nimi wynosi 1–2 km.

Podczas określania trasy linii napowietrznej potrzebne są, ważne w czasie projektowania i doborze słupów linii napowietrznej, informacje o danych meteorologicznych w danej miejscowości i charakterystyka gruntu.

Na rysunku 6.1 przedstawiono przykład podłużnego fragmentu profilu trasy linii. Na osi trasy linii napowietrznej pokazano kąty skrzywienia linii.



Rys. 6.1. Przykład podłużnego fragmentu profilu trasy linii napowietrznej

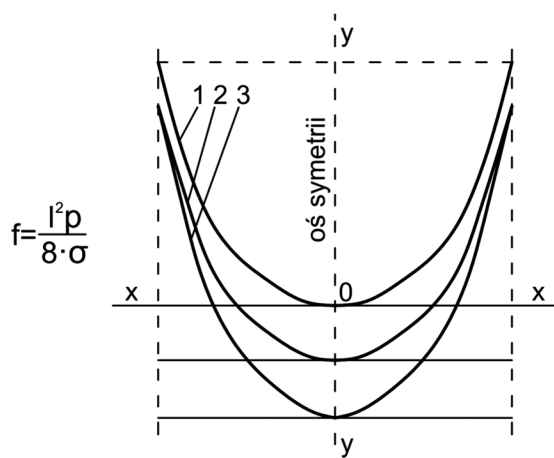
Po rozstawieniu słupów zgodnie z profilem dokonuje się palikowania, tzn. na planowanym miejscu ustawia się słupy, wbija się do ziemi drewniane znaczniki z numerem palika i odpowiednim kierunkiem bieguny. Rozmieszczenie słupów zgodnie z profilem określa się w sposób graficzny z użyciem szablonów narysowanych na kalce za pomocą programu komputerowego, np. AutoCAD.

Podstawowymi miejscami rozmieszczenia słupów są punkty końcowe, kąty w miejscach zmiany kierunku trasy oraz końcowe słupy na przejściach przez linie

kolejowe, linie telekomunikacji i inne podobne obiekty. Cała trasa linii napowietrznej dzieli się na oddzielne fragmenty o niejednakowej długości, niezależne od siebie, co znacznie ułatwia rozmieszczenie słupów. Na długich i prostych fragmentach trasy pojawiają się końcowe słupy o normalnej lub lekkiej konstrukcji, które ograniczają długość przęsła.

Zgodnie z normami odnoszącymi się do sposobu mocowania przewodów do izolatorów odległości pomiędzy słupami końcowymi dobiera się zależnie od charakteru trasy. W liniach napowietrznych z przewodami o przekroju do 120 mm^2 odległości pomiędzy słupami końcowymi powinny być nie większe niż 5 km, a dla przewodów o przekroju większym od 120 mm^2 ten odcinek nie powinien przekroczyć 10 km.

Krzywe szablonu przy zadanych parametrach przewodu oraz wiadomych wymiarach linii napowietrznej i wysokości punktu mocowania przewodu buduje się na początku dla normalnego obliczeniowego przęsła (rys. 6.2).



Rys. 6.2. Krzywe szablonu dla przęsła normalnego

Krzywą 1 szablonu (zwisu przewodu) buduje się dla najgorszych warunków, gdy występuje największy zwis przewodu spowodowany temperaturą lub obciążeniem dodatkowym pochodzącym od ciężaru oblodzenia bez uwzględnienia naporu wiatru przy temperaturze powietrza -5°C .

Wzór do określenia wartości zwisu w ogólnym przypadku zapisuje się w postaci:

$$f = \frac{l^2 p}{8 \cdot \sigma} \quad (6.1)$$

Po przekształceniu wzoru (6.1) do postaci, która pozwoli na graficzną konstrukcję krzywej zwisu przewodu w zależności od odległości x , otrzymuje się:

$$y = \frac{p \cdot x^2}{2 \cdot \sigma} \quad (6.2)$$

gdzie:

$$x = \frac{l}{2} - \text{połowa przęsła przewodu, [m].}$$

Jeśli do wzoru (6.2) wprowadzimy współczynnik k :

$$k = \frac{p}{2 \cdot \sigma} \quad (6.3)$$

to ostatecznie otrzymujemy:

$$y = k \cdot x^2 \quad (6.4)$$

Dla różnych wartości x , po obu stronach osi symetrii przęsła, obliczamy wartości y , zgodnie z którymi budujemy zależność graficzną zwisu przewodu linii napowietrznej pomiędzy sąsiednimi słupami.

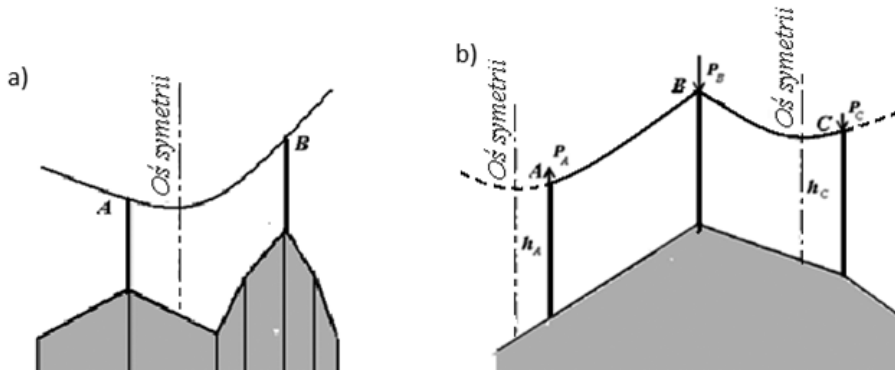
Budowę szablonu krzywych wykonuje się w skali profilu podłużnego i poprzecznego. Po przesunięciu krzywej 1 przewodu pionowo do dołu o stałą wielkość, która jest równa najbliższej dopuszczalnej odległości przewodu od ziemi, otrzymujemy nową parabolę albo inaczej krzywą szablonu 2 (rys. 6.2), która nazywa się krzywą odniesienia. Wartość najniższego punktu zwisu przewodu zależy od naciągu przewodu linii i dla warunków normalnych zmienia się ona w granicach 5–7 m.

W praktyce projektowania linii napowietrznych podczas budowy krzywej odniesienia dopuszcza się niekiedy zapas (0,3–0,5 m), który jest stosowany podczas przygotowania profilu i szablonu w celu zmniejszenia błędów i niedokładności doboru wymiaru przęsła.

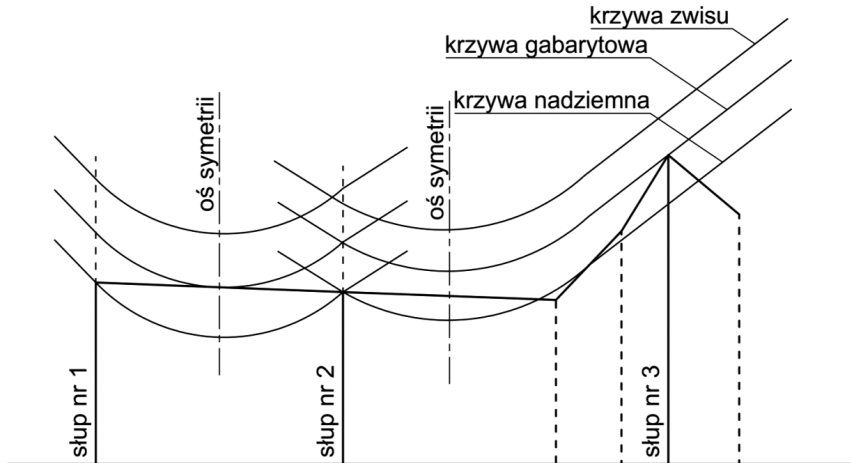
Krzywą 3 szablonu buduje się analogicznie jak krzywą odniesienia 2, którą zbudowano z uwzględnieniem największego zwisu przewodu, nazywa się ją szablonem maksymalnym. Szablon minimalny ma tylko jedną krzywą zwisu przewodu. Buduje się go zgodnie ze wzorem (6.4), dla najniższej temperatury, kiedy zwis będzie najmniejszy. Szablon minimalny potrzebny jest dla miejscowości z mocno nasyconą infrastrukturą techniczną, kiedy występuje niebezpieczeństwo pojawienia się na słupie siły pionowej, skierowanej do góry – jak pokazano na rysunku 6.3.

Po zadaniu różnych wartości x budujemy parabolę lub krzywą największego zwisu przewodu, która odpowiada największemu zwisowi przewodu. Zbudowane w ten sposób krzywe powinny mieć odpowiednią skalę.

Na rysunku 6.4 pokazano rozmieszczenie słupów za pomocą szablonu maksymalnego na początku fragmentu końcowego.



Rys. 6.3. Sprawdzenie kierunku sił działających na słupy



Rys. 6.4. Rozmieszczenie słupów za pomocą szablonu maksymalnego

Po rozmieszczeniu słupów na całym końcowym fragmencie definiuje się znormalizowane obliczenia przęsła, które pozwalają określić naprężenia materiału przewodu we wszystkich przęsłach fragmentu końcowego dla różnych warunków atmosferycznych.

Przyjmuje się, że naciąg materiału przewodu we wszystkich przęsłach równa się naciągowi, który odpowiada przęsłu zastępczemu. Na podstawie obliczonych naciągów i rzeczywistych wartości przęsła na profilu trasy (rys. 6.4) określa się maksymalny zwis przewodu linii napowietrznej w przęsłach, które będą uwzględnione podczas rozstawiania słupów.

Kształt krzywej zwisu będzie jednakowy dla wszystkich przęsła niezależnie od ich długości.

Obliczoną rozpiętość przęsła zastępczego, wyrażoną w metrach, określa się wzorem [38]:

$$l_0 = \sqrt{\frac{l_1^3 + l_2^3 + \dots + l_n^3}{l_1 + l_2 + \dots + l_n}} = \sqrt{\frac{\sum l_i^3}{\sum l_i}} \quad (6.5)$$

gdzie:

l_1, l_2, \dots, l_n – długości oddzielnych przęseł końcowego fragmentu linii, [m].

Wzór (6.5) można stosować w miejscowościach o dużej nierówności terenu, przy tym błąd nie przekracza 1–2%, co nie jest w praktyce istotne.

Jeśli przęsło obliczone zgodnie ze wzorem (6.5) zgadza się z normami obliczeniowymi, to rozmieszczenie słupów w danym odcinku linii jest zakończone; w przeciwnym razie należy przeliczyć naprężenia przewodów, które dla różnych przęseł mogą być jednakowe. Przy różnych naprężeniach buduje się nowy szablon na podstawie nowej wartości i ponownie dokonuje się rozmieszczenia słupów z zachowaniem długości przęseł i wartości naprężeń obliczonych wcześniej.

Po rozmieszczeniu słupów w miejscach o dużej nierówności terenu, gdzie występuje duża różnica wysokości mocowania przewodów linii, wymaga się sprawdzenia wysokości punktów mocowania przewodów. W tym przypadku stosuje się szablon minimalny. Szablon krzywej zwisu nakłada się na przęsło z wątpliwymi parametrami, jak pokazano na rysunkach 6.3 i 6.4.

Jeśli dolny punkt szablonu znajduje się poza rozpatrywanym przęsłem, to przewód w tym przęsle ma pionową składową sił działających do góry.

Po analizie sąsiedniego przęsła można wyciągnąć wniosek o kierunku działania pionowej siły; jeśli jest to konieczne, likwiduje się podniesienie łańcuchów izolatorów słupa przelotowego. Wskutek rozmieszczenia słupów na całym profilu linii napowietrznej na oddzielnych odcinkach końcowych pojawiają się różne odległości odcinków przęseł, na podstawie których tworzy się tablice i krzywe instalacyjne.

Zadanie 6.1

Zbudować szablon maksymalny do rozmieszczania słupów wzdłuż profilu trasy linii napowietrznej o napięciu 110 kV z wykorzystaniem następujących danych wyjściowych:

- Przewód AFL 150;
- Rejon oblodzenia (sadzi) II;
- Przęsło normalne obliczeniowe 210 m;
- Znamionowy współczynnik bezpieczeństwa dla przewodu równa się 2;
- Minimalna odległość przewodu linii od ziemi wynosi 7 m.

Na podstawie odpowiednich obliczeń przewodu mamy maksymalny zwis przewodu, który przy temperaturze $\theta = +40^\circ\text{C}$ równa się 5,5 m. W tym przypadku naprężenie w przewodzie równa się $\sigma_p = 5 \text{ N/mm}^2$.

Wysokość zawieszania przewodu w naszym przypadku wynosi:

$$H = h + f = 7 + 5,5 = 12,5 \text{ m}$$

Gdy zastosujemy wzór $y = \frac{p_1 x^2}{2\sigma} = kx^2$,

możemy wyznaczyć wartość stałej k :

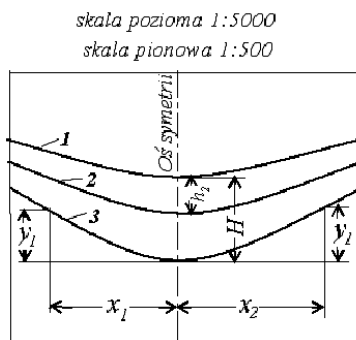
$$k = \frac{p_1}{2\sigma} = \frac{0,0415}{2 \cdot 5} = 4,15 \cdot 10^{-3}.$$

Zakładamy różne wartości x i odkładamy je po obu stronach pionowej osi w skali 1:5000, otrzymujemy wartości y , które odkładamy na osi pionowej w skali 1:500. Wyniki obliczeń zapisujemy w poniższej tabelicy.

Tablica 6.2

$x_0, \text{ m}$	25	50	75	100	125	150	175	200
$x = \frac{x_0}{5000}, \text{ mm}$	5	10	15	20	25	30	35	40
$x_0^2, \text{ m}^2$	625	2500	5625	10 000	15 625	22 500	30 625	40 000
$y_0 = kx^2, \text{ m}$	2,59	10,37	23,34	41,5	64,844	93,375	127,09	166
$y = \frac{y_0}{500}, \text{ mm}$	0,005	0,021	0,047	0,083	0,13	0,187	0,254	0,332

Na podstawie danych zamieszczonych w tabelicy 6.2 budujemy wykresy szablonów: krzywa 1 zwiśu przewodu dla warunków najgorszych (maksymalna temperatura $+40^\circ\text{C}$ albo temperatura -5°C z oblodzeniem na przewodzie), krzywa 2 odpowiadająca normalnemu gabarytowi linii H i krzywa 3 maksymalna.



Rys. 6.5. Szablon maksymalnego przęsła linii napowietrznej

Krzywą zwisu przewodu pokazano na rysunku 6.5. Po odjęciu od krzywej 1 wartości zwisu pionowego w dół w skali 1:500 odległości przewodu linii od ziemi równej 7 m i wysokości zamocowania przewodu równej 12,5 m otrzymujemy krzywe odniesienia 2 i 3, które także naniesiono na rysunku 6.5.

6.4. Zasady eksploatacji linii napowietrznych

Eksploatacja linii napowietrznych służy temu, żeby utrzymywać linię w stanie pracy i zapewnić ciągłe zasilanie energią elektryczną odbiorników. Jest to możliwe w przypadku niezawodnej pracy każdego elementu linii. Zapewniamy to przez sukcesywną wymianę elementów uszkodzonych lub gdy ich przewidywany czas pracy się skończył [8, 9, 17]. W tym celu wymagana jest informacja o stanie technicznym elementów linii napowietrznych, którą uzyskujemy przez okresowe przeglądy linii albo przez wykonywanie dodatkowych pomiarów. Zadanie to powierza się personelowi eksploatacyjnemu. Zaleca się następujące terminy przeglądów okresowych:

- linie napowietrzne rozmieszczone w strefie silnej koncentracji zabudowy oraz linie w trakcie rozbudowy, których uszkodzenie może doprowadzić do przerwy w zasilaniu energią elektryczną odbiorników, wymagają kontroli nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu;
- pozostałe linie napowietrzne powinny podlegać przeglądowi nie rzadziej niż 1 raz w ciągu trzech miesięcy.

Podczas przeglądów należy zwracać uwagę na stan techniczny przewodów roboczych i odgromowych, tj. zwisy przewodów, stan izolatorów i iskierników nieposiadających uszkodzeń, elementów uziemienia słupów, obecność tabliczek na słupach, stan strefy ochronnej wzdłuż trasy obok słupów. Podczas przeglądu linii należy zwracać szczególną uwagę na stan dróg przeznaczonych na dojazd do linii napowietrznej. Osoba dokonująca przeglądu może używać lornetki.

Na trasie linii nie powinno być powalonych drzew, kop siana, słomy, torfu i innego materiału zdolnego do zapalenia się i wywołania pożaru.

W wycinkach strefy lasu nie powinno być drzew o wysokości niebezpiecznej dla przewodów i słupów linii napowietrznych. W przypadku silnych wiatrów mogą bowiem powstawać złamania drzew, co może doprowadzić do zwarć, oberwania przewodów i łańcuchów izolatorów oraz utrudnień dojazdów do linii.

Szczególnie ważna jest ocena odkształcania się części słupów i ich nachylenia wzdłuż lub w poprzek trasy linii na stokach terenu. Najłatwiej realizuje się taką ocenę za pomocą teodolitów.

Bardzo ważne jest wykrycie uszkodzeń oraz miejsc pęknięć słupów i fundamentów żelbetonowych nad powierzchnią ziemi, które w sposób istotny wpływają na wartość odkształceń mechanicznych.

Oprócz wymienionych uwag należy oceniać osiadanie lub podnoszenie się gruntu wokół fundamentów słupów, stan otworów, w których umieszczono słupy końcowe, stan śrub i gwintów, ich naciąg, korozję i pęknięcia konstrukcji słupów, stan miejsc spawania i nitowania.

Niedopuszczalna jest obecność drutów czy innych długich przedmiotów narzuconych na przewody robocze czy odgromowe. Bardzo niebezpieczne jest pojawienie się roztopionych lub oberwanych pojedynczych drutów w przewodzie wielodrutowym, co obniża ich wytrzymałość mechaniczną. Takie przewody wymagają wymiany uszkodzonych odcinków.

Osprzęt linii nie powinien być skorodowany, śruby muszą być dokręcone i wyposażone w nakrętki kontruujące, wiązki przewodów do izolatorów nie mogą być osłabione.

Izolatory porcelanowe nie powinny mieć pęknięć i uszkodzeń powierzchni, co pogorsza charakterystyki izolacyjne. W przypadku wykrycia uszkodzenia mechanicznego nawet jednego izolatora w łańcuchu trzeba go koniecznie wymienić. Należy także sprawdzić stan izolatorów i poszukać ewentualnych uszkodzeń po wystąpieniu przeskoków łuku elektrycznego przez izolatory i ocenić stopień ich zabrudzenia, ślady pochodzące od roztopianych części metalowych. Trzeba również sprawdzić stan łączących zawleczek zabezpieczających i trzonek łączących oddzielne izolatory w łańcuchu.

Prowadzenie jakichkolwiek działań w strefie linii napowietrznych nie może odbywać się w pobliżu linii napowietrznej znajdującej się pod napięciem. Natomiast osobom upoważnionym do wykonywania robót w pobliżu linii napowietrznych albo pod ich nadzorem pozwala się na:

- sadzenie drzew i krzewów;
- rekultywację ziemi, jednak nie bliżej niż 1–3 m od słupów (zależne od napięcia linii);
- roboty budowlane i rozplanowanie terenów za pomocą techniki budowlanej, a nawet operacji wybuchowych, np. w celu uporządkowania terenu;
- układanie różnych linii kablowych (elektrycznych, telekomunikacyjnych i innych);
- układanie naziemnych i podziemnych rurociągów w strefie ochronnej;
- budowę linii napowietrznych w strefie ochronnej;
- kontrolę linii po samoczynnym powtórny załączeniu (SPZ);
- budowę oraz remonty dróg i inne.

Osoby wykonujące przegląd linii napowietrznej powinny szczegółowo zapisywać wszystkie uwagi oraz datę przeglądu i kontroli linii w formularzu. W przypadku pojawienia się sytuacji awaryjnej należy niezwłocznie poinformować przełożonego albo dyspozytora sieci elektrycznych i podać pisemną charakterystykę uszkodzeń.

Oprócz kontroli planowej odbywa się kontrola nieplanowana w przypadku samoczynnego wyłączenia linii. W takiej sytuacji możliwe są dwa przypadki:

- gdy po samoczynnym powtórny załączeniu (SPZ) przyczyny wyłączenia linii zanikły,
- gdy po zadziałaniu SPZ następuje ponownie wyłączenie linii.

W pierwszym przypadku przegląd linii może odbyć się po pewnym czasie, przy czym należy uwzględniać warunki atmosferyczne.

Jeśli po zadziałaniu SPZ linia została odłączona powtórnie, to przegląd, obchód linii powinien odbyć się niezwłocznie w celu wykrycia przyczyny jej odłączenia. Takimi przyczynami zwykle bywają oberwanie przewodów roboczych lub odgromowych, złamanie się słupów, uszkodzenie łańcuchów izolatorów oraz upadek drzew na przewody i słupy.

6.5. Wymagania polskich norm do eksploatacji linii napowietrznych

W Polsce i wielu innych krajach zostały opracowane i wdrożone wymagania do eksploatacji linii napowietrznych w postaci odpowiednich norm. Na każdym etapie projektowania i budowy linii powinien być sporządzony odpowiedni komplet dokumentów, które są potrzebne w trakcie użytkowania. Podczas eksploatacji linii napowietrznych odbywa się obsługa, kontrola stanu technicznego poprzez oględziny i przeglądy; w razie potrzeby nawet modernizacja. W przypadku wykrycia pogorszenia stanu technicznego elementów linii w wyniku przeprowadzonych oględzin odbywa się ocena stanu technicznego przez wykonanie dodatkowych pomiarów izolacji i innych [22].

6.5.1. Uwagi ogólne

W celu poprawnej eksploatacji zgodnie z wymaganiami każda linia posiada dokumentację, która umownie dzieli się na trzy bloki (dokumentacji prawnej, dokumentacji technicznej i dokumentacji eksploatacyjnej).

Blok dokumentacji prawnej dla linii napowietrznych niezależnie od rodzaju prądu zawiera:

1. Decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu (jeśli jest wymagana – wypis z księgi wieczystej);
2. Uzgodnienie trasy linii z właściwymi instytucjami oraz użytkownikami terenu, przez które linia przebiega;
3. Dokumenty potwierdzające prawo do korzystania z nieruchomości położonych na trasie linii;
4. Prawomocną decyzję o pozwoleniu na budowę linii.

Ponadto dla linii NN, WN prądu przemiennego trójfazowego wymaga się:

1. Projektu budowlanego z uzgodnieniami skrzyżowań i zbliżeń linii z innymi obiektami;

2. Ustanowionych praw własności;
3. Pozwolenia na użytkowanie.

Blok dokumentacji technicznej zawiera:

1. Dokumentację projektową i wykonaną dokumentację powykonawczą;
2. Geodezyjną dokumentację sprawdzającą rodzaj gruntu;
3. Geodezyjną inwentaryzację powykonawczą;
4. Dokumentację techniczno-ruchową.

Dodatkowo dla linii napowietrznych SN i WN wymaga się posiadania protokołów: prób gruntu i pomiarów rezystancji izolacji.

Blok dokumentacji eksploatacyjnej dla wszystkich linii napowietrznych prądu przemiennego trójfazowego powinien zawierać:

1. Dokumenty o przyjęciu linii do eksploatacji (protokoły odbiorów linii napowietrznych, prób gruntów, pomiarów rezystancji uziemienia słupów stalowych, pomiarów rezystancji izolacji, karty gwarancyjne, atesty i inne);
2. Dokumenty dotyczące oględzin i ocen stanu technicznego linii, przeglądów trasy linii, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw linii napowietrznych;
3. Protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych linii.

Dodatkowo dla linii napowietrznych WN i NN wymaga się paszportów, które powinny zawierać ogólną charakterystykę linii, plany trasy, zestawienia montażowe oraz profile (ze szczególnym uwzględnieniem przęseł skrzyżowanych i rozwiązań nietypowych), a ponadto granice własności i eksploatacji.

W trakcie eksploatacji linii napowietrznych przeprowadza się jej oględziny, które odbywają się w celu zapobiegania i wykrycia na początkowym stadium zmian stanu technicznego elementów linii napowietrznej.

1. Oględziny elektroenergetycznej linii WN i NN powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy;
2. Oględziny polegają na obserwacji i ocenie stanu elementów linii NN i WN bez wchodzenia na słupy oraz bez przeprowadzania pomiarów czy badań;
3. Oględziny planowe, wykonywane okresowo, muszą dotyczyć wszystkich elementów linii NN i WN oraz ich najbliższego otoczenia (trasy linii);
4. Oględziny specjalne dotyczą wybranego elementu lub elementów linii (fragmenty linii) i nie wymagają planowania. Oględziny specjalne dzielą się na:
 - awaryjne – przeprowadza się je w przypadkach samoczynnego wyłączenia linii wskazujących na awarię,
 - specjalistyczne – służą zazwyczaj do zbadania stanów szczególnie istotnych, ze względu na poprawną pracę linii i jej elementów,
 - obloty – to obserwacja z powietrza przy użyciu samolotów lub śmigłowców;

5. Oględziny specjalne mogą być zarządzane przez personel odpowiadający za eksploatację linii – w miarę doraźnych potrzeb; zaleca się, aby w przypadkach występowania utrudnień eksploatacyjnych lub zagrożeń (np. szczególna awaryjność, zabrudzenia izolatorów, prace budowlane itp.) zwiększyć liczbę przeprowadzonych oględzin. Wykonywanie oględzin linii NN i WN należy powierzyć pracownikom o kwalifikacjach w zakresie eksploatacji lub dozoru, posiadającym umiejętności zawodowe w obrębie budowy oraz eksploatacji linii NN i WN;
6. W czasie przeprowadzania oględzin linii NN i WN należy w szczególności zwrócić uwagę na:
 - stan konstrukcji wsporczych, w tym zabezpieczeń antykorozyjnych, fundamentów i izbic, widocznych części uziemień,
 - stan przewodów roboczych, odgromowych, światłowodowych i ich osprzętu,
 - stan techniczny łączników i ich napędów, stan ochrony przeciwprzepięciowej oraz przeciwporażeniowej,
 - stan widocznych odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej WN wraz z przynależnymi do nich osprzętem i urządzeniami,
 - stan izolacji linii,
 - stan napisów informacyjnych, oznaczeń identyfikacyjnych, tablic ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną, stan izolacji oświetleniowej i jej elementów,
 - zachowanie prawidłowych odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew, obiektów znajdujących się w pobliżu linii, kontrolę wymaganych obostrzeń przy skrzyżowaniach i zbliżeniach linii NN i WN z innymi obiektami przy uwzględnieniu istniejących warunków atmosferycznych (np. temperatura, sadz, wiatr),
 - zachowanie prawidłowych odległości od składowisk materiałów łatwopalnych i zapalnych,
 - wpływ wód lub osadzania gruntu na konstrukcję linii,
 - prowadzenie w pobliżu lub pod linią napowietrzną prac ziemnych lub budowlanych oraz występowanie odkształceń gruntu, np. od szkód górniczych,
 - stan instalacji oświetlenia przeszkodowego.

W czasie wykonywania oględzin linii napowietrznej nN z przewodami izolowanymi szczególnie uwagę należy zwrócić na stan:

- haków wieszakowych, uchwytów odciągowych (szczególnie stan tworzywa – niedopuszczalne jest pęknięcie lub kruszenie tworzywa) oraz uchwytów przelotowych i przelotowo-narożnych (szczególnie na ich zamknięcie i położenie – znaczne odchylenie od pionu oznacza niedopuszczalne przeciągnięcie wiązki przewodów izolowanych oraz stanu wkładek gumowych, nie wolno dopuścić do rozpoczęcia się procesu kruszenia gumy),
- zacisków odgałęźnych przebijających izolację (szczególnie stan odsłon i pokryw izolacyjnych – odkształcenie osłon czy pokryw izolacyjnych świadczy o przegrzaniu zacisków) oraz pokryw izolacyjnych, m.in. rozłączników bezpiecznikowych.

Wszystkie zagrożenia, usterki i niezgodności z normą istotne dla oceny stanu technicznego linii NN i WN zauważone podczas jej oględzin powinny być odnotowane w „Karcie oględzin i wykonanych prac”. Sposób zapisu powinien umożliwiać ustalenie zakresu i stopnia pilności wykonywania prac oraz ułatwić przygotowanie właściwych materiałów do tych robót. Wyniki oględzin linii napowietrznych SN i nN należy odnotować w karcie oględzin, dokumentując odpowiednie prace do wykonania.

Zapisy w „Karcie oględzin i wykonanych prac” powinny być wykorzystywane do oceny stanu technicznego linii oraz planowania prac eksploatacyjnych – dokument ten powinien być przechowywany przez czas umożliwiający wgląd w co najmniej dwa ostatnie zapisy.

Do wykonywania oględzin torów prądowych zaleca się stosowanie nowoczesnych metod, zasobów technicznych oraz urządzeń, np. kamer termowizyjnych, pirometrów itp. Oględziny planowe linii NN i WN należy wykonywać nie rzadziej niż raz w roku.

6.5.2. Przeglądy ciągów linii napowietrznych i ocena stanu technicznego oraz prace doraźne

Przeгляд linii lub jej odcinka polega na kompleksowym wykonaniu zabiegów diagnostycznych (pozwalających na możliwie pełną ocenę stanu technicznego poszczególnych jej elementów) oraz zabiegów konserwacyjnych odtwarzających sprawność eksploatacyjną obiektu.

Terminy i zakresy przeglądów linii WN i NN powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego linii napowietrznych. Przeglądy linii powinny obejmować w szczególności:

- oględziny linii opisane wcześniej, pomiary, próby i badania eksploatacyjne, sprawdzenie działania łączników oraz ich stanu technicznego – dotyczy łączników zainstalowanych w ciągach liniowych (poza stacjami SN/nN, których stan należy sprawdzić w ramach przeglądu stacji);
- naprawę lub wymianę uszkodzonych elementów (ewentualnie całych) konstrukcji wsporczych i ich wyposażenia, uszkodzonych przewodów, izolatorów, uchwyty odciągowe i przelotowe oraz ich osprzętu, uszkodzeń ochrony przeciwprzepięciowej, przeciwporażeniowej oraz innych elementów linii napowietrznej;
- niezbędną konserwację fundamentów, przyziemia słupów, samych konstrukcji wsporczych i ich wyposażenia, konserwację połączeń prądowych i zacisków w instalacjach ochrony odgromowej i przeciwporażeniowej;
- czyszczenie trasy linii napowietrznej z wszelkich zagrożeń, głównie z zarośli, gałęzi i drzew znajdujących się w nieprzepisowej odległości od przewodów lub

w bezpośrednim sąsiedztwie słupa, oraz usunięcie innych zauważonych usterek. Dla linii o napięciu SN i nN należy dodatkowo wykonać kontrolę i regulację zwisów.

Podczas przeglądu nie należy dokręcać zacisków odgałęźnych przebijających izolację. Organizacja przeglądu linii napowietrznej powinna uwzględniać w szczególności:

- najmniej uciążliwy dla odbiorców termin wykonania bądź też zakwalifikowanie wykonania przeglądu w technologii prac pod napięciem,
- skład zespołów i rozdział zadań odpowiedni do ich kwalifikacji i wyposażenia,
- wyposażenie zespołów w niezbędne materiały, części zapasowe, sprzęt i narzędzia,
- zapewnienie odpowiednich środków transportu i łączności.

Zaleca się wykonywanie przeglądu linii napowietrznej w następującej kolejności:

1. Oględziny linii bez wyłączenia napięcia z pełnym rozeznaniem zakresu robót i niezbędnych materiałów;
2. Wykonanie robót niewymagających wyłączenia linii (także tych w technologii prac pod napięciem);
3. Wykonanie robót wymagających wyłączenia linii.

W celu ustalenia zdolności linii napowietrznej do dalszej pracy, określenia zakresu oraz terminu wykonywania niezbędnych prac doraźnych, przeglądów i modernizacji należy wykonywać okresowo ocenę jej stanu technicznego – ocena stanu technicznego linii napowietrznej jako część składowa oceny stanu technicznego sieci powinna być ustalona na podstawie:

1. Danych stanowiących charakterystykę techniczną linii napowietrznej;
2. Danych statystycznych o awaryjności, zakłóceniach i przerwach w pracy linii napowietrznej, szczególnie linii NN i WN (niezawodność, dyspozycyjność);
3. Wyników oględzin, przeglądów, prób i pomiarów;
4. Zaleceń wynikających z programu pracy sieci;
5. Wymagań związanych z konstrukcją linii napowietrznej (wg dokumentacji technicznej);
6. Wymagań wynikających z lokalnych warunków eksploatacyjnych;
7. Wieku sieci SN i nN lub linii NN i WN oraz zakresów i terminów wykonania napraw i remontów oraz prac konserwacyjnych;
8. Warunków bezpieczeństwa prac i ochrony przeciwporażeniowej oraz warunków ochrony środowiska.

Ocenę stanu technicznego linii napowietrznych należy wykonywać nie rzadziej niż raz na 5 lat – indywidualnie dla każdej linii. Wyniki oceny stanu technicznego linii powinny być podstawą do ustalenia zakresu i terminu wykonania prac doraźnych, przeglądów oraz remontów. Ocena stanu technicznego powinna być potwierdzona odpowiednim protokołem i zarchiwizowana w dokumentacji eksploatacyjnej.

Prace doraźne obejmują likwidację zagrożeń i usterek oraz zabiegi poprawiające stan techniczny poszczególnych elementów linii w okresie między kolejnymi

przeeglądami lub remontami. Podstawą do wykonywania prac doraźnych winny być wyniki oględzin, badań i pomiarów oraz informacje o uszkodzeniach i zakłóceniach. Prace doraźne obejmują:

1. Uzupełnienie brakujących kątowników wraz z zabezpieczeniem śrub przed odkręceniem;
2. Czyszczenie zabrudzonych izolatorów oraz wymianę uszkodzonych izolatorów;
3. Naprawę uszkodzonych przewodów, uziemień itp.;
4. Oczyszczenie trasy linii z zarośli – gałęzi i drzew, w celu zapewnienia wymaganej przez normę odległości przewodów od korony drzew, utrzymania właściwej szerokości pasa wycinki;
5. Uzupełnienie napisów informacyjnych, oznaczeń identyfikacyjnych i tablic ostrzegawczych;
6. Wykonywanie prac doraźnych, które powinny być odnotowane w dokumentacji eksploatacyjnej, np. dla zabiegów wynikających z oględzin w „Karcie oględzin i wykonywanych prac”.

Modernizacje linii napowietrznych NN i WN przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających w szczególności z dokonanej oceny stanu technicznego i spodziewanych efektów technicznych planowanych działań.

6.5.3. Tablice ostrzegawcze i identyfikacyjne elektroenergetycznych linii napowietrznych

Na słupach elektroenergetycznych linii napowietrznych o napięciu wyższym niż 1 kV należy umieszczać tablice identyfikacyjne dla obsługi linii. Tablice identyfikacyjne, a także tablice ostrzegawcze na słupach z żerdzi lub na słupach pełnościennych mogą być zastąpione odpowiednimi napisami i figurami naniesionymi trwale na konstrukcję słupa (np. malowanie). Napisy i figury zastępujące tablice ostrzegawcze powinny treścią napisu, kształtem figur i kolorami odpowiadać wzorom podanym w [PN-E-08501:1998].

Na każdym słupie napowietrznej linii elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV należy umieszczać tablice ostrzegawcze według normy [PN-E-08501:1998] na wysokości od 1,5 m do 3 m nad ziemią.

Słupy kratowe powinny mieć dwie tablice ostrzegawcze rozmieszczone po przeciwnych stronach trzonu słupa, tak aby były one widoczne przy dochodzeniu do słupa w kierunku prostopadłym do osi trasy linii. Na słupach jednożerdziowych dopuszcza się umieszczenie tylko jednej tablicy ostrzegawczej. Na słupach wielożerdziowych zaleca się stosowanie po jednej tablicy ostrzegawczej na każdej żerdzi.

Odciągi zamocowane w ziemi w odległości większej niż 10 m od słupa powinny mieć tablicę ostrzegawczą zamocowaną na odciągu lub obok odciągu, tak aby była ona widoczna przy dochodzeniu do słupa po linii łączącej miejsce zamocowania odciągu w ziemi z osią słupa.

W celu tworzenia normalnych warunków eksploatacyjnych wszystkie słupy powinny być wyposażone w tablice. Wyróżniamy tablice: identyfikacyjne, ostrzegawcze, informacyjne i oznaczenia faz.

Wszystkie słupy linii elektroenergetycznych powinny być wyposażone w trwałe znaki lub tablice numeracyjne. Każdy słup powinien mieć co najmniej jeden znak lub jedną tablicę identyfikacyjną na wysokości od 1,5 m do 3 m nad powierzchnią ziemi. W przypadku linii, dla których przewiduje się kontrolę ich stanu i zabiegi konserwacyjne z zastosowaniem transportu powietrznego, co najmniej co piąty słup powinien mieć dwie tablice numeracyjne zamocowane do górnych części słupa po przeciwnych stronach konstrukcji. Cyfry numeru słupa na tych tablicach powinny być czytelne, o wysokości nie mniejszej niż 20 cm i kontrastujące z tłem tablicy.

Zaleca się, aby słupy linii o napięciu 110 kV i wyższym były wyposażone w tablice z symbolem linii – tablice oznaczające. Tablice takie należy rozmieszczać analogicznie jak tablice numeracyjne na dolnych częściach słupów.

Na każdym słupie linii dwu- lub wielotorowej o napięciu wyższym niż 1 kV każdy tor liniowy powinien być oznaczony tablicą torową. Powinna ona mieć symbol – oznaczenie liczbą rzymską. Zaleca się także, aby miała charakterystyczną dla danego toru barwę. Tablica powinna być widoczna przy dochodzeniu do słupa. Miejsce zamocowania tablic torowych powinno być tak dobrane, aby każda tablica była jednoznacznie przyporządkowana odpowiedniemu torowi liniowemu.

Dla linii o napięciu 110 kV i wyższym zaleca się tablice w kolorze:

Tor I – białym,

Tor II – jasnoczerwonym,

Tor III – błękitnym,

Tor IV – jasnobrązowym.

Dla linii o napięciu niższym niż 110 kV kolory tablic torowych określa użytkownik linii.

Na słupach mocnych linii elektroenergetycznych o napięciu 60 kV i wyższym powinny być umieszczone tablice fazowe – z oznaczeniem faz. Powinny być one wykonane zgodnie z oznaczeniami przewodów linii prądu przemiennego, podanymi w normie [PN-E-01242:1990] (symbole L1, L2 i L3 powinny być czarne na żółtym tle). Miejsce mocowania tablic fazowych powinno być tak wybrane, aby tablice jednoznacznie określały odpowiednie fazy.

Pytania do samokontroli

1. Na czym polega projektowanie linii napowietrznej?
2. Wymień etapy projektowania linii napowietrznych?
3. Na co trzeba zwracać uwagę podczas przeglądu trasy linii napowietrznych?
4. Na czym polegają obliczenia elektryczne linii napowietrznych podczas projektowania?
5. Co należy uwzględniać podczas obliczeń mechanicznych przewodów roboczych i odgromowych?
6. W jaki sposób odbywa się rozmieszczenie słupów na trasie linii napowietrznych?
7. Jakie rozróżniamy przeglądy linii napowietrznych?
8. Na co należy zwracać uwagę podczas przeglądów planowych linii napowietrznych?
9. W jakich przypadkach należy wykonywać przeglądy dodatkowe?
10. Jakie prace można wykonywać obok linii napowietrznej SN i WN podczas jej pracy?
11. Jakie mogą być uszkodzenia linii napowietrznych oraz ich elementów?
12. Co powinien zawierać blok dokumentacji prawnej linii napowietrznej?
13. Wymień dokumenty wchodzące w skład dokumentacji eksploatacyjnej linii napowietrznej.
14. Na co należy zwracać uwagę podczas oględzin i przeglądów linii napowietrznej?
15. Jaką rolę pełnią tablice ostrzegawcze i identyfikacyjne?

ROZDZIAŁ 7

ZASTOSOWANIE TECHNIKI KOMPUTEROWEJ DO PROJEKTOWANIA LINII NAPOWIETRZNYCH

7.1. Wstęp. Charakterystyka ogólna oprogramowania AutoCAD

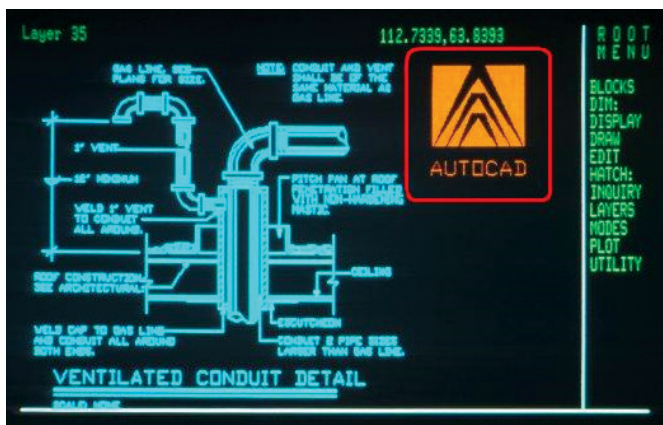
Rozwój techniki komputerowej pozwala na stosunkowo łatwe wykonanie operacji obliczeniowych oraz rysunków podczas realizacji projektów różnych obiektów, w tym linii napowietrznych. Technika komputerowa umożliwia m.in. analizę układu równań w celu poszukiwania optymalnej długości przęsła, rozmieszczenie słupów na trasie linii napowietrznych, obliczanie maksymalnego zwisu czy naprężenia. Również dzięki rozwojowi techniki komputerowej jesteśmy w stanie przeprowadzić złożone symulacje dotyczące zachowania się zarówno linii napowietrznych, jak i samych elementów składowych, które będą wykorzystane przy jej budowie. Jest możliwe również przeprowadzenie wizualizacji projektowanych linii przesyłowych dla środowiska, w którym będą miały one zastosowanie.

W praktyce AutoCAD jest programem opracowanym i rozpowszechnianym przez firmę Autodesk. AutoCAD wspomaga tworzenie specjalistycznej graficznej części projektów. Pierwsza wersja AutoCAD-a powstała w listopadzie 1982 roku. Program ten wykorzystywany jest do dwuwymiarowego i trójwymiarowego komputerowego wspomaganie projektowania. Specjalistyczne wersje AutoCAD-a (np. AutoCAD Mechanical) pozwalają na wykonywanie grafiki inżynierskiej 2,5D metodą FBM.

AutoCAD początkowo był wykorzystywany tylko przez mechaników, jednak z czasem został rozszerzony i aktualnie jest używany przez architektów i innych projektantów, ponieważ firma Autodesk rozbudowała program o wiele specjalistycznych nakładek, np. takich jak:

- AutoCAD Electrical,
- AutoCAD Mechanical,
- Mechanical Desktop,
- Architectural Desktop,
- Civil Design.

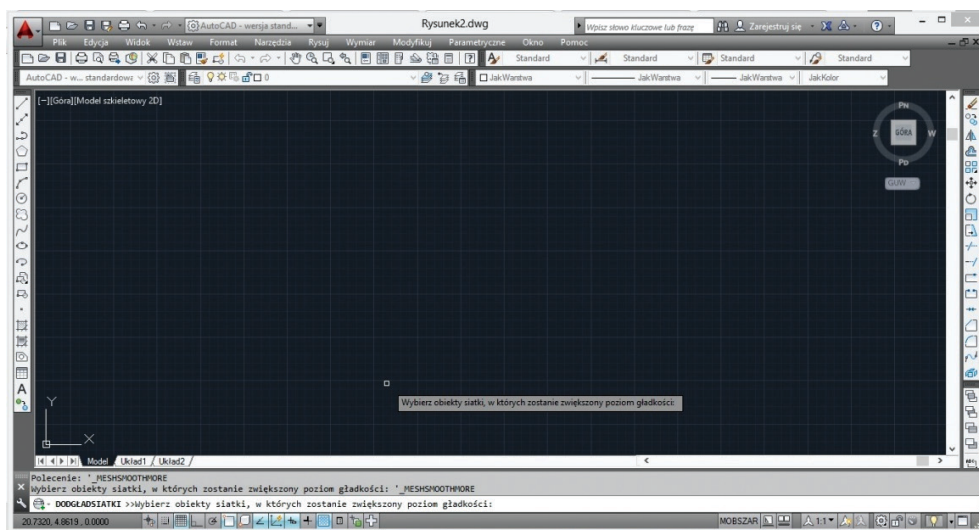
AutoCAD jest w tym wypadku podstawą, do której dołączone są biblioteki, funkcje, interfejsy specyficzne dla danej branży. Na rysunku 7.1 został przedstawiony interfejs pierwszej wersji AutoCAD-a z 1982 roku [39, 40].



Rys. 7.1. Interfejs AutoCAD-a z 1982 roku

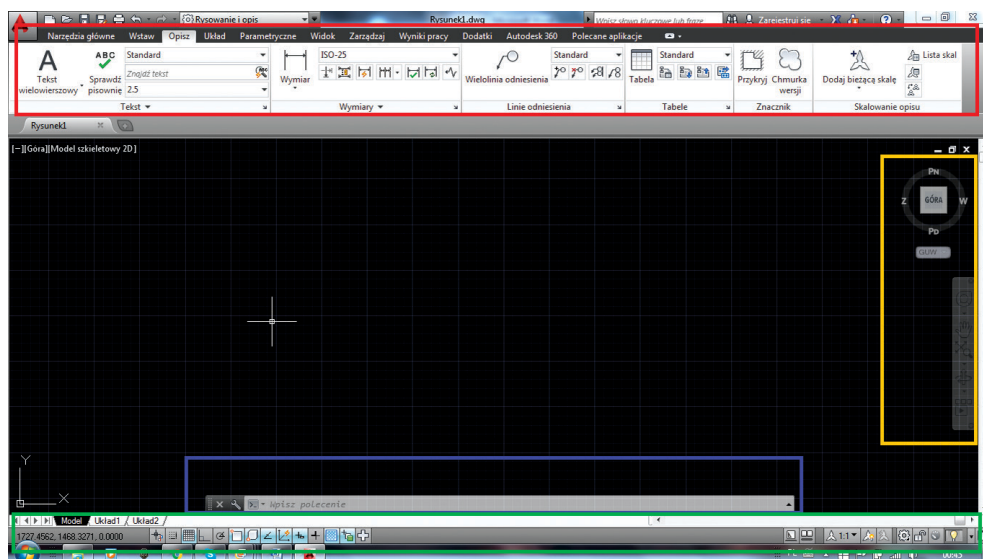
Interfejs tej wersji AutoCAD-a był dość ograniczony, jednak ciągła praca nad jego poprawą pozwoliła uzyskać znacznie lepszą wersję, dającą zdecydowanie większe możliwości projektowania, modelowania i wizualizacji projektów w obszarze oprogramowania. Program AutoCAD skrócił wielokrotnie czas przygotowania projektów oraz ułatwił poprawianie wersji już istniejących.

Na rysunku 7.2 został przedstawiony interfejs wersji AutoCAD-a z 2014 roku.



Rys. 7.2. Okno główne programu AutoCAD z 2014 roku

Omówiony niżej interfejs AutoCAD-a dotyczy właśnie wersji oprogramowania z 2014 roku. W porównaniu do wersji z roku 2013 nowsza posiada wielofunkcyjną „wstążkę”, która pozwala na szybki dostęp do najważniejszych funkcji programu oraz do bardziej skomplikowanych narzędzi. Natomiast główną różnicą jest dodanie zakładek plików używanych w czasie rzeczywistym. Ponadto całe środowisko pracy jest łatwo modyfikowalne, zależnie od indywidualnych potrzeb projektującego.



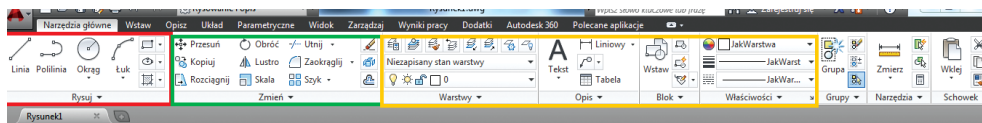
Rys. 7.3. Widok interfejsu programu AutoCAD

Na rysunku 7.3:

- kolorem czerwonym został zaznaczony główny panel edycyjny, w którym wybierane są dane polecenia do wykonania w programie;
- na żółto zaznaczono panel edycji projektu; pozwala on na obejrzenie projektu z różnych perspektyw (dla rysunków 3D), przesuwanie tła edycji projektu oraz dopasowanie tła edycji do tworzonego przez nas projektu;
- na środku czarnego pola projektowania znajduje się wskaźnik edycji, który kierowany za pomocą myszy wykonuje zadane przez nas operacje;
- w niebieskiej ramce znajduje się panel poleceń, do którego możemy wprowadzić polecenia, które program ma do wykonania. Panel ten umożliwi szybsze wyszukiwanie poleceń niż szukanie ikon w głównym panelu edycyjnym;
- na zielono zaznaczono podstawowe funkcje, w których możemy określać rodzaje wyszukiwanych punktów (możemy wyszukiwać styczne, środki okręgów, punkty prostopadłe, środki odcinków itp.).

7.2. Najważniejsze funkcje programu AutoCAD i tworzenie szablonu rysunku

AutoCAD jako oprogramowanie głównie techniczne pozwala na projektowanie dowolnych części i konstrukcji; natomiast w poniższym rozdziale podane jest zastosowanie oprogramowania do projektowania linii przesyłowych i ich istotnych części.



Narzędzia główne:

- Na czerwono zaznaczono pole, w którym możemy dokonać wyboru figury, jaką chcemy rysować. Może to być pojedyncza linia, polilinia, okrąg oraz łuk, które dodatkowo możemy rozwinąć i wybrać dogodną opcję do narysowania przez nas okręgu lub łuku, zależnie od znanych parametrów. Oprócz tego mamy także możliwość narysowania prostokąta oraz zakreskowania danego obszaru;
- Na zielono zaznaczono pole do edycji Zmień, za pomocą którego możemy dokonywać edycji powstałego projektu, mianowicie: zmniejszać go, przesuwać, ucinąć zbędne linie, zaokrąglać oraz fazować narożniki;
- Na żółto zaznaczono zakładki: Warstwy, Opis, Blok oraz Właściwości. Za pomocą zakładki warstwy możemy stworzyć odpowiednie właściwości specyficznej linii, którą możemy dowolnie edytować i bardzo szybko wybrać ją z tego panelu, aby jak najmniej czasu tracić na kolejne dobieranie koloru, grubości oraz rodzaju linii. Dzięki tej zakładce możemy te parametry wybrać i zapisać, a następnie zawsze do nich powrócić, gdy jest taka potrzeba. Zakładka Opis pozwala na wprowadzanie tekstu oraz wymiarowanie elementu. Za pomocą zakładki Blok możemy wprowadzać bloki, czyli gotowe projekty utworzone i zapamiętane w pamięci programu. W zakładce Właściwości mamy możliwość edycji linii lub całego projektu w zakresie koloru, grubości oraz rodzaju linii. Trzeba pamiętać, że parametry utworzone tutaj są tylko dla szczególnego zaznaczonego elementu [39–41].

Najważniejsza ze wszystkich zakładek, z których korzysta się głównie w programie AutoCAD, to zakładka Narzędzia główne. Znajdują się w niej wszystkie funkcje potrzebne do dokładnego i szybkiego utworzenia oraz zwymiarowania projektu. Kolejne funkcje są pojedynczo ustawione w kolejnych zakładkach:

- **Wstaw** → **Definiuj blok** – pozwala ona na tworzenie oraz wstawianie bloków do projektu;

- **Opisz** → **Wymiary** – daje możliwość do edycji wymiarowania naszego projektu, czyli zmiany wielkości strzałek, zmiany wielkości tekstu opisującego wymiar oraz sposób ograniczeń.

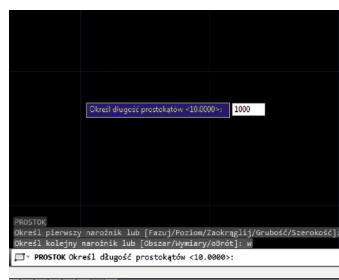
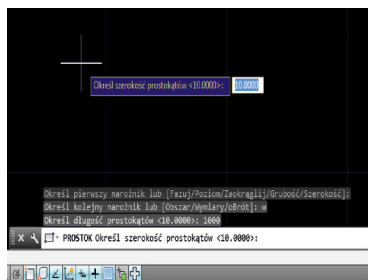
7.3. Projektowanie i przygotowanie rysunków do wydruku w wymaganym formacie

Zaczynamy od ramki technicznej:

- 1) Wpisujemy z klawiatury „PROSTOK” i naciskamy ENTER. Na ekranie pojawi się symbol działania polecenia, czyli krzyżyk. Naciskamy lewym przyciskiem myszy w dowolnym miejscu na obszarze projektowania. Istnieją dwa sposoby tworzenia. Pierwszy: naciskamy klawisz „W” i ENTER, aby określić wymiary prostokąta, który będzie naszą ramką. Drugi: przesuujemy mysz, co spowoduje powstanie prostokąta.

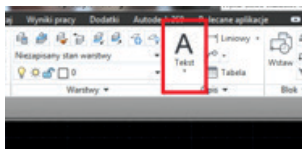


- 2) Przy pierwszym sposobie program poprosi nas o podanie długości i szerokości prostokąta (w milimetrach).



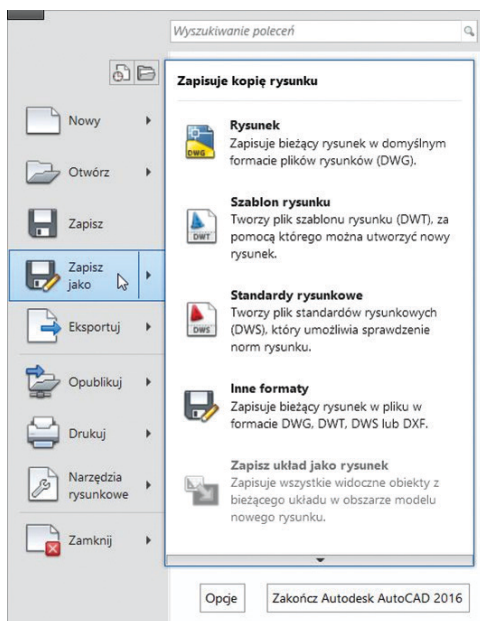
Narysowany prostokąt jest dla nas tylko pomocą w rysowaniu. Dzięki niemu widzimy, w jakim zakresie możemy się poruszać, aby otrzymać określony format do druku.

- 3) Naciskamy lewy przycisk myszy i otrzymujemy pierwszy prostokąt. W taki sam sposób tworzymy drugi prostokąt oraz tabliczkę opisową do rysunku technicznego. Naciskając w zakładce „NARZĘDZIA GŁÓWNE”, wybieramy opcję „TEKST WIELOWIERSZOWY”. Naciskamy w polu lewą strona myszki i zaznaczamy obszar tekstu, po czym ponownie klikamy lewym przyciskiem myszy, aby móc wprowadzić tekst. Po wykonaniu poleceń tabela i ramka wyglądają następująco:

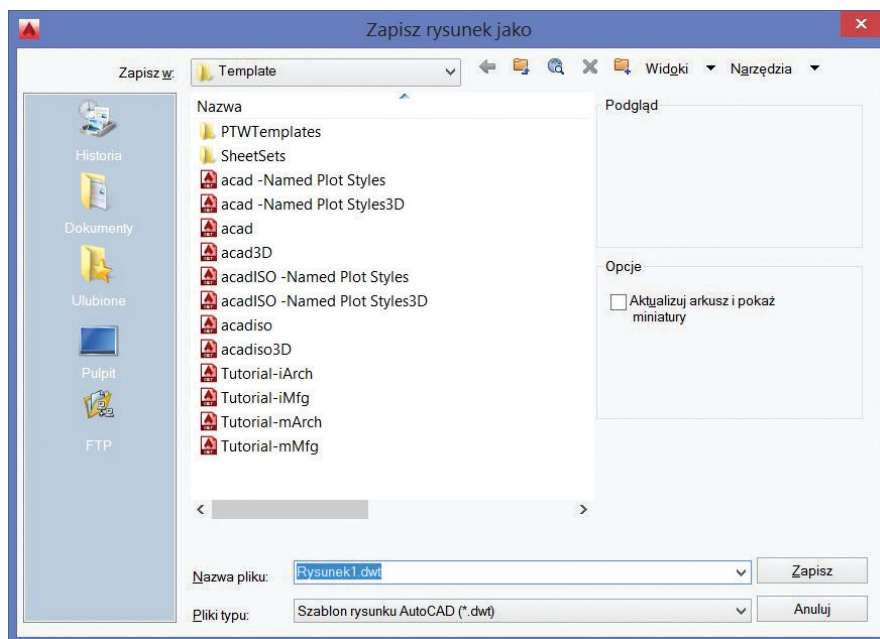


Konstr.	XYZ		DATA			
Spraw.	ABC		2015/11/15		PROJEKT 1	Materiał
Skala	1:100					
			UCZELNIA		nr. zadania	nr. rysunku
					NR.ZAD	NR.RYS.

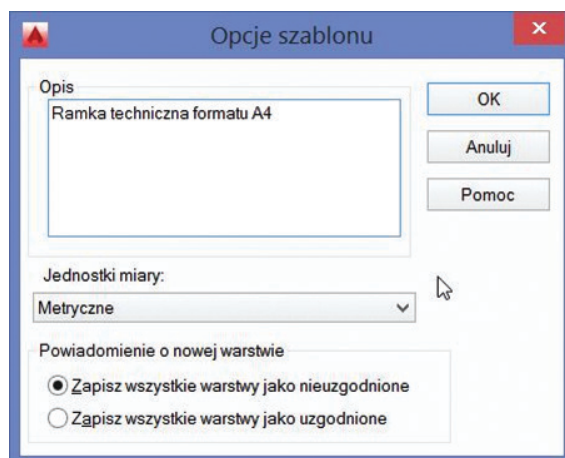
Zapis szablonu rysunku:



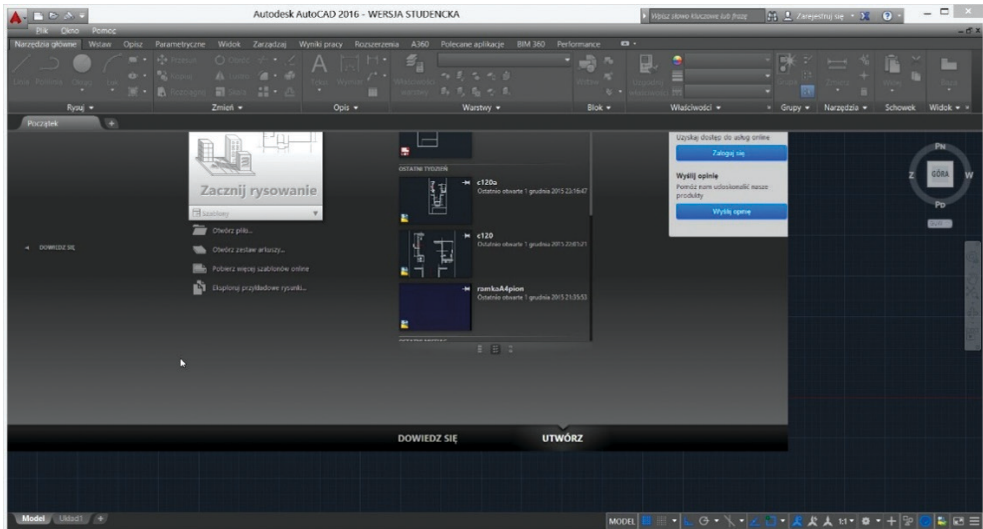
Nazywamy go: „ramkaA4” i klikamy „Zapisz”:



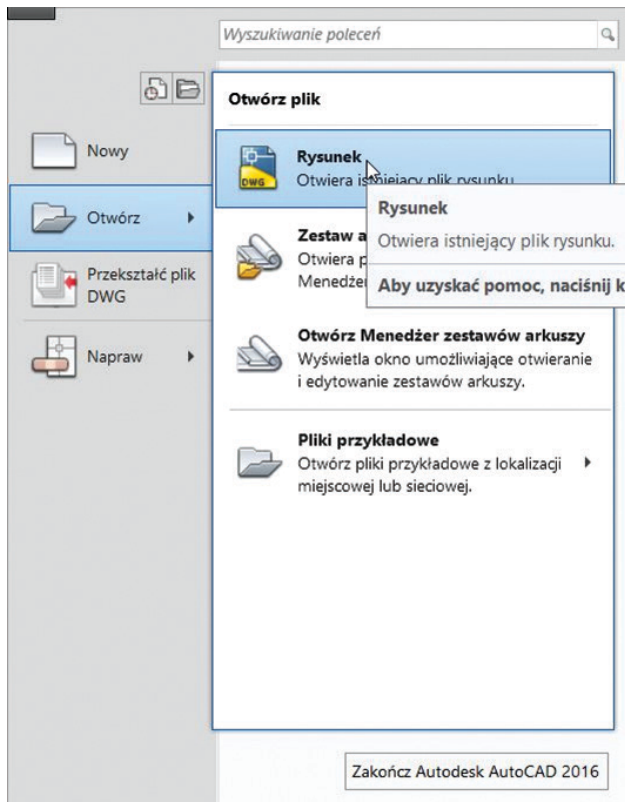
Następnie dokonujemy dowolnego opisu, np.: „Ramka techniczna formatu A4” i klikamy „OK”:



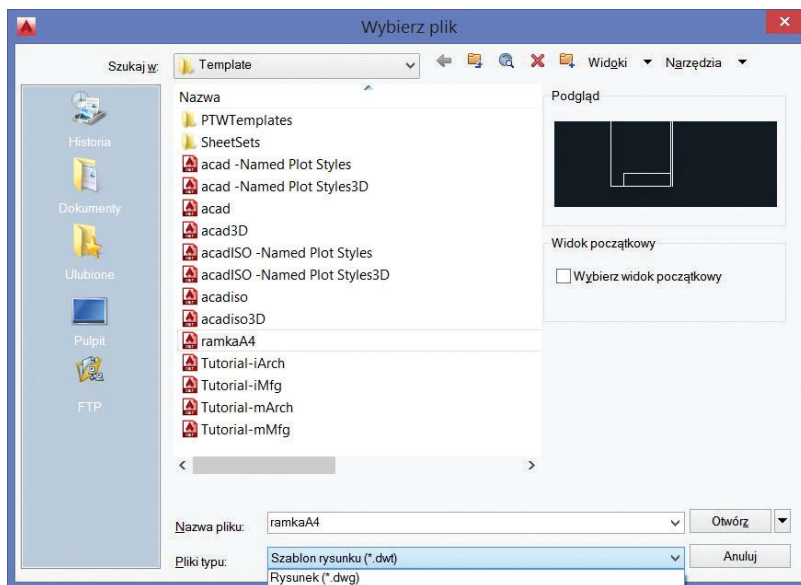
Po otwarciu AutoCAD-a na nowo przed rozpoczęciem rysowania wczytujemy zdefiniowany przez nas wcześniej szablon rysunku, formatu A4:
Otwieramy program AutoCAD:



Wybieramy opcję Otwórz → Rysunek:



Wybieramy rozszerzenie plików .dwt:

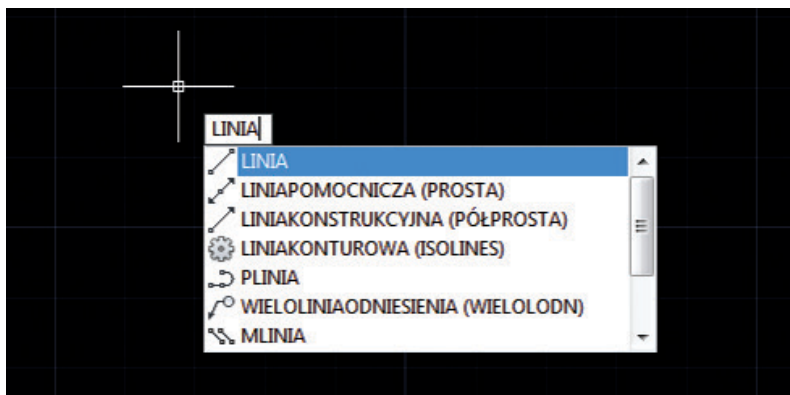


I wybieramy uprzednio przez nas zapisaną „ramkaA4”, klikamy Otwórz.

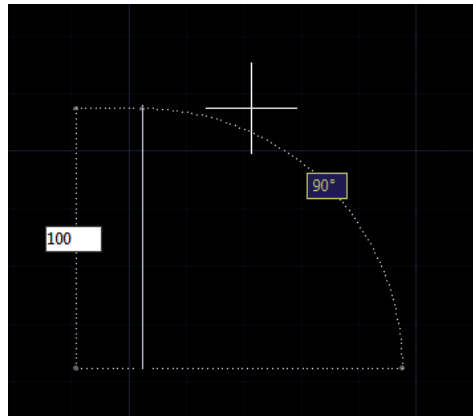
Wykonane powyżej czynności powodują utworzenie ramki i tabelki do rysunku technicznego formatu A4 jako szablonu do dalszego wykorzystywania w następnych rysunkach.

Tworzenie projektu

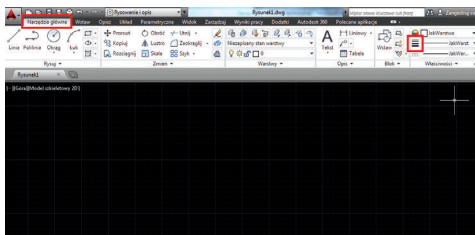
- 1) Wpisujemy z klawiatury polecenie „LINIA” i naciskamy ENTER. Następnie naciskamy przycisk F8, aby móc rysować tylko w pionie lub w poziomie. Naciskamy lewy klawisz myszy gdziekolwiek na panelu projektowania oraz wpisujemy z klawiatury długość linii.



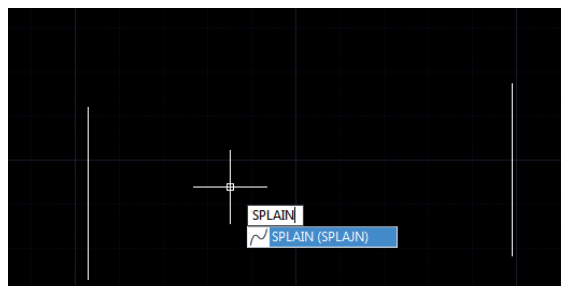
- 2) Naciskamy lewy klawisz myszy gdziekolwiek na panelu projektowania oraz wpisujemy z klawiatury długość przęsła linii.



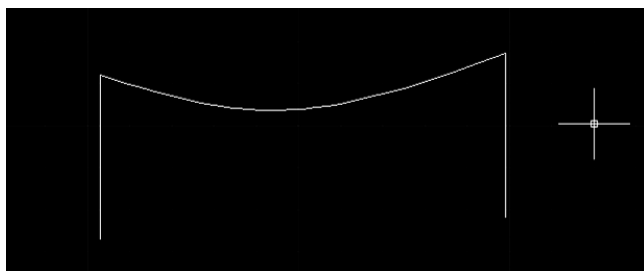
- 3) W taki sposób rysujemy drugą linię. W wyniku tego powstają słupy linii napowietrznej. Jest także możliwość zmiany grubości linii, aby odróżnić ją od słupów. Możemy to zrobić, naciskając na linię, którą chcemy pogrubić, a następnie zmieniamy grubość elementu w zakładce „NARZĘDZIA GŁÓWNE”; w panelu „WŁAŚCIWOŚCI” wybieramy parametr określający grubość elementów.



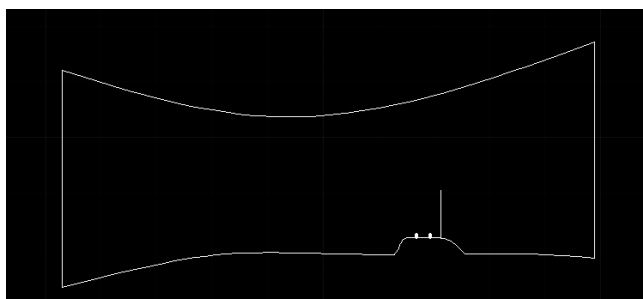
- 4) Wpisujemy z klawiatury polecenie „SPLAIN” i naciskamy ENTER (pozwala nam ono na rysowanie nieregularnych linii).



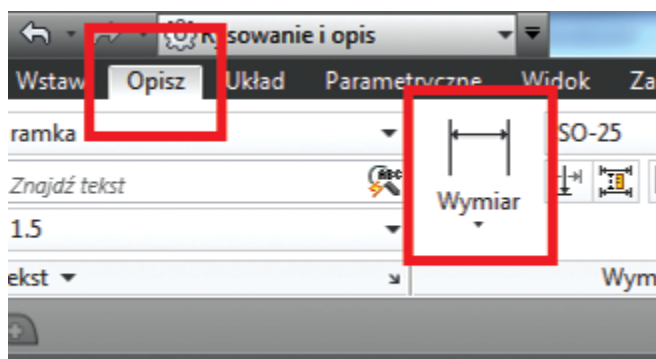
- 5) Naciskamy lewy przycisk myszy w punkcie początkowym i w każdym punkcie, gdzie ma dojść do zmiany kierunku lub nieregularności linii, naciskamy ponownie lewą stroną myszy. Na koniec naciskamy ENTER, kiedy osiągniemy pożądaną długość. W ten sposób otrzymujemy linię wysokiego napięcia.



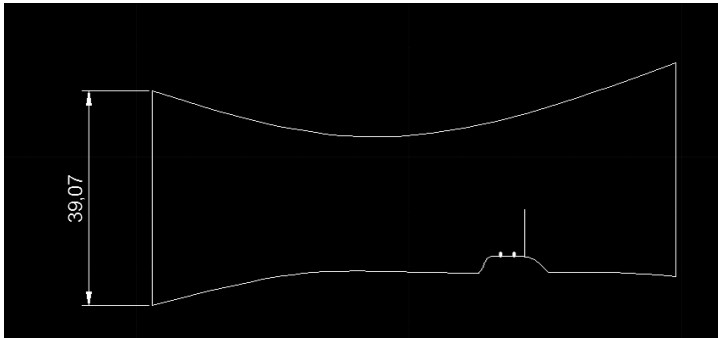
- 6) Stosując ponownie polecenie „SPLAIN”, rysujemy ukształtowanie terenu oraz za pomocą polecenia „LINIA” rysujemy słup trakcji kolejowej.



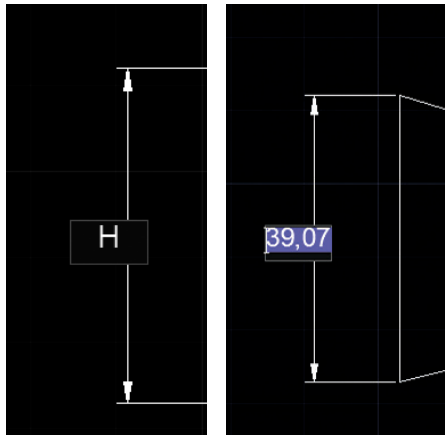
- 7) Wchodząc na zakładkę „OPISZ”, wybieramy polecenie „WYMIAR”. Pozwala nam to nanieść wymiary na rysunek poprzez cyfry lub oznaczenia literowe widoczne na naszym projekcie, który zostanie wydrukowany.



- 8) Naciskamy lewym przyciskiem myszy na początek długości, którą chcemy zmierzyć, następnie na koniec tej długości. Wtedy pojawi się nam wymiar danej długości. Przesuwając myszką, możemy go odsuwać od linii mierzonej. Kolejne naciśnięcie lewego przycisku umieści nasz wymiar w określonej odległości od rysunku.

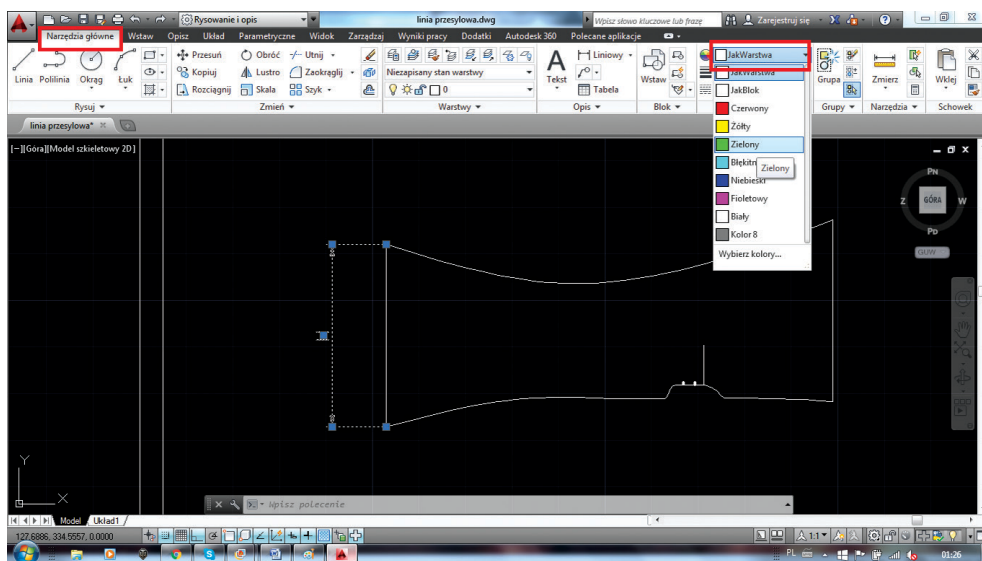


- 9) Naciskając dwukrotnie na liczbę określającą wymiar, możemy edytować liczbę i zamienić ją na zmienną określoną za pomocą litery, wpisując ją z klawiatury.

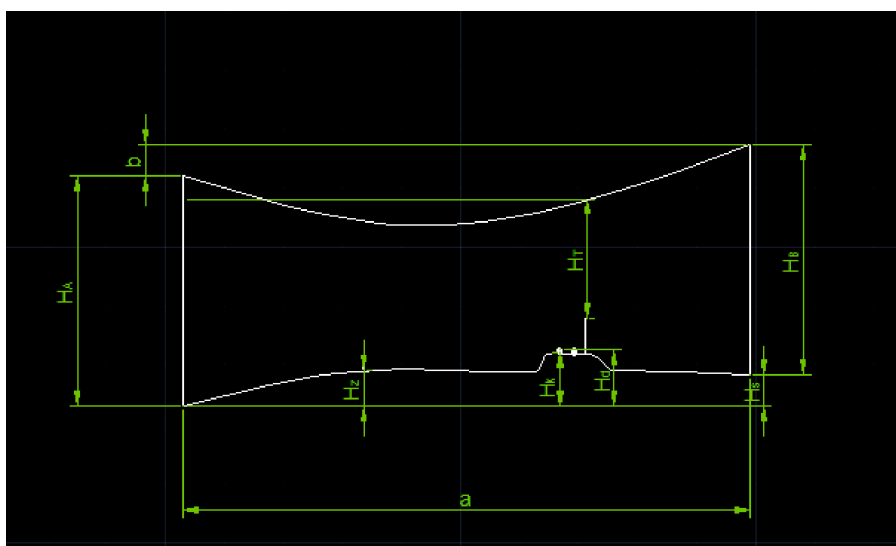


Po wpisaniu zmiennej klikamy poza miejscem edycji na projekcji, co spowoduje zapisanie zmiennej.

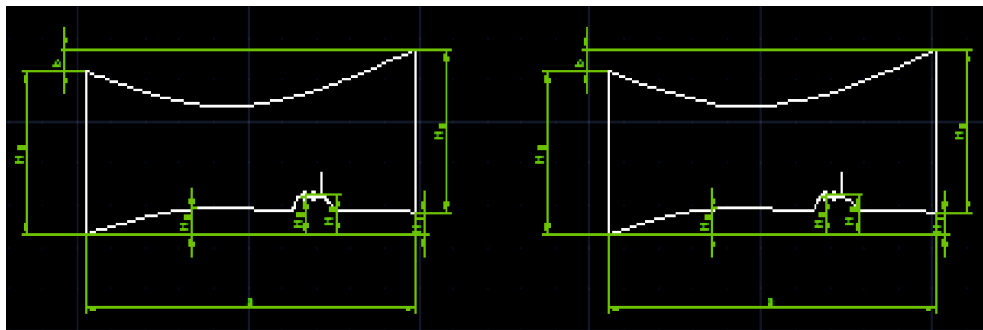
- 10) Naciskając lewym przyciskiem myszy na wymiar, możemy w zakładce „NARZĘDZIA GŁÓWNE” w dziale „WŁAŚCIWOŚCI” zmienić kolor oraz grubość linii wymiarowych.



- 11) Za pomocą opcji wymiarowania dokonujemy przedstawienia wymiarów wszystkich interesujących nas długości, jednocześnie zmieniając ich kolor.

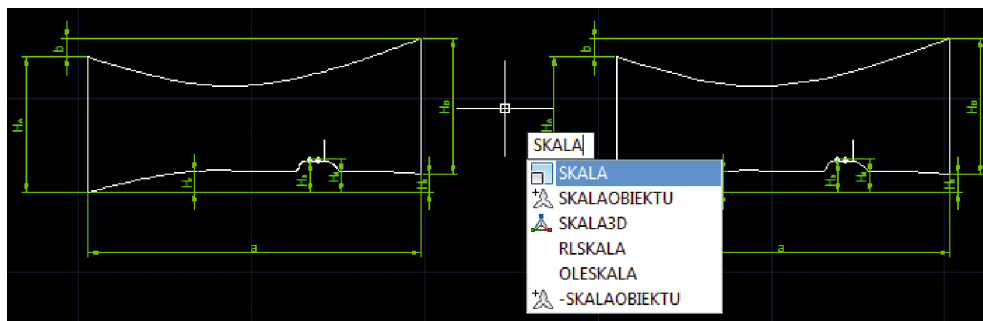


Skalowanie rysunku

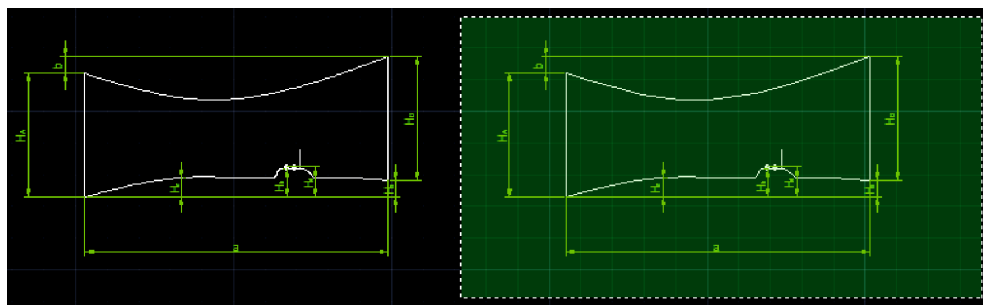


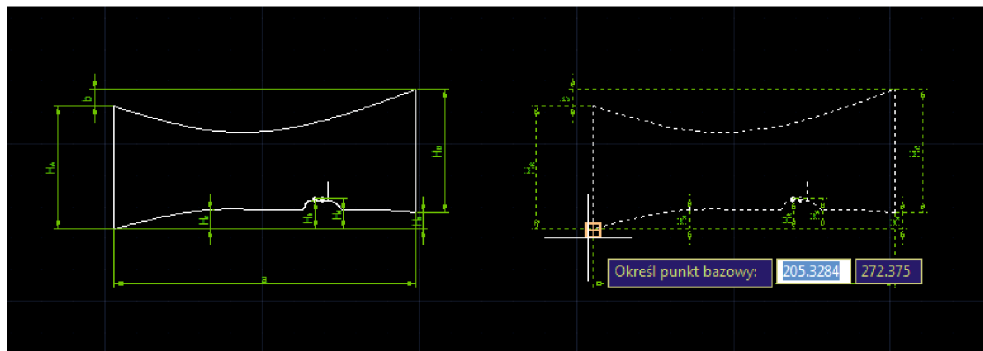
Aby to lepiej pokazać, kopiujemy nasz rysunek, zaznaczając go, wpisując z klawiatury polecenie „KOPIUJ”, naciskamy ENTER i przesuwamy skopiowany rysunek, aby oba były obok siebie.

1) Wybieramy z klawiatury polecenie „SKALA” i naciskamy ENTER.

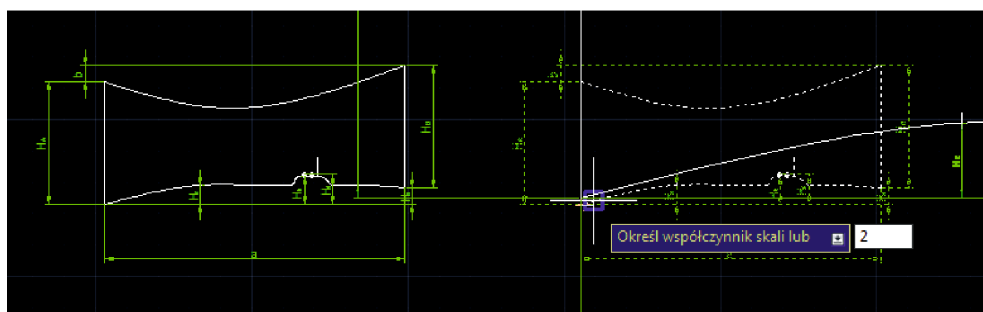


2) Wybieramy obiekt do skalowania. Naciskamy ENTER z klawiatury i określamy punkt bazowy.

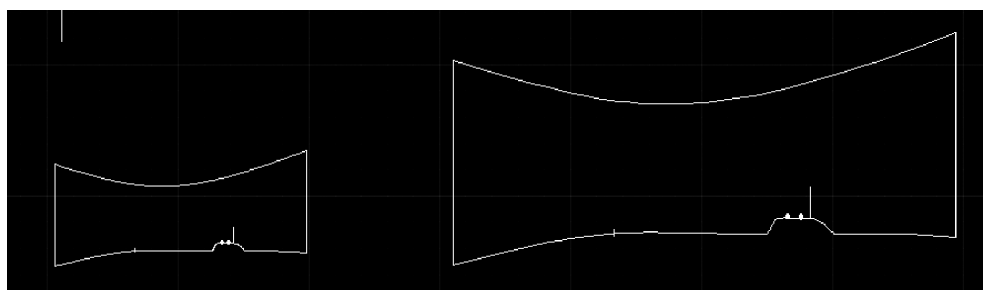




- 3) Wpisujemy z klawiatury współczynnik (powyżej 1 jest powiększanie, od 0 do 1 – pomniejszanie).



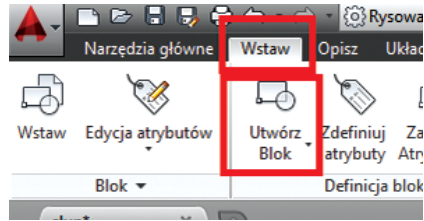
- 4) Naciskamy ENTER i otrzymujemy pomniejszony lub powiększony rysunek.



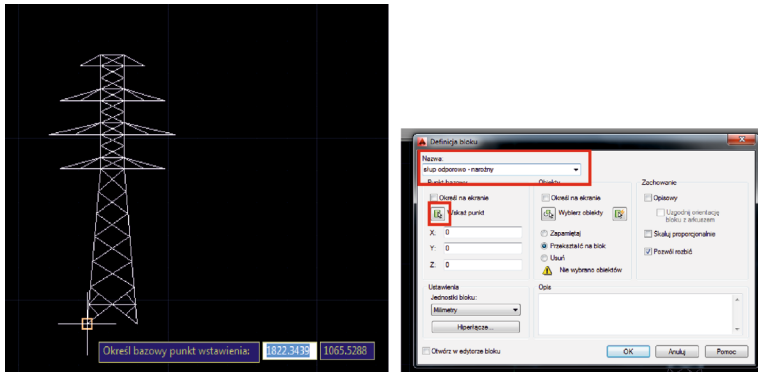
Ponieważ AutoCAD nie posiada bloków dynamicznych związanych z tematyką konstrukcji linii przesyłowych, możemy sami utworzyć taki blok.

Tworzenie bloków dynamicznych

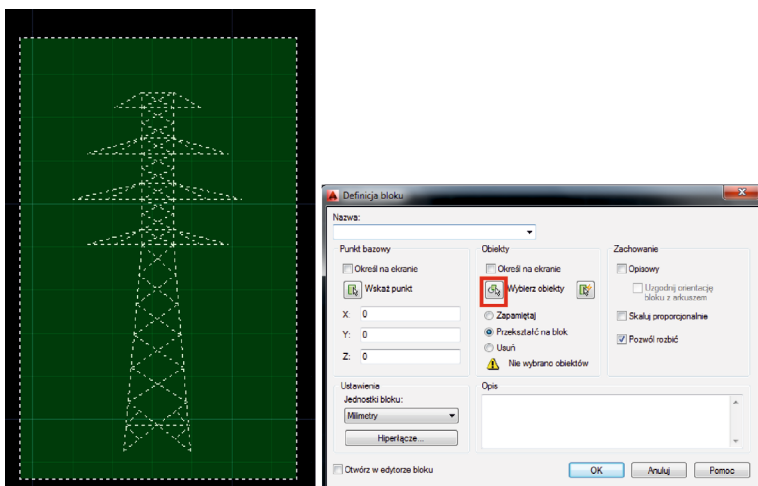
- 1) Wchodzimy w zakładkę „WSTAW”, wybieramy opcję „UTWÓRZ BLOK”.



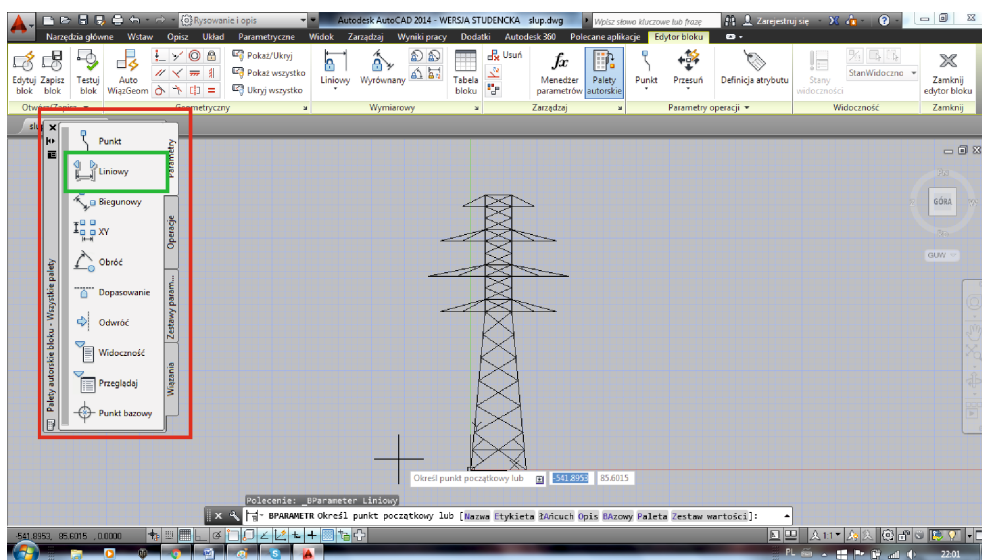
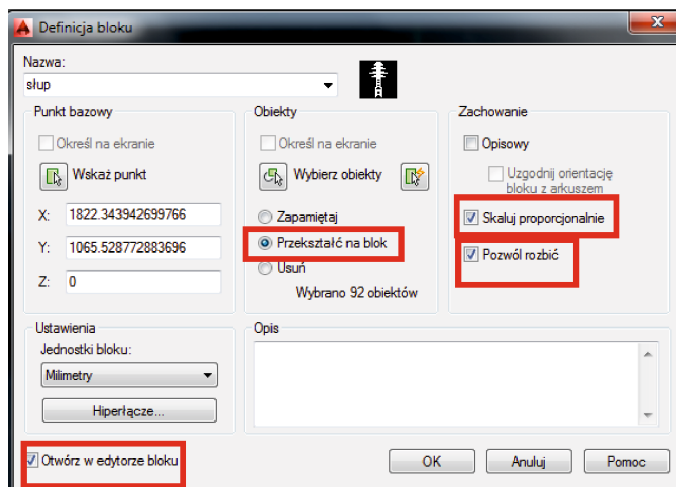
- 2) Zostanie otwarta zakładka, w której kolejno uzupełniamy nazwę bloku, nazywając go np. „słup odporowo-narozny”. Następnie naciskamy na przycisk „WSKAŹ PUNKT”, aby określić punkt bazowy. Wybieramy określony punkt naszego rysunku.



- 3) Naciskamy przycisk „WYBIERZ OBIEKT” i zaznaczamy cały rysunek, który ma być naszym blokiem, po czym naciskamy klawisz ENTER.

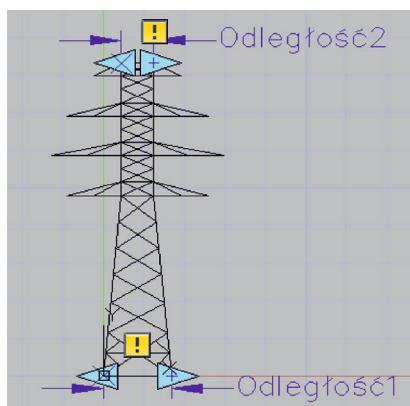


- 4) Zaznaczamy opcję „PRZEKSZTAŁĆ NA BLOK”. Musimy zaznaczyć opcje „SKALUJ PROPORCJONALNIE”, „POZWÓL ROZBIĆ” i „OTWÓRZ W EDYTORZE BLOKU”.

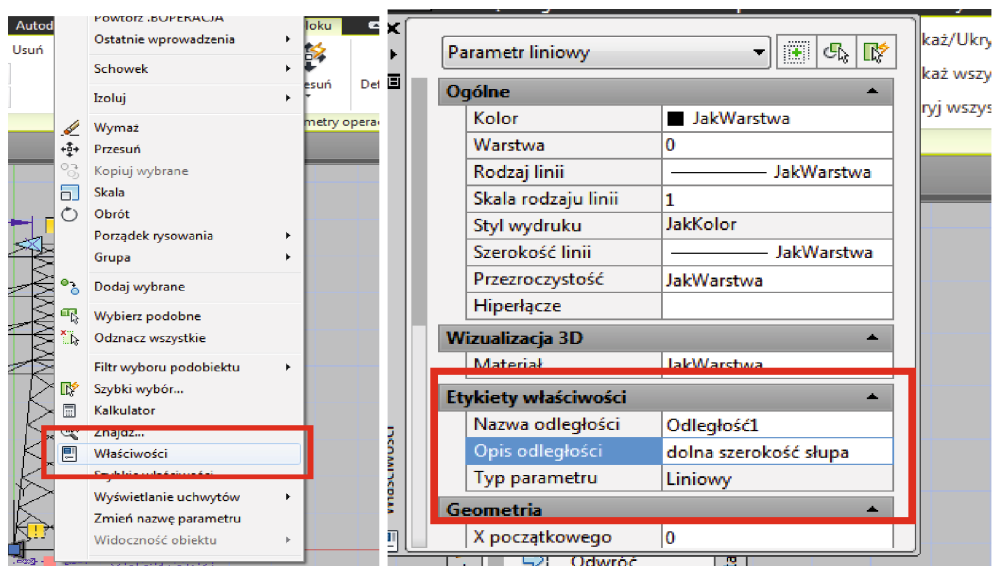


Pojawi się nowa strona, czyli edytor z bloku. Po lewej stronie jest panel edycji dynamicznej – naciskamy na polecenie „LINIOWE”. Pozwoli nam to zdynamizować długość określonej części.

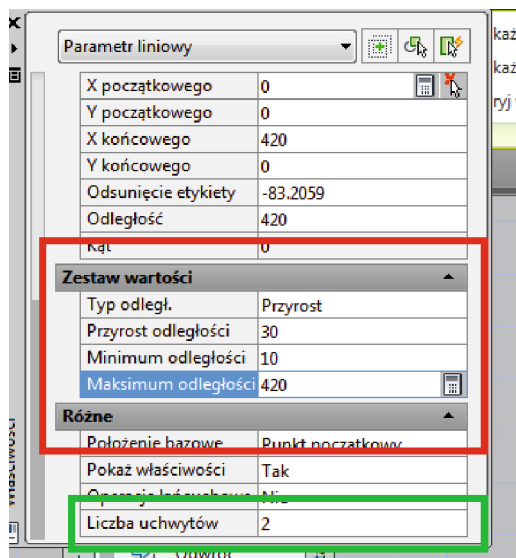
- 5) Wybieramy długości, które mają zostać zdynamizowane, co pozwoli nam na aktywny dobór długości poszczególnych parametrów.



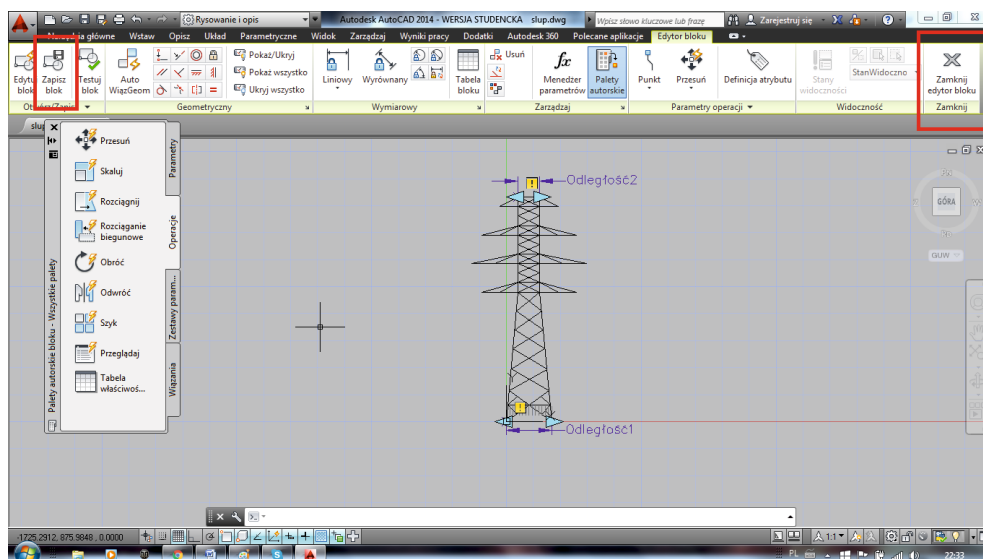
- 6) Naciskamy prawy przycisk myszy na parametrze długości i wybieramy opcję „WŁAŚCIWOŚCI”, następnie znajdujemy tam „ETYKIETY WŁAŚCIWOŚCI” i w polu „OPIS ODLEGŁOŚCI” wpisujemy np. „dolna szerokość słupa”.



- 7) W zakładce „ZESTAW WARTOŚCI” w parametrze „TYP ODLEGŁOŚCI” zmieniamy z „brak” na „przyrost”. Następnie parametr odległości zmieniamy np. na 30 jednostek. Określamy także maksymalną oraz minimalną wartość, którą może osiągnąć dany parametr oraz zmieniamy liczbę uchwytów z 2 na 1. Po zakończeniu zamykamy okno właściwości.



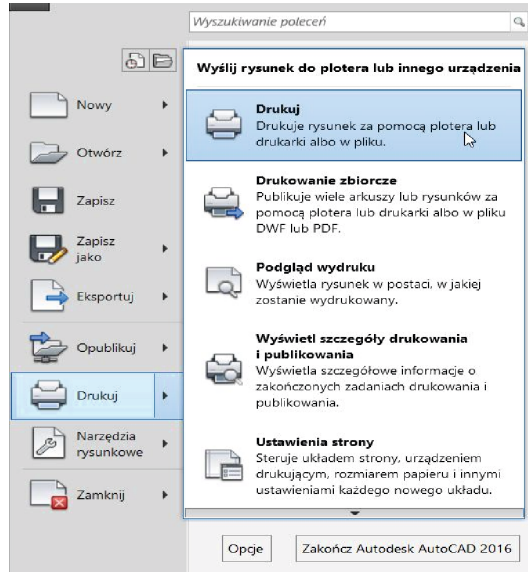
- 8) W operacjach mamy wiele dodatkowych funkcji bloku dynamicznego, które ustawiamy lub zamieniamy w analogiczny sposób, jak zrobiliśmy to z długością. Naciskamy więc na przyciski „ZAPISZ BLOK”, a następnie „ZAMKNIJ EDYTOR BLOKU”. W ten sposób możemy dodatkowo dokonywać aktywnych zmian długości określonych parametrów bloku.



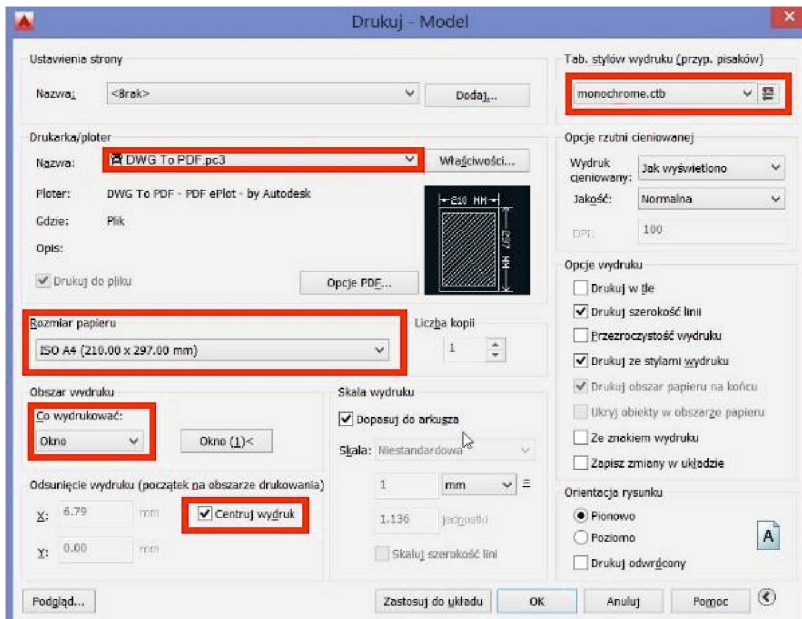
Tworzenie wydruku rysunku

Wydruk rysunku:

Wybieramy opcję „DRUKUJ”:

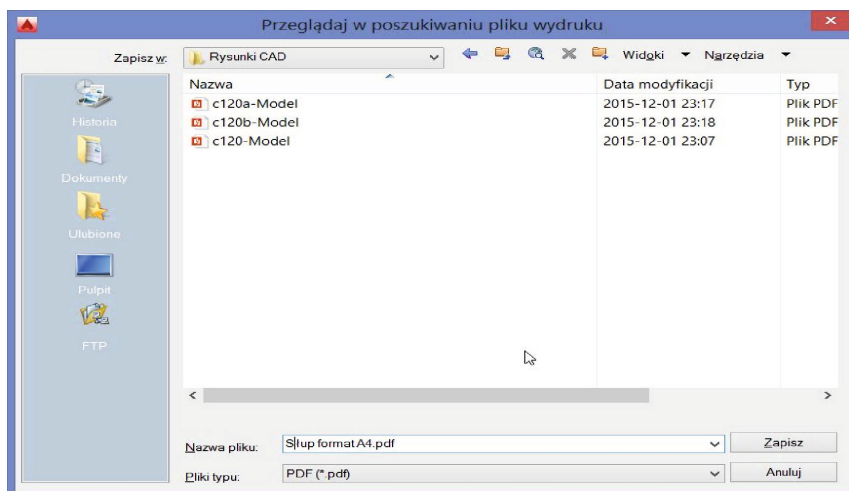


I wybieramy następujące opcje, które zostały zaznaczone na czerwono:

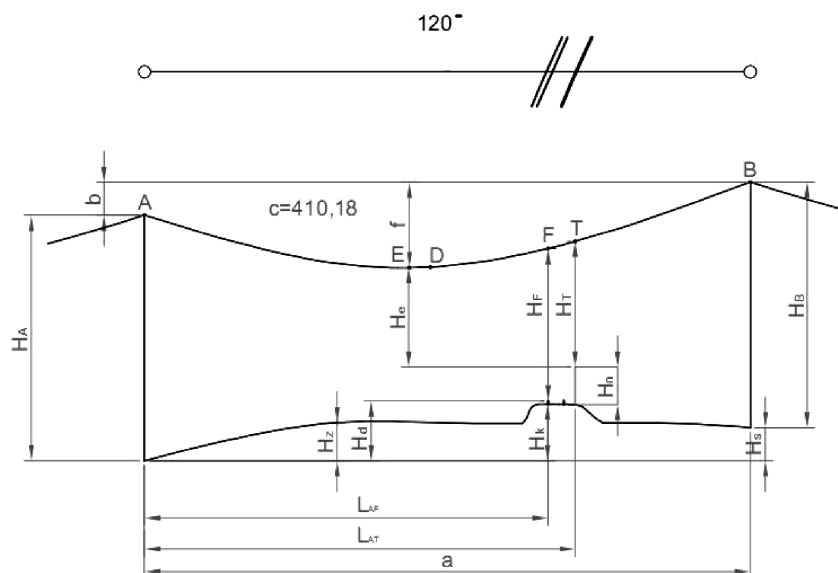


Przy wybraniu opcji „OKNO” zostaniemy przeniesieni do rysunku i zaznaczamy rogi zewnętrznej ramki, po prostu wskazujemy okno wydruku.

Klikamy „OK” i wybieramy lokalizację oraz nazwę pliku.



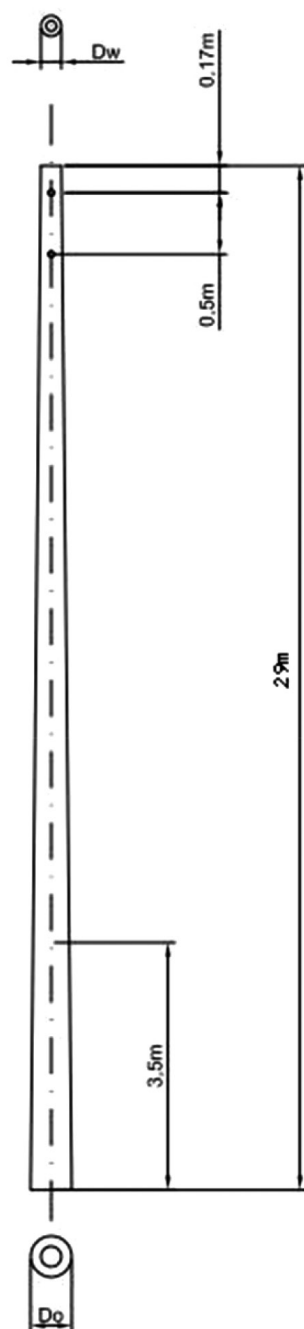
7.4. Przykłady rysunków elementów linii napowietrznych i całych konstrukcji wykonanych w oprogramowaniu AutoCAD



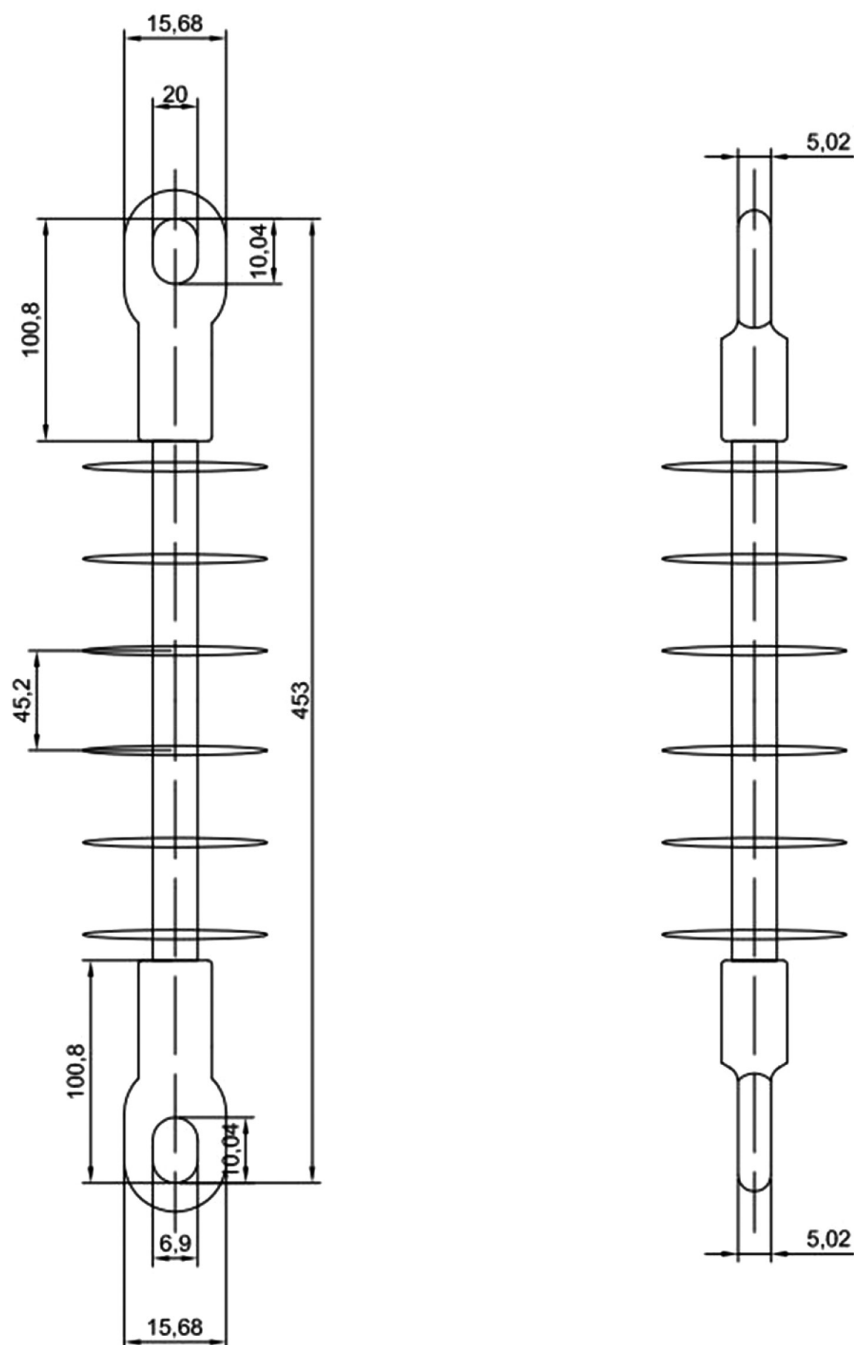
- D – połowa przęsła
 A, B – punkt zamocowań przewodów na słupach
 E – najniższy punkt przewodu w przęsle
 H_A, H_B – wysokość zamocowań przewodów na słupach A i B
 f – zwis przewodu w przęsle
 c – długość przęsła

Pytania do samokontroli

1. Do czego wykorzystywany jest program AutoCAD?
2. W jaki sposób można eksportować dane z AutoCAD-a?
3. W jaki sposób można importować dane do AutoCAD-a?
4. Utwórz szablon formatki A4 oraz tabelę opisową do rysunku.
5. Jak skalować rysunki?
6. Do czego służy zakładka Blok?
7. Jak wymiarować obiekty?
8. Tworzenie nowego bloku w rysunku.
9. Czy utworzony poleceniem „UTWÓRZ BLOK” obiekt można wczytać do innego rysunku?

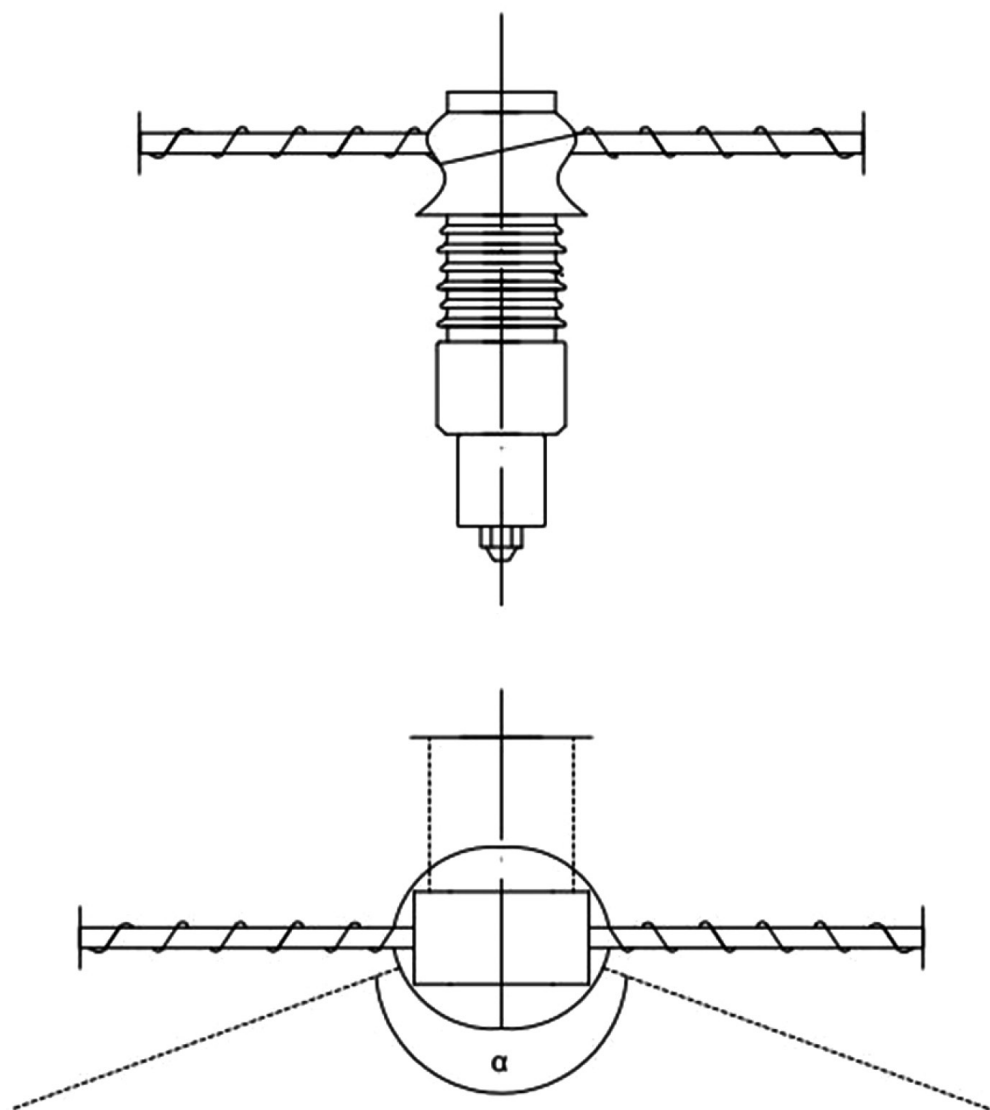


Słup żelbetonowy

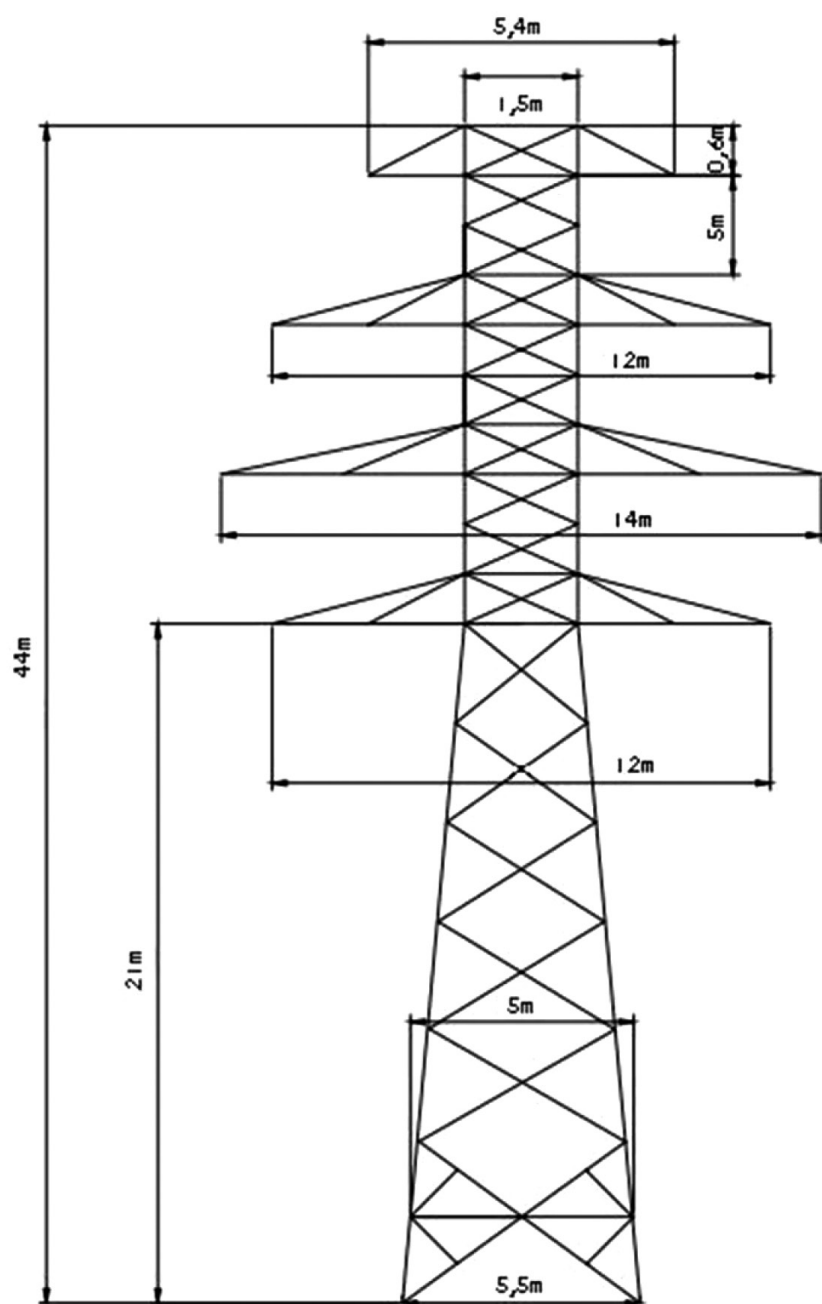


Izolator kompozytowy przeznaczony do linii 110 kV

Wymiary podane w milimetrach



Uzbrojenie słupa z obostrzeniem 2°



Słup metalowy

Literatura

- [1] Riabkow A.J., *Sieci i systemy elektryczne. Podręcznik akademicki dla studentów specjalności elektrycznych*, Wydanie 4, 1960 (j. ros.).
- [2] Andrijewskij W.N., Gołowanow A.T., Zeliczenko A.S., *Eksplatacja napowietrznych linii przesyłowych*, Wydanie 2, 1966 (j. ros.).
- [3] Timofiejew N.M., *Część mechaniczna napowietrznych linii przesyłowych. Podręcznik akademicki dla studentów specjalności elektrycznych. Podręcznik akademicki projektowania*, Leningrad 1974 (j. ros.).
- [4] Kljuczkow K.P., Nowogrodejew B.P., *Konstrukcje i obliczenia mechaniczne linii przesyłowych. Podręcznik dla studentów*, Wydanie 2, Leningrad 1979 (j. ros.).
- [5] Rokotian S.S., Szapiro I.M., *Poradnik projektowania systemów elektroenergetycznych*, Wydanie 2, Moskwa 1979 (j. ros.).
- [6] Busłowa N.W., Winosławskij W.N., Denysenko G.I., Perchacz W.S., *Sieci i systemy elektryczne*, Wydanie pod redakcją G.I. Denysenko, Kijów 1985 (j. ros.).
- [7] Mielnikow N.A., Rokotian S.S., Szericys A.N., *Projektowanie części elektrycznej napowietrznych linii przesyłowych*, Wydanie 2, Moskwa 1974 (j. ros.).
- [8] PGE Dystrybucja S.A., „Instrukcje eksploatacji linii napowietrznych NN i WN”.
- [9] PGE Dystrybucja S.A., „Instrukcje eksploatacji linii napowietrznych SN i nN oraz sieci oświetlenia drogowego”.
- [10] PN-E-05100-1:1998 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa”.
- [11] Żmuda K., *Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wybrane zagadnienia z przykładami*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2014.
- [12] Kahl T., *Sieci elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 1984.
- [13] Kinsner K., Serwin A., Sobierajski M., Wilczyński A., *Sieci elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993.
- [14] Kujaszczyk S., Brociek S., Flisowski Z., Gryko J., Nazarko J., Zdun Z., *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, WNT, Warszawa 1997.
- [15] Mendera Z., Sojda L., Wandzik G., *Stalowe konstrukcje wsporcze napowietrznych linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Projektowanie według norm europejskich*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2012.
- [16] Maksymiuk J., Pochanke Z., *Obliczenia i badania diagnostyczne aparatury rozdzielczej*, WNT, Warszawa 2001.
- [17] Markiewicz H., *Instalacje elektryczne*, WNT, Warszawa 2005.
- [18] Strojny J., Strzałka J., *Elektroenergetyka. Poradnik*, Wydawnictwo Tarbonus Sp. z o.o., 2008.

- [19] Pohl Z. (red.), *Napowietrzna izolacja wysokonapięciowa w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2003.
- [20] *Poradnik inżyniera elektryka*, tom 3, praca zbiorowa, WNT, Warszawa 2005.
- [21] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, DPK-4320-1(4)/2011/LK 15 XII, 2011.
- [22] Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne w liniach napowietrznych wysokiego napięcia. Słupy rurowe, www.pse.pl.
- [23] PSE Operator S.A. „Wymagania techniczne dla projektowanych linii napowietrznych”.
- [24] PN-80/B-03322 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne – Fundamenty konstrukcji wsporczych – Obliczenia statyczne i projektowe”.
- [25] PN-EN 1504 „Wyroby i systemy do ochrony i napraw konstrukcji betonowych – Definicje, wymagania, sterowanie jakością i ocena zgodności”.
- [26] PN-IEC 61109 „Izolatory kompozytowe do linii napowietrznych prądu przemiennego o znamionowym napięciu powyżej 1000 V – Definicje, metody badań i kryteria odbioru”.
- [27] PN-EN 60433 „Izolatory do linii napowietrznych o znamionowym napięciu powyżej – Izolatory ceramiczne do sieci prądu przemiennego – Właściwości izolatorów długopniowych”.
- [28] PN-EN 60383-1 „Izolatory do linii napowietrznych o znamionowym napięciu powyżej – Część 1: Ceramiczne i szklane izolatory do sieci prądu przemiennego – Definicje, metody badań i kryteria oceny wyników”.
- [29] PN-EN 1997-1:2008 „Eurokod 7” – Projektowanie geotechniczne – Część 1: „Zasady ogólne”.
- [30] PN-EN 50341-3-22:2010 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV” – Część 3: „Zbiór normatywnych warunków krajowych – Polska wersja EN 50341-3-22: 2001”.
- [31] PN-EN 50182 „Przewody do linii napowietrznych – Przewody z drutów okrągłych skręconych współosiowo”.
- [32] PN-74/E-90083 „Przewody gołe stalowo-aluminiowe do elektroenergetycznych linii napowietrznych”.
- [33] PN-IEC 1089 „Przewody gołe okrągłe o skręcie regularnym do linii napowietrznych”.
- [34] BS 215-2 „Specification for aluminium conductors and aluminium conductors, steel-reinforced for overhead power transmission. Aluminium conductors, steel-reinforced”.
- [35] DIN 48204 „Steel reinforced aluminium stranded conductors”.
- [36] ASTM B 232 „Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Coated-Steel Reinforced (ACSR)”.
- [37] GOST 839-80 „Uninsulated wires for aerial power lines. Specifications”.
- [38] Kotarski F., Solarek T., *Sieci trakcyjne*, Politechnika Łódzka, 1988.
- [39] Pikoń A., *AutoCAD 2014 PL*, Wydawnictwo Helion, 2015.
- [40] Pikoń A., *AutoCAD 14 PL. Pierwsze kroki*, Helion, 1998.
- [41] Jaskulski A., *AutoCAD 2016/LT2016/360+. Kurs projektowania parametrycznego i nieparametrycznego 2D i 3D*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2015.
- [42] www.pse.pl