

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітнього ступеня - магістр**

галузі знань 14 - Електрична інженерія
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації – Електротехнічні системи електроспоживання
на тему:

«Сучасний стан проблеми захисту електричних мереж в зимовий період»

Виконав: здобувач вищої освіти групи **ЕЕ-21дм**
Ковальов Юрій Васильович _____

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

доц. Мелконова І.В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувача кафедри

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

доц. Мазнєв Є.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2022

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та
Електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц Руднев Є.С.

"_____" _____ 2022 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Ковальов Юрій Васильович

1. Тема проекту: Сучасний стан проблеми захисту електричних мереж в зимовий період

Керівник проекту доц. Мелконова Інна Вікторівна.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом вищого навчального закладу від "№ 27/15.23-С від 12.10.2022

2. Строк подання студентом проекту 10 листопада 2022 р

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі: повітряні лінії електропередавання номінальною напругою 35 та 110 кВ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.

1. Аналіз публікацій на тему впливу вітрових та ожеледно-вітрових навантажень на ПЛ. 2. Аналіз та вивчення повного циклу виникнення коливальних процесів ПЛ внаслідок дії вітру. Аналіз та вивчення циклу виникнення ожеледних відкладень на ПЛ. Аналіз та вивчення циклу виникнення ожеледних відкладень на ПЛ з врахуванням впливу дії вітру. 3. Створення комп'ютерної моделі ожеледно вітрових навантажень на провід ПЛ. 4. Моделювання процесів впливу ожеледно-вітрових навантажень на провід ПЛ. 5. Розробка рекомендацій та методик щодо захисту ПЛ від ожеледно-вітрових навантажень.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників) – Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи в кількості 4 шт.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Основна частина	доц. Мелконова І.В.	15.09.2022	10.11.2022

7. Дата видачі завдання _____ 15 вересня 2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітки
1	Аналіз та вивчення публікацій на тему впливу вітрових та ожеледно-вітрових навантажень на ПЛ. Аналіз циклу виникнення коливальних процесів проводів ПЛ внаслідок дії вітру.	15.09-25.09.2022	
2	Аналіз циклу виникнення ожеледних відкладень на проводах повітряних ліній. Аналіз циклу виникнення ожеледних відкладень на проводах ПЛ з врахуванням впливу дії вітру.	25.09-30.09.2022	
3	Створення комп'ютерної моделі фрагменту проводу. Моделювання процесів впливу ожеледно-вітрових навантажень на фрагмент проводу ПЛ.	30.09-10.10.2022	
4	Оформлення отриманих результатів	10.10-20.10.2022	
5	Оформлення графічного матеріалу	20.10-31.10.2022	
6	Підготовка доповіді, роздаткового матеріалу	31.10-12.11.2022	

Студент _____

(підпис)

Ковальов Юрій Васильович

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

(підпис)

доц.Мелконова Інна Вікторівна

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки на 106 сторінках та графічної частини на 8 листах. В роботі наведено 46 рисунків та 13 таблиць. Робота містить такі розділи:

1. Загальні відомості щодо ожеледно-вітрових навантажень та коливань проводів ПЛ.

2. Моделювання коливань проводів ПЛ з урахуванням ожеледно-вітрових навантажень.

3. Методи та засоби захисту ПЛ від вібрації та галопування.

4. Методи та засоби захисту ПЛ від ожеледно-вітрових навантажень.

Актуальність роботи: Одним з найголовніших принципів сучасної енергетики є забезпечення надійної та безперебійної роботи обладнання електроенергетичних систем і електричних мереж. Для повітряних ліній електропередавання одним з актуальних є питання їх захисту від зовнішніх впливів природного походження, таких як вітрові та ожеледно-вітрові навантаження.

У зарубіжних країнах немає єдиної методики нормування розрахункових кліматичних умов для проведення їх районування за інтенсивністю ожеледоутворення, тому питання організації боротьби з різними видами відкладень на проводах ліній електропередавання на сьогоднішній день поставлене першочергово і є дуже актуальним. Для швидкого та точного вирішення цього питання необхідним є уточнення всіх існуючих знань та матеріалів щодо вітрових та ожеледно-вітрових навантажень, створення комп'ютерних моделей аналізу та прогнозування даних відкладень на проводах ліній електропередавання і створення нових методів та типів захисту ліній електропередавання від впливів природного походження

Мета дисертаційної роботи: Аналіз і вивчення повного циклу виникнення ожеледних відкладень на лініях електропередавання з врахуванням впливу дії вітру, аналіз впливу та створення комп'ютерної моделі ожеледно-вітрових навантажень на

проводи ліній електропередавання, запропонування методик та типів захисту ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень.

Об'єкт дослідження: проводи повітряних ліній електропередавання усіх класів номінальних напруг.

Предмет дослідження: процес виникнення ожеледних відкладень під дією вітру та їх вплив на проводи ліній електропередавання усіх класів номінальних напруг.

Ключові слова: проводи ліній електропередавання, ожеледні відкладення, ожеледоутворення, ожеледно-вітрові навантаження, захист від ожеледно-вітрових навантажень.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note on 106 pages and graphic part on 8 paper. There are 46 pictures and 13 tables. The work contains the following sections:

1. General information on ice-wind loads and fluctuations of wires.
2. Modeling of fluctuations of wires of the power lines, taking into account the ice-wind loads.
3. Methods and means of protection of the submarine from vibration and galloping.
4. Methods and means of protection of submarines from ice-wind loads.

Actuality of work: One of the most important principles of modern energy is to ensure reliable and uninterrupted operation of equipment of electric power systems and electric networks. One of the most urgent issues is to protect them from external influences of natural origin, such as wind and ice-wind loads.

In foreign countries there is no uniform method of normalization of the calculated climatic conditions for their zoning based on the intensity of ice-forming, so the issue of organizing the fight against various types of deposits on the lines of transmission lines has been put to the fore today and is very topical. In order to quickly and accurately resolve this issue, it is necessary to clarify all existing knowledge and materials concerning wind and ice-wind loads, to create computer models of analysis and forecasting of these deposits on wires of power transmission lines and to create new methods and types of protection of transmission lines from natural influences.

The purpose of the dissertation work: Analysis and study of the full cycle of occurrence of iced deposits on transmission lines, taking into account the influence of the wind, impact analysis and the creation of a computer model of ice-wind loads on the transmission lines, offering methods and types of protection of transmission lines from ice-wind loads .

Object of research: conducting of overhead transmission lines of all classes of nominal voltages.

Subject of research: the process of occurrence of iced ice deposits under the influence of wind and their influence on conduction lines of electric power transmission of all classes of nominal voltages.

Key words: wire transmission lines, iced deposits, ice formation, ice-wind loads, protection from ice-wind loads.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП	10
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ЩОДО ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА КОЛИВАНЬ ПРОВОДІВ ПЛ	11
1.1 Класифікація та основні характеристики коливань проводів ПЛ.....	11
1.2 Аналіз пошкодженості опор та проводів ПЛ внаслідок галопування та вібрації.....	28
1.3 Загальні положення щодо ожеледно-вітрових навантажень та їх класифікація.....	34
1.4 Аналіз пошкодженості опор та проводів ПЛ внаслідок дії ожеледно-вітрових навантажень.....	40
Висновки до розділу 1	46
2 МОДЕЛЮВАННЯ КОЛИВАНЬ ПРОВОДІВ ПЛ З УРАХУВАННЯМ ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	47
2.1 Загальний опис досліджуваного проводу.....	47
2.2 Моделювання коливань проводу ПЛ в програмному комплексі SolidWorks.....	51
2.3 Моделювання коливань проводу ПЛ з ожеледно-паморозевим відкладенням в..... програмному комплексі SolidWorks.....	57
Висновки до розділу 2.....	66
3 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ПЛ ВІД ВІБРАЦІЙ ТА ГАЛОПУВАННЯ.....	67
3.1 Основні теоретичні положення.....	67
3.2 Види існуючих захистів проводів від галопування та вібрацій.....	68
Висновки до розділу 3	87

4 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ПЛ ВІД ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	88
4.1 Основні теоретичні положення.....	88
4.2 Схеми плавлення ожеледі штучним коротким замиканням та методом зустрічного включення фаз.....	91
Висновки до розділу 4	103
ВИСНОВКИ	104
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	105
Додаток А. Перевірка на антиплагіат.....	106

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПЛ – повітряна лінія електропередавання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ГОСТ – Державний стандарт

ЛЕП – лінія електропередавання

ПО – плавка ожеледі

АН, АЖ – алюмінієві сплави, що використовуються для проводів ПЛ

ГВП, ГВУ, ГВ – конструкції гасника типу "пішак"

ГВН, ГПГ – типи гасників вібрації Стокбріджа

ЗВФ – зустрічне включення фаз

КЗ – коротке замикання

МДС – максимально допустимий струм

АВР – автоматичне введення резерву

ОЕС – об'єднана енергетична система

ВСТУП

Найголовнішим завданням будь-якої енергосистеми є забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів. На сьогоднішній день питання захисту систем електропередавання та розподілу електроенергії від вітрових та ожеледно-вітрових навантажень для ліній електропередавання та їх наслідків є одним з найбільш актуальних в світовій енергетичній сфері.

Ожеледні утворення при дії вітру на лінії електропередавання викликають додаткові механічні навантаження на всі конструктивні елементи ліній електропередавання (ЛЕП).

Враховуючи високий рівень тяжкості наслідків ожеледно-вітрових аварій у розвинених країнах активно проводяться дослідження та розробки нових методів, заходів та пристроїв для боротьби з ожеледними утвореннями на ЛЕП.

Важливим аспектом для досягнення таких цілей є проведення точного вивчення фізики процесів утворення коливань проводів ЛЕП та появи ожеледних намерзань на проводах. Основою для цього мають стати дослідницькі моделі, які максимально точно описують фізику усього процесу.

Метою даної роботи є детальний опис повного циклу утворення ожеледно-вітрових відкладень на проводах ліній електропередавання та створення комп'ютерної моделі, за допомогою якої можливо точно та детально описати вплив навантажень від ожеледно-вітрових відкладень на проводи повітряних ліній електропередавання різних класів напруги.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ЩОДО ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА КОЛИВАНЬ ПРОВОДІВ ПЛ

1.1 Класифікація та основні характеристики коливань проводів ПЛ

Правилами улаштування електроустановок [1] під час проектування повітряних ліній передбачено врахування постійних і змінних навантажень і впливів (тривалі, короткочасні, аварійні). Щодо проводів і тросів, то до постійних навантажень віднесені навантаження, які створюються вагою проводів і тросів, їх натягом, та деякі інші. До змінних навантажень віднесені навантаження, які створюються тиском вітру на опори, проводи і троси; вагою ожеледі на проводах і тросах; додатковим натягом проводів і тросів. Ці навантаження створюють групу статичних навантажень. Під час дії статичних навантажень проводи або інші частини конструкцій і елементів ПЛ перебувають у стані, коли вони не отримують прискорення і в них не виникають додаткові динамічні напруження. За наявності прискорень виникають коливання, які в деяких випадках можуть призвести до явища резонансу, через що вони пов'язані з різким збільшенням напружень [1, 3 – 4]. Тому коливання проводів являють собою одне з найнебезпечніших явищ для елементів ПЛ.

У багатьох країнах світу систематично проводяться дослідження пошкоджень проводів від дії коливань та вивчення факторів, які найбільш істотно впливають на інтенсивність коливань. Накопичено певний досвід захисту проводів від цих коливань. Щодо досвіду останніх часів слід зазначити, що з'явилися сучасні високоефективні засоби вимірювання і реєстрації вібрації проводів ПЛ. Опубліковано результати виконаних останніми роками теоретичних досліджень з питань оцінки впливу вібрації, галопування і субколивань на витривалість проводів.

Найпоширенішими видами коливань проводів, спричинених вітром, є вібрація, яка часто називається еоловою, галопування проводів під дією вітру за

наявності на проводі односторонньої ожеледі та коливання проводів розщеплених фаз, що спричинені дією аеродинамічного сліду і називаються субколиваннями. У чинних нормативних документах надано такі тлумачення цих понять:

- Вібрація проводів (тросів) – періодичні коливання проводів або тросів у прогоні з частотою від 3 до 150 Гц, які відбуваються у вертикальній площині під час вітру і утворюють стоячі хвилі з розмахом, що може перевищувати діаметр проводів (тросів).

- Галопування проводів (тросів) – сталі періодичні низькочастотні (0,2 – 2 Гц) коливання проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі (іноді в сполученні з біжучими) з числом на півхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3 – 5 м.

- Субколивання (коливання проводів у підпрогонах) – викликані вітром періодичні коливання горизонтально розташованої пари проводів розщепленої фази, що відбуваються з однією або декількома напівхвилями на ділянках (названих підпрогонами) між сусідніми внутрішньофазними дистанційними розпірками з вузловими точками в місцях установки розпірок.

Ступінь впливу деяких факторів може мінятися в широкому діапазоні від лінії до лінії, але в середньому ці різновиди коливань можуть бути охарактеризовані даними, наведеними у табл. 1.1.

Боловою вібрацією, або просто вібрацією проводів, називаються спричинені вітром періодичні коливання проводу повітряних ліній, що відбуваються, головним чином, у вертикальній площині і утворюють по довжині прогону L стоячі хвилі. Ділянки стоячих хвиль, де провід найбільше відхиляється від положення рівноваги, називають пучністю, а точки, де провід виконує тільки кутові коливання, – вузлами (рис. 1.1).

Таблиця 1.1 – Порівняння типів циклічних рухів проводів

Типи ПЛ	Еолова вібрація	Галопування проводів	Коливання, спричинені АД слідом (субколивання)
	Для будь-якого типу	Для будь-якого типу	Для ПЛ з розщепленими фазами
Характеристики циклічного руху:			
Приблизний діапазон частот, Гц	3 – 150	0,08 – 3	0,15 – 10
Приблизний діапазон амплітуд коливань (пік-пік), виражений в значеннях діаметра проводу	0,01 – 1	5 – 300	Коливання в п/п: 0,5 – 20 Для фази в цілому: 0,5 – 80
Умови розвитку руху проводів:			
Характер вітру	Стійкий	Стійкий	Стійкий, рівний
Швидкість вітру, м/с	1 – 7	7 – 18	4 – 18
Поверхня проводів	Голі або з рівномірною ожеледдю (в т.ч. з памороззю)	Несиметричне відкладення ожеледі на проводі	Голі, сухі
Розрахункові параметри, що впливають на рух проводу	Тяжіння, самодемпфірування проводу, наявність гасників, спіральної арматури	Відношення вертикальної і крутильної власних частот, стріла провисання, тип опор	Крок розщеплення, поворот фази, розташування проводів у розщепленій фазі, довжини підпрогонів
Пошкодження:			
Приблизний час, необхідний для появи пошкодження	3 міс – 20 років і більше	1 – 48 годин	1 міс. – 8 років і більше
Компоненти лінії, найбільш схильні до пошкоджень	Проводи, гасники вібрації	Проводи, арматура, ізолятори, траверси і опори	Підвісна арматура, розпірки, гасники вібрації, повиви проводів

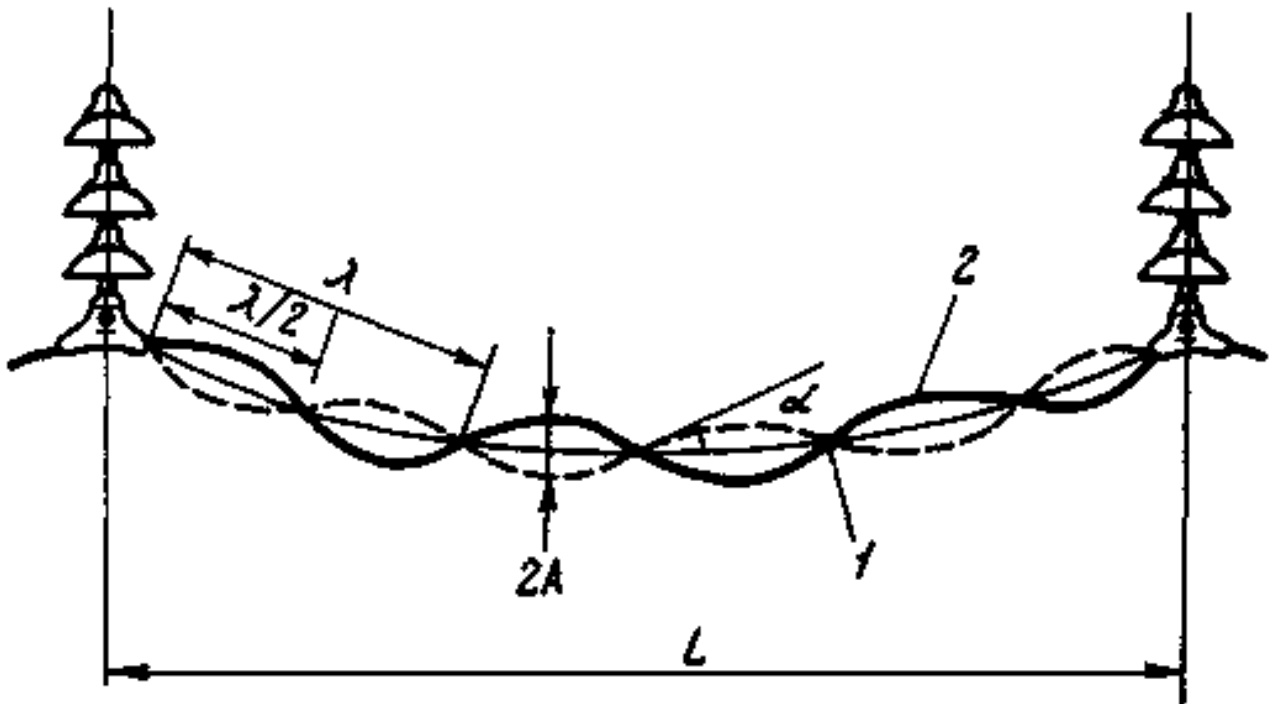


Рисунок 1.1 – Стояча хвиля вібрації проводу в прогоні ПЛ:

1 – вузол коливань; 2 – пучність; L – довжина прогону; λ – довжина хвилі коливань; A – амплітуда коливань; $2A$ – розмах коливань; α – кут вібрації

Вібрація є наслідком впливу на провід поперечно спрямованого аеродинамічного потоку зі швидкістю від 0,6 до 7 м/с, який створює за проводом періодично виникаючі пориви вихрових рухів повітря. Вихрі, що виникають за проводом (рис. 1.2), несуться повітряними потоками, сприяючи утворенню наступних вихрів із протилежним напрямком обертання. При цьому перехід від ламінарного (спокійного) потоку до турбулентного (завихрення) визначається числом Рейнольда, яке визначається за формулою:

$$Re = \frac{Vd}{\nu}, \quad (1.1)$$

де: V – швидкість потоку, м/с; d – діаметр циліндра, м; ν – кінематична в'язкість середовища, м²/с. У разі значень $Re = 40 - 150$ виникає нестійкість сліду, зрив, а коли $Re = 150 - 300$, виникає перехід до турбулентності у вихрах.

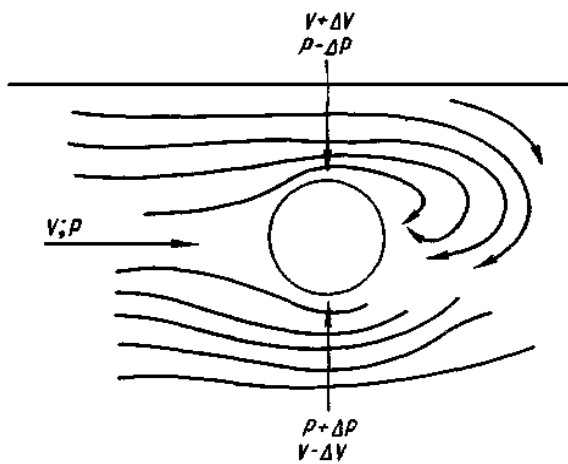


Рисунок 1.2 – Схема вихроутворення за проводом (а) та вид збоку (б) на вихрі, що зриваються з нерухомого циліндра ($Re = 200$, частота зриву вихрів $f = 28$ Гц)

Взаємозв'язок між швидкістю потоку, діаметром циліндра і частотою вихрів характеризується безрозмірним параметром S_t , який названий на честь автора «числом Струхалія»:

$$S_t = \frac{vD}{\nu} \quad (1.2)$$

Для аеродинаміки проводів характерні числа Струхалія в діапазоні від 0,18 до 0,22, що дає змогу отримати з виразу (2) зручну для практичного використання формулу (3) для визначення частоти утворення вихрів:

$$\nu = \frac{1000 \cdot S_t \nu}{D} \approx \frac{0,185 \cdot \nu}{D}, \quad (1.3)$$

де: ν – частота утворення вихрів, Гц; D – діаметр проводу, мм; ν – швидкість потоку (вітру), м/с. У формулі (1.3) число Струхалія береться $S_t = 0,18 - 0,22$.

Зокрема, зазначено, що рух коливань проводу, який виникає, координує зрив вихрів на деяких його ділянках, синхронізуючи зрив вихрів зі зміною напрямку руху проводу. Розвиток коливань і зростання їх інтенсивності триває доти, поки не настає стан балансу між енергією вітру, сприйманої у вигляді аеродинамічних імпульсів, і втратами на розсіювання енергії коливним проводом.

На рис. 1.3 [9] наведено приклад осцилограми вібрації, який є типовою картиною вібрації. Запис вібрації здійснювався з обох країв дослідного прогону. За характерними формами коливань легко стежити за переміщенням хвиль вібрації від одного кінця прогону до другого. Взагалі слід зазначити, що процес вібрації проводу в прогоні повітряної лінії, як правило, має нестационарний характер.

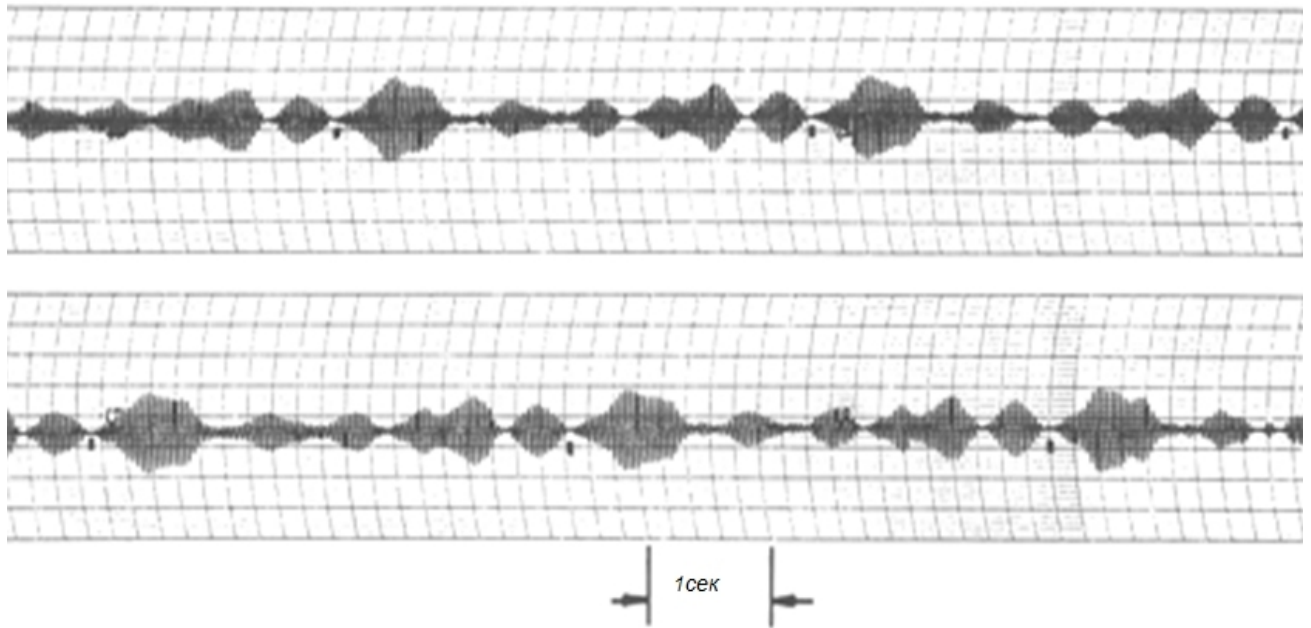


Рисунок 1.3 – Осцилограма природної вібрації проводу в дослідному прогоні довжиною 274 м (запис здійснювався від датчиків, установлених на кінцях прогону)

Під час галопування можуть утворюватись стоячі хвилі з амплітудами від декількох метрів до значень, що досягають стріли провисання проводу. Галопування може тривати від декількох годин до декількох діб і припинятися лише зі зміною метеорологічних умов.

Вибір конструкції повітряних ліній і заходів щодо захисту проводів від галопування залежить від частоти повторюваності й інтенсивності галопування. Такі заходи пов'язані зі значним збільшенням капітальних вкладень як під час будівництва, так і за умов експлуатації лінії. Тому, у [2] значну увагу приділено питанням виявлення територій, де галопування найнебезпечніше і де захисні заходи будуть найефективнішими.

Зважаючи на значні витрати на боротьбу з явищем галопування та великі збитки через наслідки його дії у багатьох країнах світу виконувались ретельні дослідження і спостереження галопування проводів починаючи з 20-х років минулого сторіччя. Особливо активно відбуваються дослідження останніми 25 – 30 роками. Зокрема, по лінії Міжнародної Ради з великих електроенергетичних систем CIGRE (франц.: Conseil International des Grands Reseaux Electriques) проведено низку об'єднуючих засідань, присвячених, у тому числі, питанням боротьби з галопуванням. На основі зібраних по лінії CIGRE статистичних даних про явище галопування, на рис. 1.4 наведено результати спостережень випадків галопування в Німеччині за період 1979 – 1999 рр.

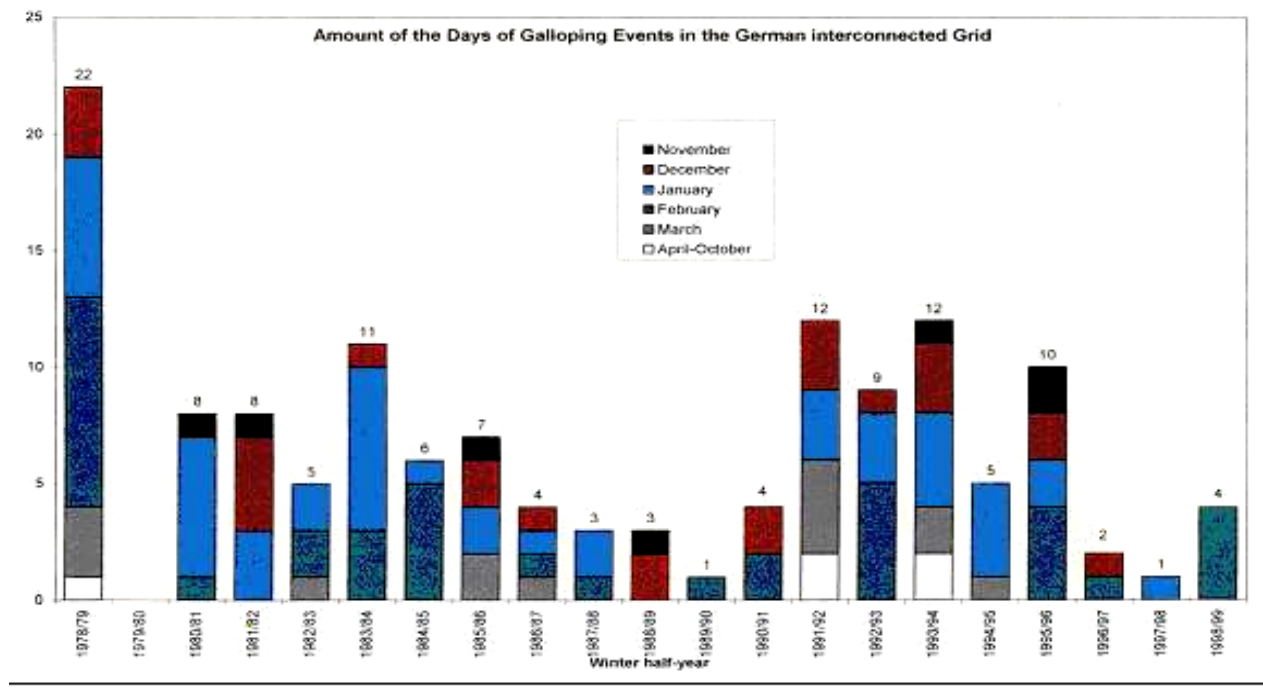


Рисунок 1.4 – Кількість зареєстрованих випадків галопування проводів у мережі міжсистемних зв'язків у Німеччині у 1979 – 1999 рр.

В середньому за кожний рік галопування спостерігалось протягом приблизно 5,5 дня. Розподіл по місяцях, різко нерівномірний для кожного року і характеризується статистично усередненими даними, наведеними у табл. 1.2.

Під час галопування проводів, по-перше, виникають переміщення проводів у прогоні, за яких вони можуть виявитися в небезпечній близькості один від одного, що може призвести до пробію ізоляційного проміжку між

ними; по-друге, відбувається деформація проводів, особливо в затискачах кріплення проводу до ізоляторів; по-третє, відбувається розгойдування гірлянд ізоляторів, їх деформування, що призводить до втрати міцності окремих її елементів і, по-четверте, відбувається не властиве нормальним умовам навантаження опор і особливо траверс, що призводить до деформації або навіть пошкодження елементів опор. Якщо три останніх впливи призводять до поступового, а іноді і швидкого руйнування елементів ПЛ і час від часу вимагають проведення їх ремонту, то перший із впливів призводить до відключення ПЛ і, як наслідок, перерв у електропостачанні споживачів.

Таблиця 1.2 – Статистичні усереднені дані щодо галопування проводів ПЛ протягом року

Місяць	листопад	грудень	січень	лютий	березень	квітень-жовтень
Процент випадків галопування	3 %	9 %	39 %	40 %	8 %	≈ 1 %

Тому однією з головних характеристик процесу галопування є «Розмах галопування» (позначається як $2A$). Під розмахом розуміється подвоєна амплітуда коливань, яка визначається як переміщення проводу від крайньої нижньої точки руху до крайньої верхньої. Ще ця характеристика називається амплітудою «пік – пік». Ця величина залежить від кількості напівхвиль у прогоні, довжини прогону, тяжіння проводу, конструкції прогону, швидкості вітру та інших факторів. Оскільки найчастіше трапляються (і водночас, є найбільш небезпечними) випадки галопування з 1, 2 і 3 напівхвилями коливань, то у [2] розглянуто саме ці випадки галопування.

Криві галопування з однією напівхвилею в прогоні наведено на рис. 1.5. Найбільших значень розмах $2A$ досягає за коливань з однією напівхвилею в прогоні. У прогонах невеликої довжини (до 150 м) розмах однапівхвильових коливань у пучності може перевищувати за значенням стрілу провисання проводу і досягати від 4 до 6 м (рис. 1.5, а), а у прогонах великої довжини розмах однапівхвильового галопування може досягати стріли провисання, яка зазвичай не перевищує 6 – 10 м (рис. 1.5, б).

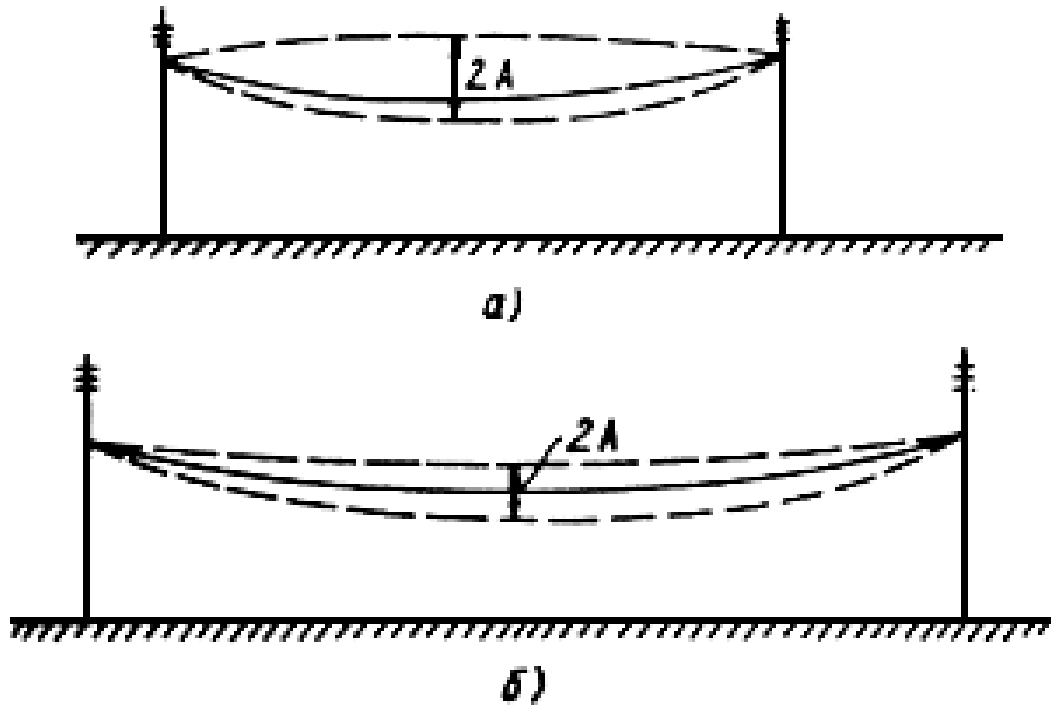


Рисунок 1.5 – Галопування з однією напівхвилею в прогоні:
a – малої довжини; *б* – великої довжини

Галопування із двома напівхвилями (рис. 1.6, *a*) найчастіше відбувається з амплітудами «пік-пік», що досягають 1,5 – 3 м, однак є дані про випадки, коли розмах коливань сягав від 4 до 6 м. Розмах галопування із трьома напівхвилями (рис. 1.6, *б*), за наявними даними, не перевищує 4 м. Рідше трапляються випадки менш небезпечних багатонапівхвильових галопувань із чотирма і більше напівхвилями в прогонах ПЛ.

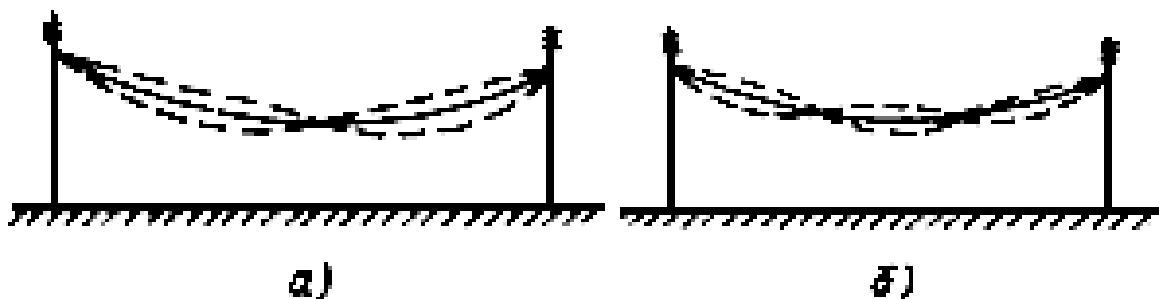


Рисунок 1.6 – Багатонапівхвильові форми галопування в прогоні:
a – дві напівхвилі; *б* – три напівхвилі

Ще однією важливою характеристикою галопування є частота коливань. Найбільш поширені випадки, за яких діапазон частот коливання проводів за галопування становить 0,2 – 1 Гц. Частота коливань за галопування з певним числом напівхвиль залежить від тяжіння проводу, погонної маси проводу (за наявності ожеледі на проводі – від маси проводу разом з ожеледдю), довжини прогону, конструкції прогону (анкерний, проміжний тощо) і швидкості вітру.

Причини виникнення явища галопування до цієї пори є предметом спору деяких авторів [8 –12]. Через найбільшу кількість випадків галопування у період грудень – березень у [2] пов'язують переважну більшість випадків галопування з появою того чи іншого виду ожеледних відкладень на проводах. Відкладення на проводах у вигляді мокрого снігу з'являються за температури повітря від -2 до +2 °С. Ожеледь утворюється в разі випадання переохолодженого дощу або переохолодженого туману за температур від -5 до 0 °С. Паморозь утворюється на проводах за температур повітря від -15 до -3 °С. Відомі також випадки галопування проводів у північних районах за температур нижче -30 °С, причиною яких, мабуть, є утворення сублімаційної паморозі. Галопування може виникати за умов відкладення тонкого шару ожеледі, малопомітного із землі.

Згідно з [2] галопування є результатом впливу на провід підйімальної сили, що періодично змінюється і виникає у разі його обтікання рівномірним і поперечно спрямованим повітряним потоком швидкістю від 5 до 25 м/с. Значення і напрямки підйімальної сили й аеродинамічного крутильного моменту залежать від кута атаки повітряного потоку стосовно профілю ожеледі. Як вертикальні, так і крутильні коливання проводу викликають зміну кута атаки, які, синхронізуючись із одною з нижчих власних частот проводу в прогоні, є причиною розвитку галопування.

Разом з тим вважається (згідно з [11, 12]), що головним чинником виникнення стійких резонансних хвиль на проводі у прогоні є коливання точок кріплення проводів, тоді як дія вітру являє собою головний збудник первісних впливів, які без коливань точок кріплення не призводять до резонансних хвиль. При цьому розвиток процесу галопування відбувається шляхом проходження

таких послідовних стадій: розгойдування проводів під впливом дії вітру (або вітру під час ожеледі); виникнення повздовжніх коливань точок кріплення проводів (гірлянди, траверси або опори в цілому) внаслідок розгойдування проводів; створення поштовхових вертикальних сил, що діють на всі точки проводу у прогоні, під впливом коливань точок кріплення проводів; створення резонансних коливань проводу під дією цих сил.

Сприятливими для розвитку інтенсивного галопування є рівна відкрита місцевість і вершини пагорбів та лінії, що проходять по гребенях невисоких гірських хребтів або перетинають гірські долини. Перешкодами для галопування є ділянки трас ПЛ, закриті для дії вітру, наприклад сильно порізаний рельєф місцевості, ліс або висока забудова. Підкреслено, що галопуванню піддаються проводи практично будь-якої конструкції і будь-якого діаметра. Виняток становлять лише проводи марки Т-2 (фірма Кайзер Алюмініум, США), що являють собою два проводи однакового діаметра, скручені з певним кроком.

Щодо проводів з розщепленими фазами, то такі проводи піддаються галопуванню більшою мірою, ніж одиночні. Це пояснюється тим, що проводи з розщепленими фазами обладнано внутрішньофазними дистанційними розпірками, а це сприяє збільшенню ексцентричності відкладення ожеледі. У разі розщеплення проводів на три складові і більше, проводи мають близькі значення частот однакових форм вертикальних і крутильних коливань, що збільшує імовірність інтенсивного галопування.

Характерні різновиди коливань проводів, що викликані впливом аеродинамічного сліду, наведено на рис. 1.7. Форми коливань проводів у підпрогонах, які найчастіше трапляються і є найнебезпечнішими коливаннями, наведено для випадків коливань з однією напівхвилею на підпрогін та із двома напівхвилями на підпрогін (можуть бути і з більшою кількістю на півхвиль).

Наведені на рис. 1.7, б – г види рухів проводів характеризуються незначними змінами форми поперечного перерізу пучка (або відстані між проводами в пучку). Коливання пучка у цих випадках нагадує коливання стрічки.

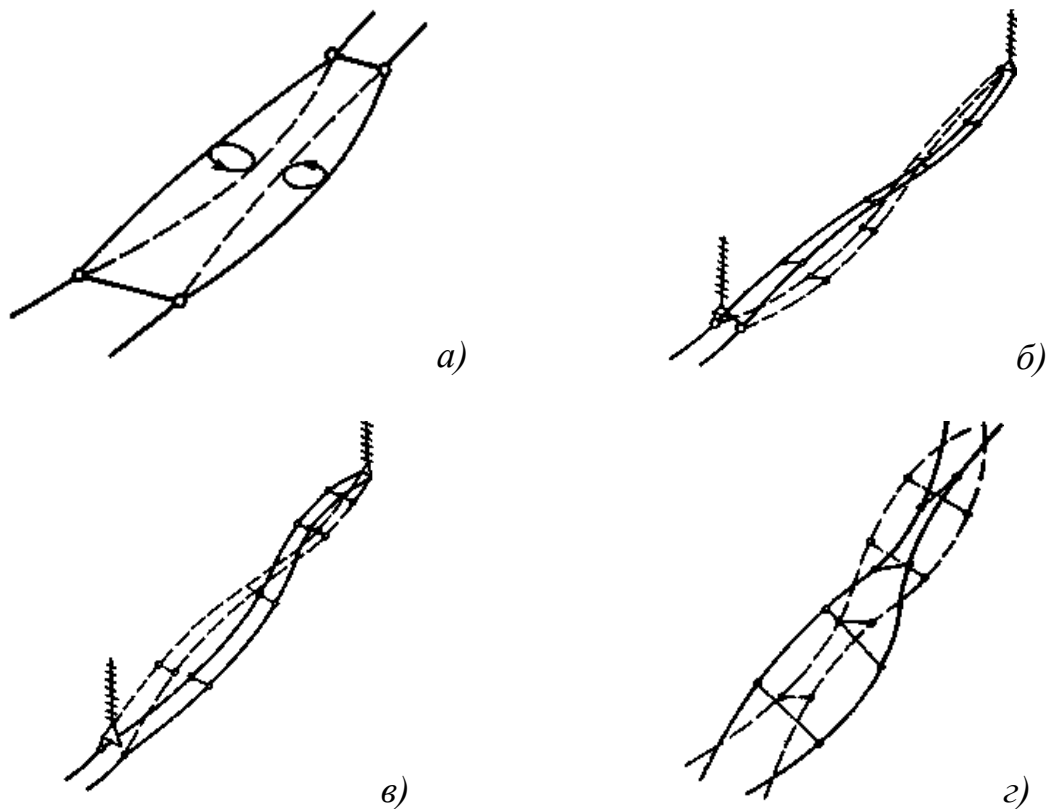


Рисунок 1.7 – Види коливань проводів, що викликані впливом аеродинамічного сліду: *а* – коливання проводів у підпрогонах; *б* – вертикальні коливання; *в* – горизонтальні коливання; *з* – крутильні коливання.

Спостерігаються комбіновані рухи пучків: по вертикалі (рис. 1.7, б) або по горизонталі (рис. 1.7, в), які супроводжуються слабкими крутильними коливаннями. У випадку, наведеному на рис. 1.7, з, переважають крутильні коливання, які супроводжуються переміщеннями у вертикальній площині. Для форм, наведених на рис. 1.7, б – в, найхарактернішими є коливання з однією, а частіше – з двома напівхвилями в прогоні, а для форми рис. 1.7, з – багатонапівхвильові коливання із числом напівхвиль до 8. У [2] зазначається, що для випадків коливань з двома або більше напівхвилями місце розташування вузлів коливань не збігається з місцями установки дистанційних розпірок.

Щодо природи виникнення субколивань, зазначаємо, що такі коливання виникають унаслідок ефекту екранування підвітряних проводів розщепленої фази навітряними проводами. Підвітряний провід горизонтальної пари проводів

повітряних ліній попадає в турбулентний аеродинамічний потік за навітряним проводом. Навітряним називається перший за напрямком повітряного потоку провід, підвітряний – другий за напрямком вітру провід горизонтальної пари. Аеродинамічні сили, що діють на підвітряний провід, наведено на рис. 1.8.

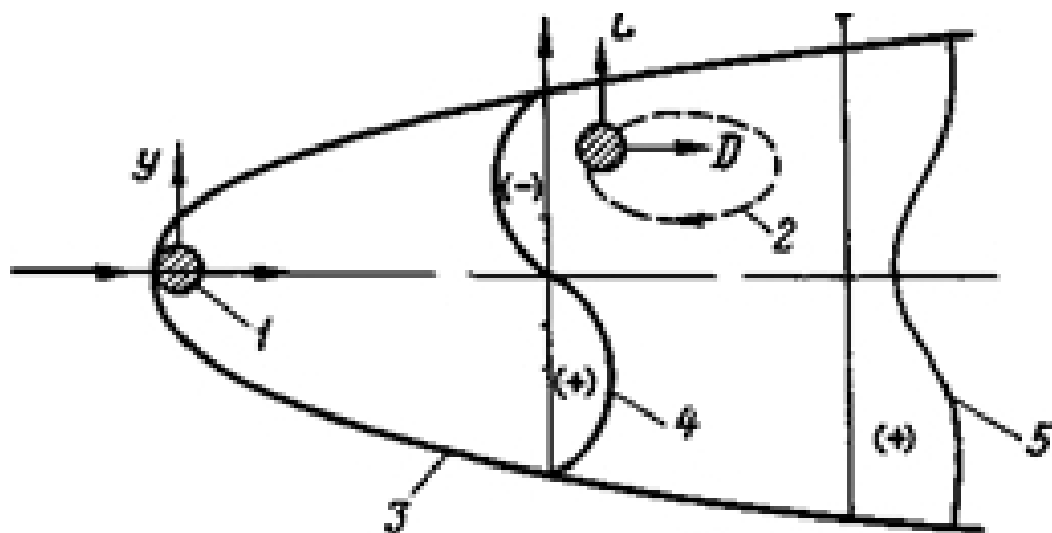


Рисунок 1.8 – Аеродинамічні сили, що діють на підвітряний провід

L – підймальна сила; D – сила лобового опору; 1 – навітряний провід;
 2 – траєкторія руху підвітряного проводу; 3 – границя аеродинамічного сліду;
 4 – епюри підймальної сили і перетини сліду; 5 – епюра лобового опору в
 перерізі сліду

Кожний з проводів, що є складовою пучка, як горизонтальна пара проводів рухається в протифазі за еліптичними траєкторіями з головною віссю еліпса, злегка похилою до горизонталі. Дослідження явища субколивань проводів показали, що це колювання типу флатера. За впливу вітрового потоку на два паралельних проводи, що перебувають у площині, близькій до горизонтальної, підвітряний провід попадає в аеродинамічний слід навітряного проводу. У такому разі на підвітряний провід будуть діяти аеродинамічна підймальна сила і сила лобового опору. Ці сили змінюються за значенням і напрямком зі зміною положення підвітряного проводу в аеродинамічному сліді навітряного проводу. Підймальна сила завжди спрямована до центральної лінії сліду. Вона має нульове значення біля границь сліду, потім збільшується до

максимуму між границею і центральною лінією сліду і знову зменшується до 0 у центральній лінії сліду. Максимум підйимальної сили залежить від відстані між проводами і зменшується з її збільшенням. Лобовий опір має мінімум на центральній лінії аеродинамічного сліду, де швидкість вітрового потоку мінімальна, і симетрично зростає до максимуму біля границь сліду.

Субколивання проводів характеризуються такими основними величинами: частота, довжина напівхвилі і амплітуда коливань. Довжиною напівхвилі коливань називається відстань між двома сусідніми вузловими точками коливань. Амплітудою субколивання проводів називається значення найбільшого відхилення проводу в пучності напівхвилі від нейтрального положення проводу; повний розмах коливань у пучності напівхвилі дорівнює подвійній амплітуді коливань.

Частота субколивання (кількість циклів коливань проводу в підпрогоні протягом 1 с) проводу залежить від довжини напівхвилі і визначається за формулою:

$$\omega = \frac{n}{2\ell} \sqrt{\frac{T}{m}}, \quad (1.4)$$

де n – число напівхвиль у підпрогоні (найчастіше $n = 1$); ℓ – довжина підпрогону між сусідніми розпірками, м; T – тяжіння в проводі, Н; m – маса проводу, кг/м.

Найбільш часто субколивання відбуваються із частотами від 0,7 до 5 Гц.

Подвійні амплітуди коливань в підпрогонах довжиною 30–40 м звичайно не перевищують 0,1 м. У підпрогонах довжиною 60–80 м субколивання можуть досягати значного розмаху: $2A = 0,3-0,5$ м. Такі коливання здатні викликати зіткнення проводів у середній частині підпрогону.

Кут відхилення проводу (або кут коливань) у кутових хвилинах обчислюється за формулою:

$$\alpha = 10,8 \frac{A}{\lambda/2} = 21,6 \frac{A}{\lambda}, \quad (1.5)$$

де: A – амплітуда коливань у пучності, мм; λ – довжина хвилі коливань, м.

Небезпечними вважаються субколивання, що створюють кутові відхилення проводу в місцях його підвісу або в місцях виходу із затискачів розпірок понад 10-20°. За субколивань меншої інтенсивності не виникає небезпеки утомних пошкоджень проводів у місцях кріплень, а також небезпеки зіткнень проводів у середній частині підпрогону.

Під час субколивань на розпірки впливають навантаження, що циклічно змінюються, значення і характер яких залежать від форми і амплітуди коливань проводів у підпрогонах. У тому випадку, коли коливання в суміжних підпрогонах близькі за фазою на розпірку впливає поперечне динамічне навантаження, амплітудне значення якої визначається за формулою:

$$F = 2\pi \frac{A}{\ell} T, \quad (1.6)$$

де: F – поперечна (поздовжньої осі проводу) динамічне навантаження на розпірку, Н; A – амплітуда коливань у пучності напівхвилі, м; ℓ – довжина підпрогону, м; T – тяжіння проводу, Н.

У разі коливань у суміжних підпрогонах, протилежних за фазою на розпірку впливає згинаючий (або зкручувальний) момент:

$$M = 2\pi \frac{A}{\ell} \sqrt{TEI_{\max}}, \quad (1.7)$$

де: EI_{\max} – згинальна жорсткість проводу.

Розпірки, що застосовуються на повітряних ліній, витримують дію 10^7 циклів навантажень, обумовлених формулами (1.6) і (1.7). У разі необхідності зниження моментних складових навантажень, що діють як на провід, так і на розпірку, рекомендовано застосовувати шарнірне кріплення плашкових затискачів розпірок до корпусу, при чому можливе застосування шарнірів, що працюють в одній або у двох площинах.

У [2] визначено лінії, які не потребують захисту проводів або блискавкозахисних тросів від вібрації, а для тих ПЛ, що потребують захисту, розглянуто питання вибору способу захисту проводів від вібрації, а також зазначені особливості захисту проводів і тросів великих переходів ПЛ. Також зазначено, що захист від вібрації не потрібний в тих випадках, коли немає умов

і причин виникнення вібрації проводів і тросів, яка створює небезпеку їх руйнування. Необхідність захисту або відмова від його застосування залежить від умов проходження траси лінії та її конструктивних параметрів. Щодо питань, які тут розглянуто, слід орієнтуватись на такі п'ять основних різновидів топографічних особливостей і категорій місцевості, характеристику яких наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Основні різновиди категорій місцевості

Категорія місцевості	Характерні особливості топографії
1	Рівна, відкрита місцевість без перешкод зі сніговим покривом понад 5 місяців на рік, водна поверхня значних розмірів
2	Рівна, відкрита місцевість без снігового покриву або зі сніговим покривом менше 5 місяців на рік
3	Слабогорбиста місцевість, окремі дерева і будови
4	Пересічена місцевість, рідкий або низькорослий ліс, невисока забудова
5	Гірські райони, територія міста з високою забудовою, лісовий масив

Захист від вібрації одиночних проводів і тросів не потрібний, якщо розрахункова механічна напруга в проводах і тросах за середньорічної температури не перевищує значень, наведених у табл. 1.4, або у разі коли довжина прогонів становить значення, що рівні або менші зазначених у табл. 1.5.

Також не потрібен захист від вібрації і у разі проходження лінії (ділянок лінії) через просіки з висотою дерев лісового масиву більшою за висоту підвісу всіх проводів на опорах, а також на ділянках ліній, що проходять низом гірської долини і спрямовані вздовж неї. Це стосується і блискавкозахисних тросів, якщо висота дерев перевищує висоту підвісу тросів на опорах.

У разі виконання лінії (або її ділянок) без захисту від вібрації необхідно у процесі експлуатації не рідше одного разу на 6 років виконувати вибірковий періодичний контроль стану проводів і тросів у підтримних затискачах. Якщо під час контролю будуть виявлені початкові пошкодження утомного характеру

або виявиться небезпечна вібрація (такою вважається вібрація більше 5-10°), то у такому разі необхідно встановити на лінії гасники вібрації.

Таблиця 1.4 – Найбільша розрахункова механічна напруга в проводах і тросах, за якої можна не застосовувати захист від вібрації

Проводи та троси (в дужках марки)	Відношення перерізів А/С	Механічна напруга, що обумовлена тяжінням проводу, σ_e Н/мм ²		
		Місцевість категорії 2 і 3	Місцевість категорії 4	Місцевість категорії 5
Сталеалюмінієві (АС) та з алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям (АЖС)	Менш 0,65	80	90	100
	0,65-1,0	70	84	90
	1,1-1,5	60	72	80
	1,5-4,4	45	50	54
	4,5-8,0	35	40	48
	8,1-11,4	33	35	40
	11,5 і більше	30	35	40
Алюмінієві (А) та із алюмінієвих сплавів (АН, АЖ)		30	35	40
Мідні (М)		100	120	140
Сталеві		180	200	220

Таблиця 1.5 – Найбільша довжина прогонів, за якої захист від вібрації є не потрібним

Проводи (троси)	Номінальний переріз, мм ²	Прогони довжиною понад, м		
		Місцевість категорії 2 і 3	Місцевість категорії 4	Місцевість категорії 5
Сталеалюмінієві	25 – 95	80	90	100
Марки АС і з алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям марки АЖС	120 – 240	100	120	130
	300 і більше	120	130	150
Алюмінієві марки А і з алюмінієвих сплавів АН, АЖ та ін.	35 – 95	80	90	100
	120 – 240	100	120	130
	300 і більше	120	130	140
Мідні марки М	25 – 50	80	90	100
	70 – 150	100	120	130
	185 – 400	120	140	150
Сталеві	25 і більше	120	140	150

Також не потрібен захист від вібрації і у разі проходження лінії (ділянок лінії) через просіки з висотою дерев лісового масиву більшою за висоту підвісу всіх проводів на опорах, а також на ділянках ліній, що проходять низом гірської долини і спрямовані вздовж неї. Це стосується і блискавкозахисних тросів, якщо висота дерев перевищує висоту підвісу тросів на опорах.

У разі виконання лінії (або її ділянок) без захисту від вібрації необхідно у процесі експлуатації не рідше одного разу на 6 років виконувати вибірковий періодичний контроль стану проводів і тросів у підтримних затискачах. Якщо під час контролю будуть виявлені початкові пошкодження утомного характеру або виявиться небезпечна вібрація (такою вважається вібрація більше $5-10^\circ$), то у такому разі необхідно встановити на лінії гасники вібрації.

1.2 Аналіз пошкодженості опор та проводів ПЛ внаслідок галопування та вібрації

Значну увагу в тематиці коливань проводів повітряних ліній приділено питанням можливих пошкоджень, які виникають через дію вібрації. Пошкодження проводу, спричинені вібрацією, зазвичай відбуваються в місцях його закріплення або в місцях підвіски на проводі пристроїв зі значною масою, де умови роботи проводу за вібрації особливо несприятливі, і можуть виявлятися в частковому зношуванні поверхні проводу або в послідовному зломі окремих дротів. Зі збільшенням кількості обірваних дротів напруга в дротах, що залишилися непошкодженими, зростає, руйнування набуває зростаючого характеру, поки не відбувається повний обрив проводу.

Приклад пошкоджень дротів і тросів (злом окремих дротів), спричинених вібрацією, завжди мають характерний вигляд, що дає змогу відрізнити їх від пошкоджень з інших причин, що добре видно з рис. 1.9.

Злом відбувається в перпендикулярній або похилій до осі дроту площині, звичайно із гладкою або дрібнозернистою поверхнею. При цьому місце злому не має слідів шийки, характерної для звичайного розриву.

Згідно зі статистичними даними у 90 % випадків галопування призводить до порушення режиму роботи повітряних ліній або пошкодження їх елементів.

Причому, тільки в 30 % випадків порушення обмежуються короточасними вмиканнями повітряних ліній. Випадки галопування, як правило, супроводжуються перебоями в роботі ліній тривалістю від декількох годин до декількох діб і значними витратами. Інколи ремонтно-відновлювальні роботи вимагають тривалого відключення лінії.

Під час галопування проводу лінійна арматура, ізолюючі підвіски та елементи опор піддаються дії значних циклічних навантажень. Так, для одиночного проводу амплітудні значення змінної складової тяжіння досягають 1 – 4 тонни. Те саме стосується кожного з проводів розщепленої фази. Тому в цілому на ізолюючу підвіску і траверси опор повітряних ліній із розщепленням фаз навантаження збільшується в N раз порівняно з одиночними проводами, тобто $(1 - 4) \cdot N$ тонн, де N – кількість розщеплень. Наслідком тривалого впливу таких навантажень є обриви проводів, руйнування в'язок проводів розподільних мереж, руйнування підвісної і зчіпної арматури, пошкодження дистанційних розпірок і елементів опор, падіння опор тощо (рис. 1.10, рис. 1.11.).

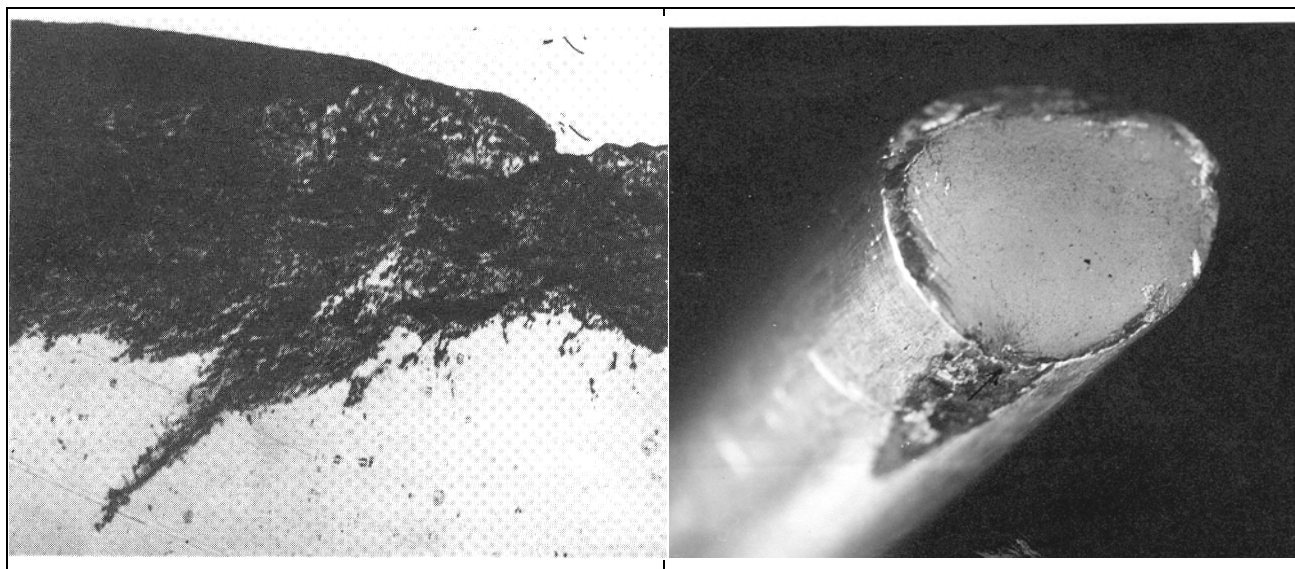


Рисунок 1.9 – Приклади характерних пошкоджень від вібрації



Рисунок 1.10 – Пошкодження опор та проводів ПЛ
внаслідок галопування.



Рисунок 1.11 – Пошкодження опор та проводів ПЛ внаслідок
галопування.

Коливання проводів, викликані аеродинамічним слідом, виникають за дії рівномірних вітрів у діапазоні швидкостей від 7 до 18 м/с. Найчастіше такі коливання виникають за відсутності відкладень на проводах (без ожеледі, мокрого снігу, паморозі тощо) у суху погоду. Іноді спостерігаються випадки виникнення коливань під час дощу, а інколи за наявності відкладень на проводах.

Щодо явища вібрації і небезпеки пошкоджень, спричинених нею, зазначаємо що даному ефекту можуть піддаватися всі проводи і троси, що застосовуються на лініях незалежно від їхнього матеріалу і перерізу. Здебільшого через вібрацію виникають обриви дротів у верхньому повиві проводу. Щодо проводів у затискачах, то зазвичай раніше за все з'являються пошкодження проводів у підтримуючих затискачах. Спричинені вібрацією пошкодження проводів можуть мати місце за всіх типів застосовуваних у вітчизняній практиці підтримуючих затискачах, у тому числі в затискачах із човником, що хитається, і в роликівих підвісних пристроях, де провід вільно лежить у канавці ролика.

Пошкодження зазвичай концентруються в місцях виходу проводу з опорної поверхні ложі затискача або ролика. У натяжних затискачах пошкодження проводів відбуваються значно рідше, ніж у підтримуючих, оскільки на виході з натяжного затискача провід не випробовує статичних напружень вигину.

Пошкодження від вібрації проводів у прогонах трапляються дуже рідко, здебільшого в місцях установлення гірлянд ізоляторів, гасників галопування, з'єднувачів великої довжини, а також у місцях відгалужень, обвідних петель тощо.

Небезпека субколивань проводів полягає в тому, що за періодичних перегинів проводу в ньому виникають циклічні механічні напруги; складаючись зі статичною напругою натягнутого в прогоні проводу і напругою від вигину і стисків у місцях кріплень, вони із часом можуть призводити до явища втоми металу і руйнування проводу за напружень, значно менших межі його міцності при розриві. Відзначаються також ушкодження дротів

зовнішнього повіу проводів усередині підпрогону через зіткнення (наближення на відстань, за якої можливі пробій проміжку) під час субколивань. Також можливе руйнування деталей арматури повітряних ліній.

Небезпека пошкодження проводів у місцях кріплення їх в елементах арматури визначається не стільки абсолютним значенням амплітуди коливань у пучностях напівхвилі, скільки ступенем перегину проводу в місцях кріплення. Ступінь перегину проводу визначає додаткові динамічні напруги в місцях кріплення, які можуть призвести до появи і розвитку пошкоджень проводу.

Ступінь перегину проводу в місцях кріплення визначається кутом відхилення проводу в разі коливань від нейтрального положення (рис. 1.12).

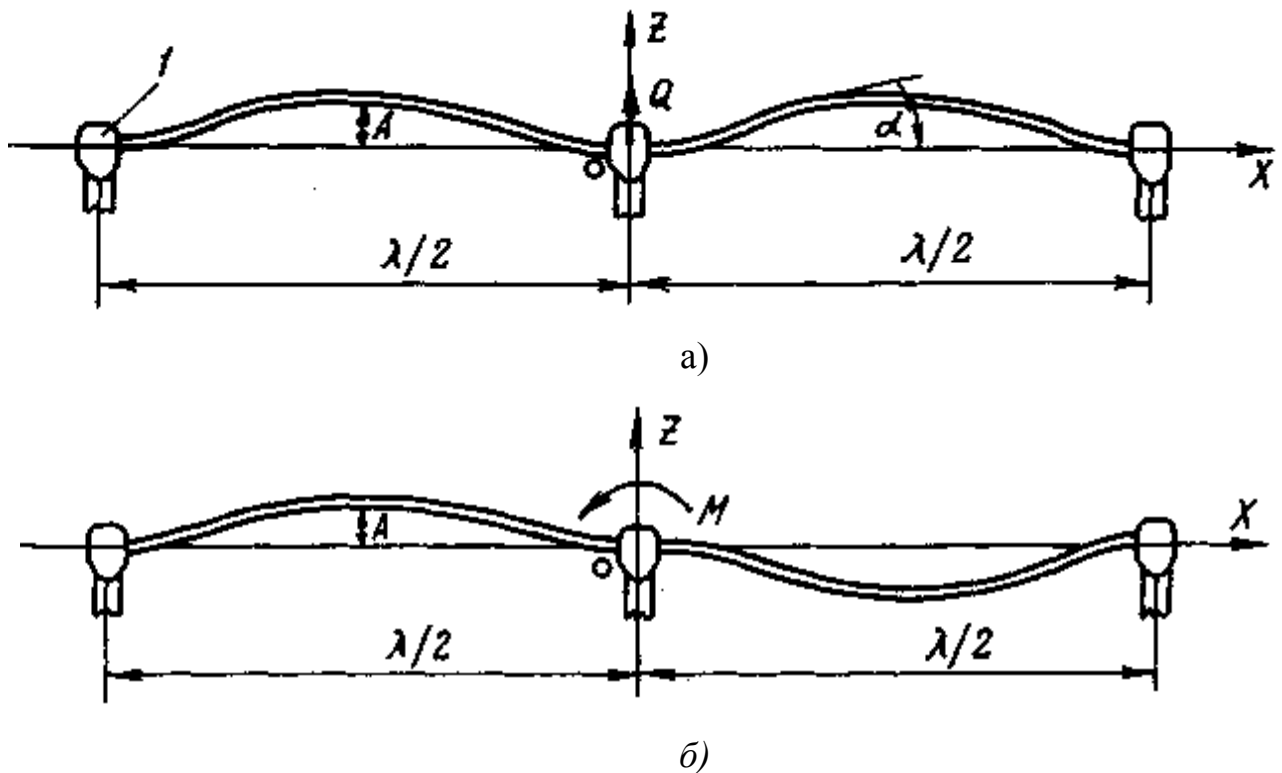


Рисунок 1.12 – Форми субколивань проводу:

а – близьке за фазою в суміжних підпрогонах; б – протилежне за фазою в суміжних підпрогонах; 1 – затискач розпірки; 2 – провід; А – амплітуда коливань у пучності напівхвилі; α – кут відхилення проводу від нейтрального положення в пучності напівхвилі; $\lambda/2$ – довжина напівхвилі коливань.

1.3 Загальні положення щодо ожеледно–вітрових навантажень та їх класифікація

Стихійні явища, що призводять до масових ушкоджень електричних мереж на території України, особливо в її приморських і гірських регіонах, являють собою досить часте явище. Протягом останніх десятиріч в Україні зареєстровано цілий ряд екстремальних кліматичних ситуацій, які призвели до виникнення стихійних явищ з масовим пошкодженням електричних мереж.

За природно-кліматичними умовами визначено стихійні явища, які супроводжуються інтенсивними опалами у вигляді мокрого снігу з переохолодженням дощем, ожеледно-паморозними відкладеннями, тощо.

Розрізняють наступні види ожеледно-паморозевих відкладень, які діють на елементи електричних мереж: кристалічна паморозь, зерниста паморозь, ожеледь і відкладення мокрого снігу. Приклади різного роду відкладень зображено на рис. 1.13. – рис. 1.15.

Кристалічна паморозь являє собою білий осад, що складається із кристалів льоду ніжної тонкої структури. Виникає переважно у разі безхмарного неба, затишся або швидкості вітру, що не перевищує 5 м/с, температури повітря $-10 - -25^{\circ}\text{C}$. Вага кристалічної паморозі на проводах незначна, у разі підвищення швидкості вітру її здуває, тому даний вид відкладення не створює небезпеки для ПЛ.

Зерниста паморозь – це снігоподібний пухкий лід матово-білого кольору, який утворюється з переохолоджених крапель туману й мряки, за температури повітря $-3 - -8^{\circ}\text{C}$ та швидкості вітру до 10 м/с. Розміри та вага зернистої паморозі можуть досягати великих значень. У разі тривалого перебування зернистої паморозі на проводах можливе підвищення швидкості вітру, що часто призводить до руйнування проміжних опор.

Ожеледь – це шар матового або прозорого льоду, що утворюється під час швидкої зміни погоди з переохолоджених крапель туману або мряки або шляхом осадження переохолодженого дощу. Найбільш ймовірна температура утворення ожеледі становить від 0°C до -5°C при швидкості вітру 5 – 10 м/с.



Рисунок 1.13 – Ожеледь на повітряній лінії електропередавання



Рисунок 1.14 – Ожеледь на опорі та проводах повітряних ліній електропередавання



Рисунок 1.15 – Ожеледь на проводах ліній електропередавання

Слід відзначити різний характер природи утворення ожеледі із крапель мряки (туману) та переохолодженого дощу. У першому випадку розміри й вага відкладення істотно залежать від кута між проводом і напрямком вітру – на перпендикулярному проводі навантаження в 4 – 5 разів більше, ніж на паралельному. Ожеледні відкладення від осадження переохолодженого дощу утворюються однаковою мірою на лініях із проводами будь-якої орієнтації, тому руйнування ліній у подібних випадках мають найбільш масовий характер.

Мокрий сніг налипає на проводах ліній електропередавання у разі плюсових температур, близьких до 0°C , під час подальшого зниження температури мокрий сніг замерзає, створюючи щільну муфту. Як і у випадку ожеледі під час переохолодженого дощу, відкладення мокрого снігу практично не залежить від орієнтації ПЛ, швидкість його наростання також порівняно велика.

Характеристики ожеледних відкладень необхідні як під час проектування, так і під час експлуатації пристроїв плавлення. На стадії проектування на

підставі аналізу даних метеостанцій і досвіду експлуатації визначається найбільш часто повторюваний вид відкладення в районі проходження ліній, щільність відкладення й супутні умови – швидкість вітру й температура.

До 2006 року в Україні діяли Правила улаштування електроустановок, що були видані ще за часів СРСР. Тому, значна частина досліджень ожеледних відкладень та боротьби з ними описувалась нормами цього документу. Зокрема, це стосувалося районування території України (як і інших регіонів та країн) за величиною товщини стінки ожеледі.

У [1] змінено принцип визначення нормативних навантажень і відповідно районування території за навантаженнями, а не товщиною стінки ожеледі. Ці параметри взаємно пов'язані, але в основному прийнято описування окремих положень за новим принципом.

Середня повторюваність розрахункових навантажень приймається відповідно до класів безвідмовності, які прийняті такими значеннями:

- ПЛ напругою до 1 кВ – 1 КБ.
- ПЛ напругою від 1 до 35 кВ – 2 КБ.
- ПЛ 110 – 330 кВ - 3 КБ.
- ПЛ 500 – 750 кВ – 4 КБ.

При цьому середній період повторюваності під час розрахунку проводів та тросів ПЛ (розраховуються за допустимими напруженнями, а також розрахунком несучої здатності опор) встановлюється залежно від класу безвідмовності.

В основу методики визначення навантажень від ожеледі прийняті характеристичні значення максимального навантаження. Для визначення розрахункових значень навантаження від ожеледі на проводи і троси враховують реальні розміри проводу (його діаметр) і висоту підвішування проводу чи тросу через відповідні коефіцієнти. Зважаючи на такий алгоритм визначення навантаження, аналіз характеристик ожеледоутворення проводився переважно на проводах ліній напругою 10 кВ, як найбільш близьких до характеристичних і найбільш поширеними по всій території України.

На відміну від навантажень на ПЛ середньої напруги, фактичні значення навантажень на ПЛ 110-750 кВ суттєво відрізняються через те, що висота підвішування значно більша, ніж прийнята як характеристична (10 м), а також через суттєву відмінність розмірів проводів 110-750 кВ.

Зважаючи на викладене, значення навантаження на проводи і троси від ожеледі, згідно Правил [2], визначаються за формулою:

$$G = k \cdot \mu \cdot g , \quad (1.8)$$

де: k – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження ожеледі за висотою; μ - коефіцієнт, який враховує зміну навантаження ожеледі від діаметра проводу (троса), g – розрахункове значення ожеледного навантаження, яке визначається за формулою:

$$g = g_p \cdot \gamma , \quad (1.9)$$

де: g_p – характеристичне значення навантаження від ожеледі; γ - коефіцієнт надійності.

Для проводів ПЛ напругою 220- 330 кВ, діаметр яких становить величину в межах 15-30 м, коефіцієнт μ приймається залежно від розрахункового навантаження g і становить для 2-3 районів за ожеледдю – 1,25 , для 4-5 районів за ожеледдю – 1,15. Для проводів перерізом 500 мм² та більше цей коефіцієнт має значення 1,7 та 1,5 відповідно.

Характеристичні значення кліматичних навантажень обчислюються за середній період повторюваності 50 років. Повітряні лінії напругою 110-330 кВ віднесені до 3 класі безвідмовності (3 КБ) та для них середній період повторюваності щодо розрахунку проводів та тросів становить 15 років, для ПЛ 500-750 кВ – 25 років.

У разі визначення розрахункових навантажень за даними метеостанцій, стінку ожеледі обчислюють згідно даними наведеними в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Визначення стінки ожеледі за навантаженнями

Вага ожеледі, Н/м	8	10	12	15	20	25	30	40	50	60	70	80
Стінка ожеледі, мм	12	15	16	19	22	26	28	34	39	43	47	51

Новими правилами улаштування передбачено, що мінімальні значення перерізів проводів з умов механічної міцності під час проектування (з урахуванням зниження міцності проводів за час їхньої експлуатації) слід вибирати згідно з даними, наведеними у табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Мінімальні значення перерізів проводів з умов механічної міцності під час проектування

Матеріал проводу	Переріз проводів, мм ² , для ПЛ у районах за ожеледдю		
	до 2-го (b<16)	у 3 – 4-му (15<b<20)	у 5-му та вище (більше 28)
алюмінієві і з нетермообробленого алюмінієвого сплаву	70	95	–
з термообробленого алюмінієвого сплаву	50	50	70
сталеалюмінієві	35/6,2	50/8	70/11
сталеві	35	35	35

Для найбільш уживаних проводів ПЛ різної напруги постає висновок, що для ПЛ напругою 110 – 750 кВ даний вид пошкоджень малоімовірний.

У разі необхідності перевірки кліматичних навантажень для повітряних ліній 110 – 750 кВ передбачено визначати розрахункове значення навантаження від дії ожеледі або її дії вітрового тиску під час ожеледі за приведеним значенням відповідного навантаження згідно формул:

- для випадку дії ожеледі за відсутності вітру:

$$G_{mp} = k_1 \cdot \mu_1 \cdot m_g \cdot (1 + B \cdot C_g), \quad (1.10)$$

- для випадку дії вітрового тиску під час ожеледі:

$$G_{mp} = k_g \cdot \mu_g \cdot C_h \cdot C_{rel} \cdot C_{dir} \cdot k_L \cdot L_{vimp} \cdot m_Q \cdot (1 + B \cdot C_Q), \quad (1.11)$$

де: k – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження ожеледі (індекс 1) та дію вітру на елемент (індекс g) від висоти; m_g – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження залежно від діаметра перерізу проводу чи троса; C_h – коефіцієнт збільшення вітрового тиску від висоти; C_{rel} – коефіцієнт рельєфу, C_{dir} – коефіцієнт напрямку, k_1 – коефіцієнт, який враховує вплив довжини

прогону на вітрове навантаження; m і C – відповідні значення математичного очікування і коефіцієнта варіації максимального навантаження за даними спеціального кліматичного довідника.

Розрахунки несучої здатності опор виконуються за першою групою граничних станів (до втрати несучої здатності) або за другою групою граничних станів (до втрати пружного опору), а розрахунки проводів та тросів виконуються за допустимим напруженням та руйнівним навантаженням.

Окрім даних щодо виду відкладення для оцінки ефективності застосування засобів видалення ожеледі необхідно знати такі характеристики, як найбільші значення товщини стінок ожеледі та їхня ймовірність, тривалість наростання та тривалість збереження відкладень на проводах ПЛ, умови формування вітрових навантажень, інтенсивність ожеледоутворення й інше.

1.4 Аналіз пошкодженості опор та проводів ПЛ внаслідок дії ожеледно-вітрових навантажень

Відкладення ожеледі на проводах і тросах небезпечні для нормальної експлуатації ПЛ, особливо відкладення ожеледі на ПЛ у сукупності з вітром, що може зумовити:

- витяжку проводів, що призводить до порушення габаритів та недопустимому зближенню проводів між собою і з тросами;
- підвищену вібрацію чи галопування проводів і грозозахисних тросів;
- обривання проводів (тросів);
- руйнування опор внаслідок обривання проводів (переважно на лініях зі штировими ізоляторами);
- руйнування опор внаслідок сукупної дії ожеледі та вітру;
- перекриття ізоляції проводів і тросів під час танення ожеледі або внаслідок галопування проводів.

Аналіз аварій на лініях електропередавання показує, що головними причинами їх є: дія на лінії електропередавання наднормативних навантажень (ожеледних, вітрових та їх поєднання); невідповідність міцності

конструктивних елементів діючим навантаженням; невідповідність прийнятій методиці розрахунку фактичним умовам роботи лінії; низька якість виготовлення конструкцій або будівельно-монтажних робіт; незадовільна експлуатація ліній електропередавання.

В основному, ожеледі аварії починаються з обриву проводів або висмикування стійок складних опор з землі. У подальшому аварія може розвиватись так, що трапляються пошкодження проміжних опор вздовж лінії або під кутом до осі до 30° . Ці аварії викликані відкладенням ожеледі на проводах в умовах вітру за швидкості до 5 – 6 м/с. Обрив проводу або висмикування стійки складної опори (пошкодження кріплення окремих лап стійки опори або зрив анкерного болтового кріплення до фундаменту) викликає однобічне тяжіння вздовж лінії. Таке тяжіння проводів вздовж лінії за наявності на них ожеледного відкладення в більшості випадків призводить до руйнування опор майже на всьому анкерному прогоні.

Для ПЛ середньої напруги (10 – 35 кВ) за нині діючих способів кріплення проводів до штирового ізолятора у разі наявності ожеледного відкладення провід вздовж ліній не прослизає. Як приклад, див. рис. 1.16, де залишилася лише анкерно-кутова опора, а всі проміжні опори через обрив проводу пошкоджені з падінням вздовж траси ПЛ. В такій же ситуації для ПЛ 330 кВ (рис. 1.17) опора лише частково пошкоджена, а проводи не обірвані, але пошкоджені.

Аварія може початися як від зламу опори у напрямі дії вітрового навантаження, а також від марки проводу, механічної міцності опори, довжини прогону між опорами, стріли провисання і цілої низки інших факторів, які сприяють появі та розвитку аварій.

Ожеледно-вітрові навантаження на повітряні лінії електропередавання в цілому призводять до таких основних видів ушкоджень: обривам проводів, руйнування опор, зхлестуванню й перепалюванню проводів. Обриви проводів відбуваються внаслідок великих вагових навантажень та однобічного тяжіння, що викликає пошкодження та падіння опор вздовж лінії (рис. 1.18, рис. 1.19.).



Рисунок 1.16 – Частково уціліла проміжна опора з обривом
проводів ПЛ 330 кВ

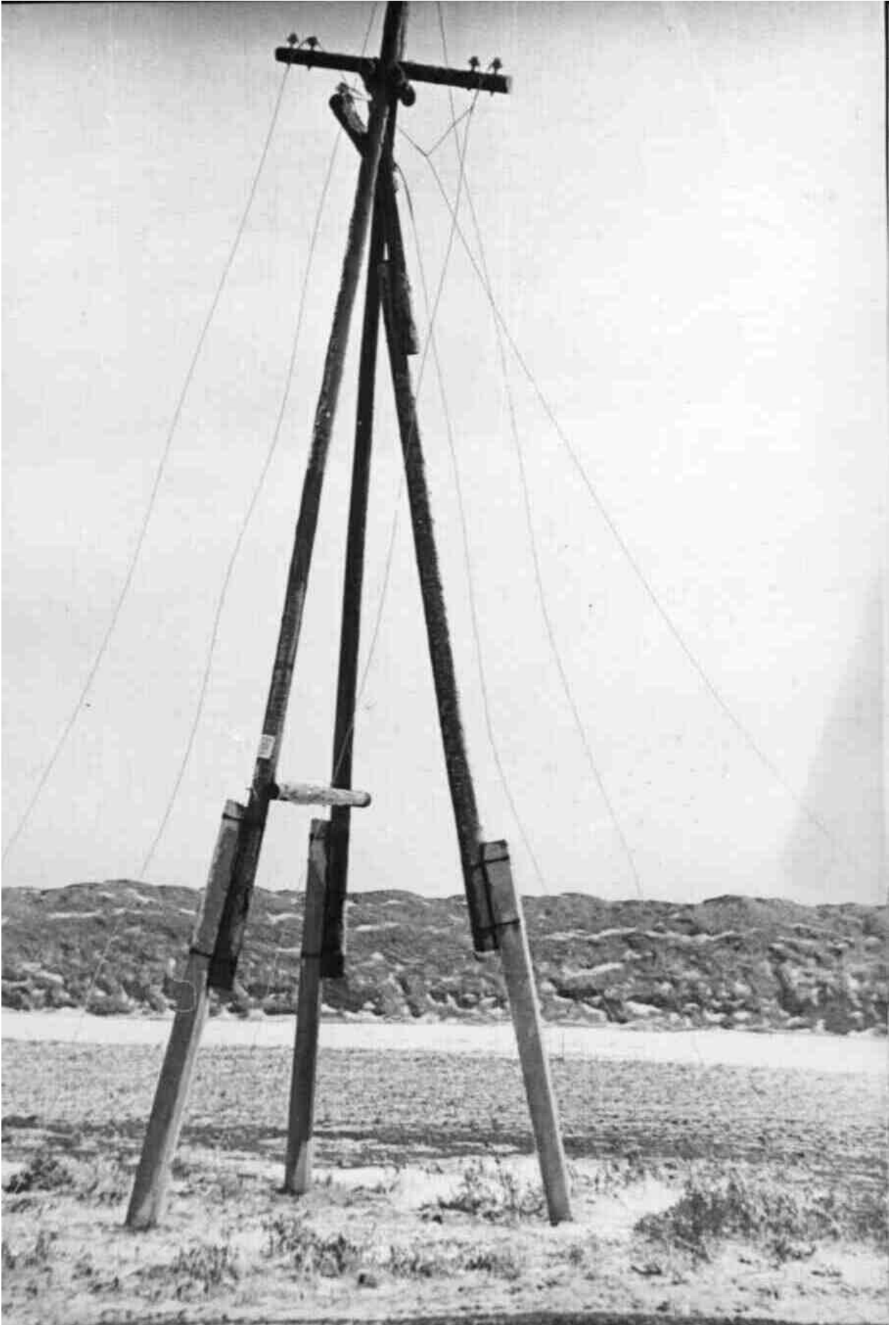


Рисунок 1.17 – Частково уціліла анкерно-кутова опора з обривом проводів



Рисунок 1.18 – Пошкодження металеві опори ПЛ 330 кВ



Рисунок 1.19 – Пошкодження проміжних опор ПЛ 330 кВ

У разі застосування проводів значного перерізу та міцних проводів зі сталевим осердям (характерно для ПЛ 110-750 кВ) здебільшого обривання проводів не відбувається. Щодо складних опор, то вони можуть руйнуватись лише за умов підвішування проводів значної міцності (АС-120 та більше). У разі правильного закріплення складних опор у ґрунті, враховуючи, до того ж його промерзання, ймовірність пошкодження складних опор стає незначною.

Також спостерігались аварії, викликані незначними ожеледно-вітровими навантаженнями на лініях, які раніше піддавались впливам галоупування або значної вібрації проводів, внаслідок чого були послаблені місця кріплення проводів до ізоляторів або перетирались окремі дроти проводу.

Варто звернути увагу, що окрім аварій, головним чином спричинених дією кліматичних факторів, під час аналізу аварій зазначались причини та недоліки, що сприяли виникненню аварії, а саме:

- недоліки виготовлення металевих, залізобетонних або дерев'яних конструкцій;
- недоліки монтажу ліній;
- неточності кліматичного районування;
- недостатнє заглиблення опорних конструкцій у ґрунт;
- підвищене розташування траверс на опорах;
- неякісне зварювання елементів траверс;
- погане ущільнення зворотного засипання під час встановлення опорних конструкцій;
- дефекти гірлянд ізоляторів та елементів кріплення проводу;
- перетяжка проводів;
- завищення прогонів між опорами, тощо.

Неточності кліматичного районування практично були виключені після складання регіональних карт кліматичних навантажень у 80-90 роках минулого століття. Після випуску нової редакції ПУЕ ці карти потребують відповідного коригування у частині відповідності новій градації районування за розрахунковим навантаженням та уточнення меж районів за характеристичним значенням ожеледі.

Висновки до розділу 1

Виконаний аналіз виникнення та розвитку галопування проводів ПЛ показує, що явище галопування проводів вимагає проведення досліджень явища на всіх етапах його розвитку, уточнення теорії галопування проводів з проведенням експериментальних досліджень для розробки конструктивних рішень щодо захисту повітряних ліній електропередавання від галопування.

Також, необхідним є уточнення вже відомих як теоретичних, так і практичних методів опису явища галопування, з використанням оновлених моделей коливань проводу та визначення усіх можливих реакцій проводу на такі впливи.

На основі експериментів та теоретичних обґрунтувань необхідне створення нових моделей коливань проводу в прогонах.

2 МОДЕЛЮВАННЯ КОЛИВАНЬ ПРОВОДІВ ПЛ З УРАХУВАННЯМ ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1 Загальний опис досліджуваного проводу

Експлуатаційна надійність систем передавання електричної енергії значною мірою визначається надійністю роботи одного з основних її елементів – повітряних ліній електропередачі (ПЛ). Проводи ліній електропередачі незалежно від класу номінальної напруги в тій чи іншій мірі схильні до коливань, викликаних дією вітру. Дані коливання в основному є причиною механічних пошкоджень (пошкодження проводу, лінійної арматури, систем підвісу, тощо) та електричних аварій (короткі замикання, тощо), тобто являються причиною істотного зменшення експлуатаційної надійності ПЛ.

Додатковим чинником виникнення складних коливань проводів ПЛ з різною частотою та амплітудою є налипання ожеледі, форма якої досить часто не є ідеально циліндричною та істотно впливає на зміну коливального процесу.

Коливання проводів, що перебувають під дією вітру виникають як за відсутності, так і у випадку наявності ожеледних відкладень, та описуються діаграмами дії сил вітрового тиску (рис. 2.1).

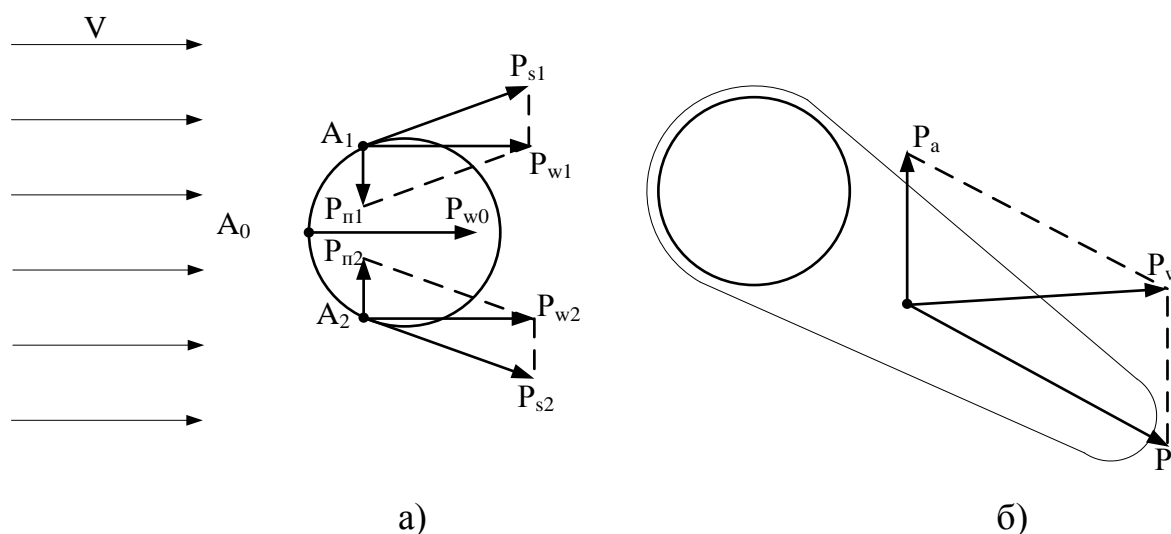


Рисунок 2.1 – Діаграми дії сил вітрового тиску, що спричиняють коливання проводу ПЛ: а) провід без ожеледі; б) провід з ожеледдю несиметричної форми.

За відсутності ожеледі на проводі ПЛ, до кожної точки проводу прикладена сила тиску вітру P_w , яка має дві складових – вертикальну та повздовжню. З аналізу наведеної діаграми можна дійти висновку, що у разі рівномірного тиску вітру на провід без ожеледі вертикальні складові сил практично компенсують одна одну, а складові по дотичній будуть сприяти обтіканню проводу потоком повітря. Набагато складніша ситуація буде спостерігатися у разі налипання на провід ПЛ ожеледі, особливо несиметричної форми.

Розрізняють такі види ожеледно-паморозевих відкладень:

- Кристалічна паморозь – білий осад, що складається із кристалів льоду ніжної тонкої структури;
- Зерниста паморозь – снігоподібний пухкий лід матового білого кольору, що утворюється з переохолоджених крапель туману та мряки.
- Ожеледь – осад шарматового або прозорого льоду, що утворюється під час швидкої зміни погоди з переохолодженням крапель туману чи мряки або шляхом осадження переохолодженого дощу.

Найхарактерніші форми ожеледно-паморозевих відкладень та загальний вигляд проводу з ожеледдю несиметричної форми показано на рис. 2.2 та рис. 2.3.

Пошкодження проводу, спричинені коливаннями, зазвичай відбуваються в місцях його закріплення або в місцях підвіски на проводі пристроїв зі значною масою, де умови роботи проводу за вібрації особливо несприятливі, і можуть виявлятися в частковому зношуванні поверхні проводу або в послідовному зломі окремих дротів. Зі збільшенням кількості обірваних дротів напруга в дротах, що залишилися непошкодженими, зростає, руйнування набуває зростаючого характеру, поки не відбувається повний обрив проводу.

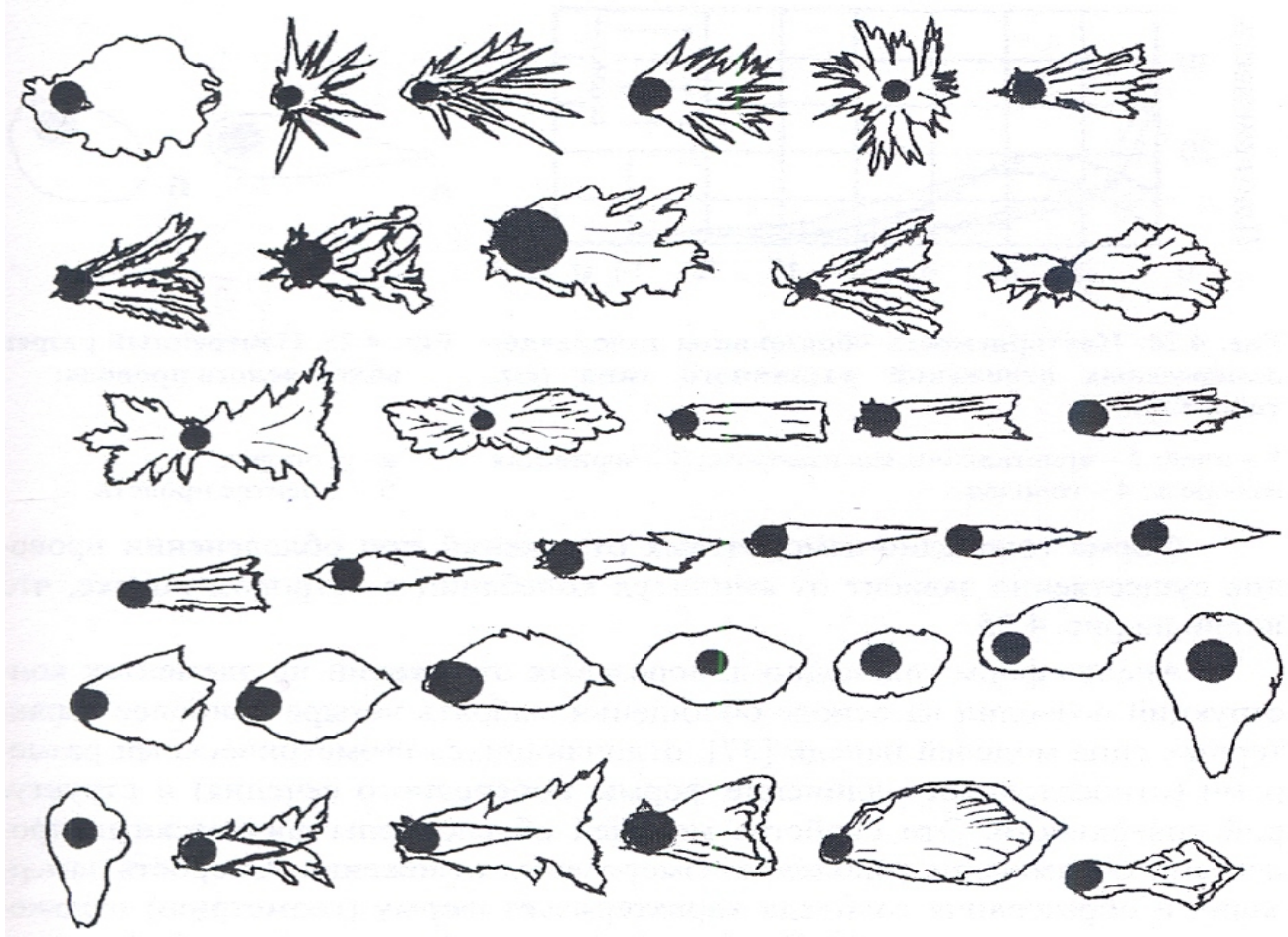


Рисунок 2.2 – Найхарактерніші форми ожеледно-паморозевих відкладень на провіді ПЛ

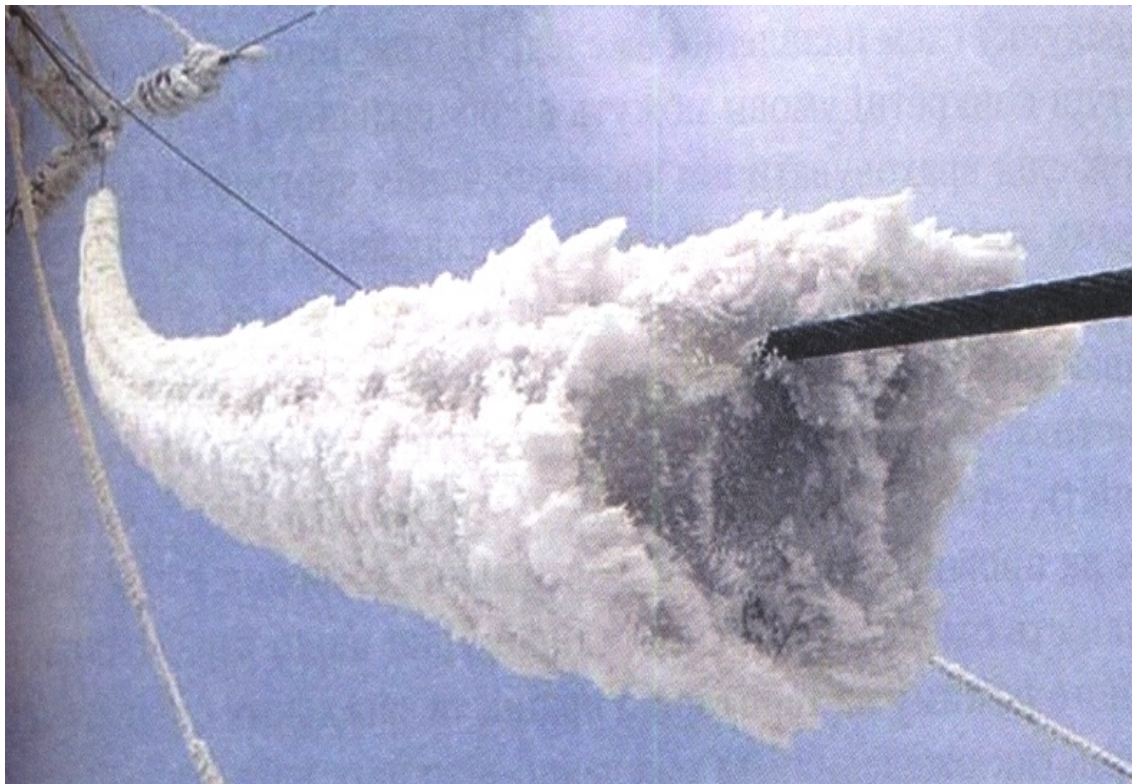


Рисунок 2.3 – Загальний вигляд проводу ПЛ з ожеледдю несиметричної форми

В даній магістерській роботі моделювання виконувалося на моделі проводу АС-70, який є одним з найбільш використовуваним проводом в електричних мережах ОЕС України.

Згідно ГОСТ 839-80, провід АС-70 представляє собою конструкцію з шести скручених алюмінієвих проволоку $\varnothing 3,8$ мм кожна навколо сталюого сердечника $\varnothing 3,8$ мм. Металічний сердечник, в залежності від конструкції проводу, найчастіше виготовляється однодротовим.

Технічні характеристики та загальний вигляд проводу АС-70/11 наведено в табл. 2.1 та на рис. 2.4.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики проводу АС-70/11.

Характеристика алюмінієвої частини	
Число Al дротів, шт	6
Номинальний діаметр дротів, мм	3,8
Число повивів, шт	1
Характеристика сталюого сердечника	
Число сталюих проволоку, шт	1
Номинальний діаметр дроту, мм	3,8
Загальні параметри проводу	
Переріз, мм ²	68/11,3
Діаметр проводу, мм	11,4
Сила розриву, Н	24130
Погонна маса, кг/км	276
Температура зовнішнього середовища при експлуатації, °С	-60°С до +50°С

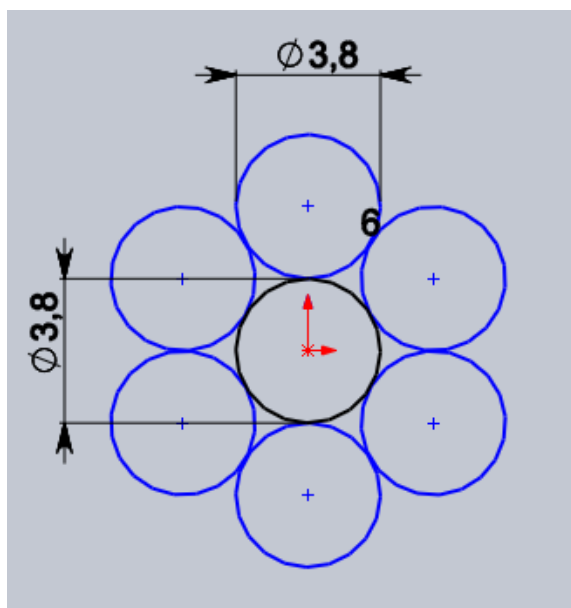


Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд проводу АС-70

2.2 Моделювання коливань проводу ПЛ в програмному комплексі SolidWorks

Програмний пакет SolidWorks – потужний інженерний та дослідницький інструмент, за допомогою відповідних бібліотек якого можна створювати складні динамічні багатовекторні моделі розподілення в часі та просторі багатьох параметрів. Вбудована програма візуалізації дозволяє відслідковувати динаміку зміни контрольованих параметрів та організувати варіативне моделювання для об'єктів, які відрізняються технічними характеристиками (наприклад, геометричні характеристики та просторове положення проводів ПЛ, які перебувають під дією вітру та ожеледних навантажень).

Моделювання процесу починається з перенесення основи проводу в програмний комплекс SolidWorks. Оскільки в процесі моделювання цікавить лише обтікання проводу потоком повітря, всі лишні компоненти (а саме, внутрішні порожнини проводу) було відкинуто. Основу проводу АС-70 змодельовану в програмному комплексі показано на рис. 2.5.

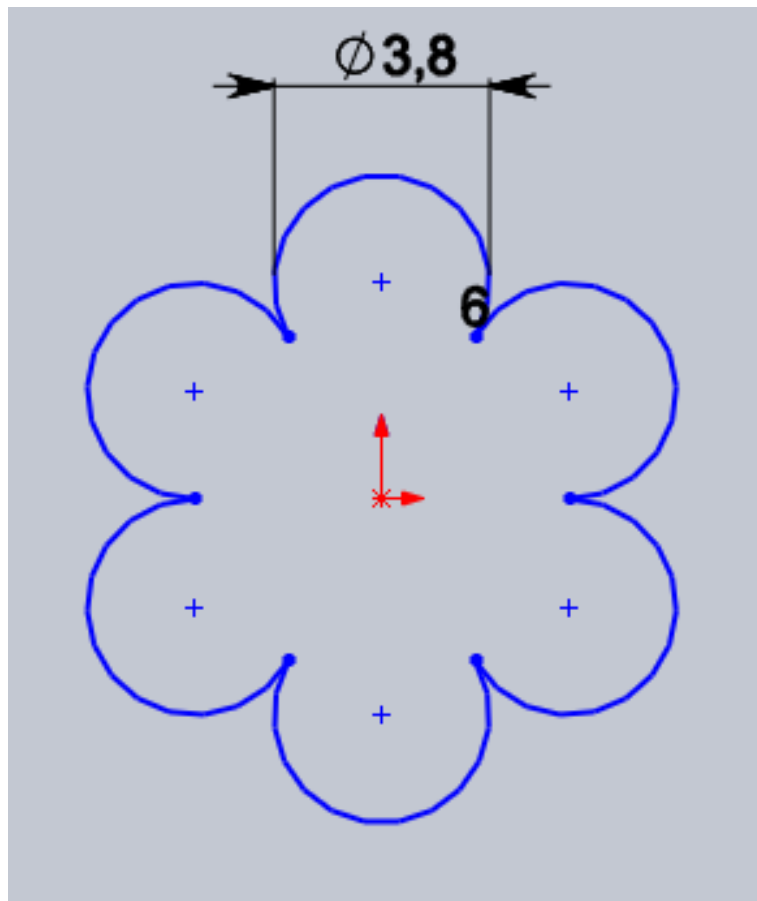


Рисунок 2.5 – Основа проводу АС-70 в програмному комплексі

Використовуючи команду "Вытянутая бобышка" створюємо фрагмент провідника (рис. 2.6.), який в подальшому буде обтікаться повітрям та моделювати процес впливу вітру на провід без ожеледних відкладень. Зовнішній вигляд фрагменту проводу, довжиною 500 мм, показано на рис. 2.7.

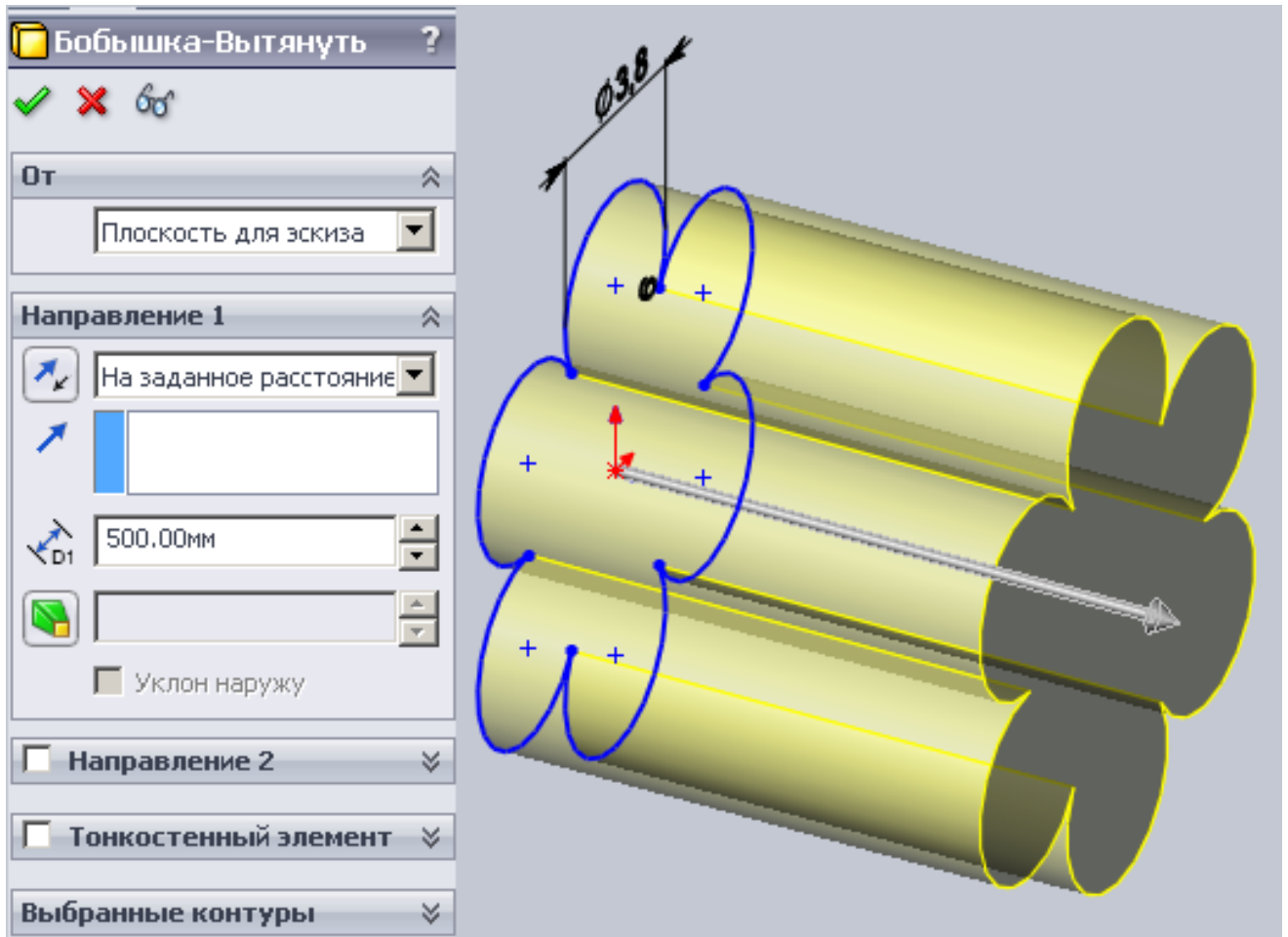


Рисунок 2.6 – Процесс створення фрагменту проводу

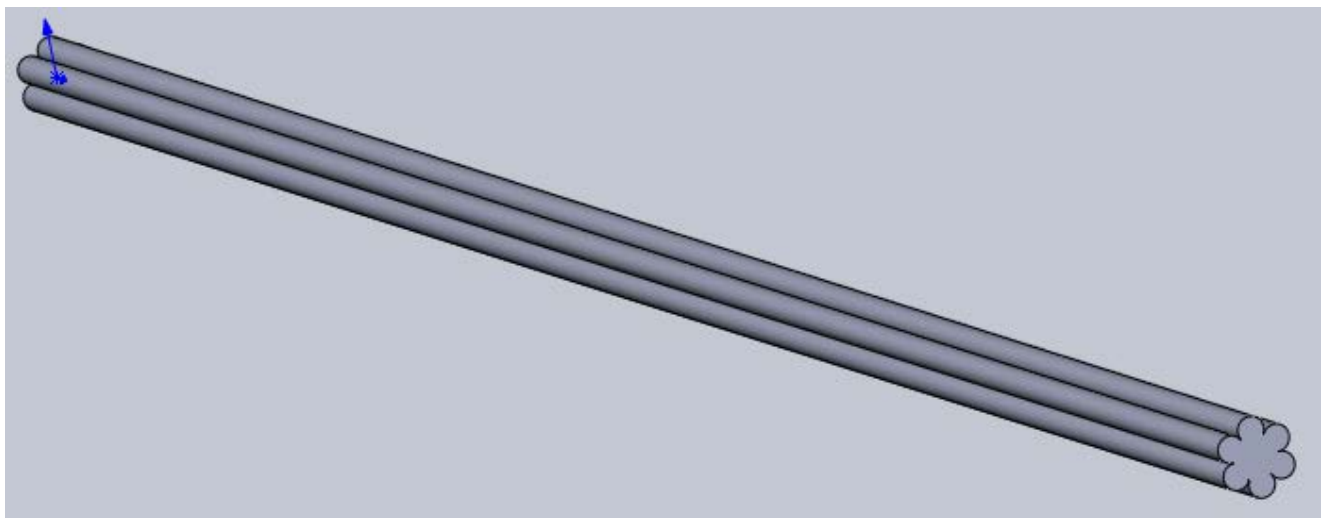


Рисунок 2.7 – Готовий фрагмент проводу АС-70

Переходячи безпосередньо до моделювання, задаємо в базових умовах програмного комплексу тип робочої площини. Оскільки мова йде про обтікання робочою площиною фрагменту проводу, вибираємо тип аналізу "Наружный" (англ. "External"). Теплопровідність середовища, випромінювання, зміна в часі, врахування гравітації та наявність областей з компонентами, що обертаються, не враховуються в зв'язку з їх відсутністю (рис. 2.8).

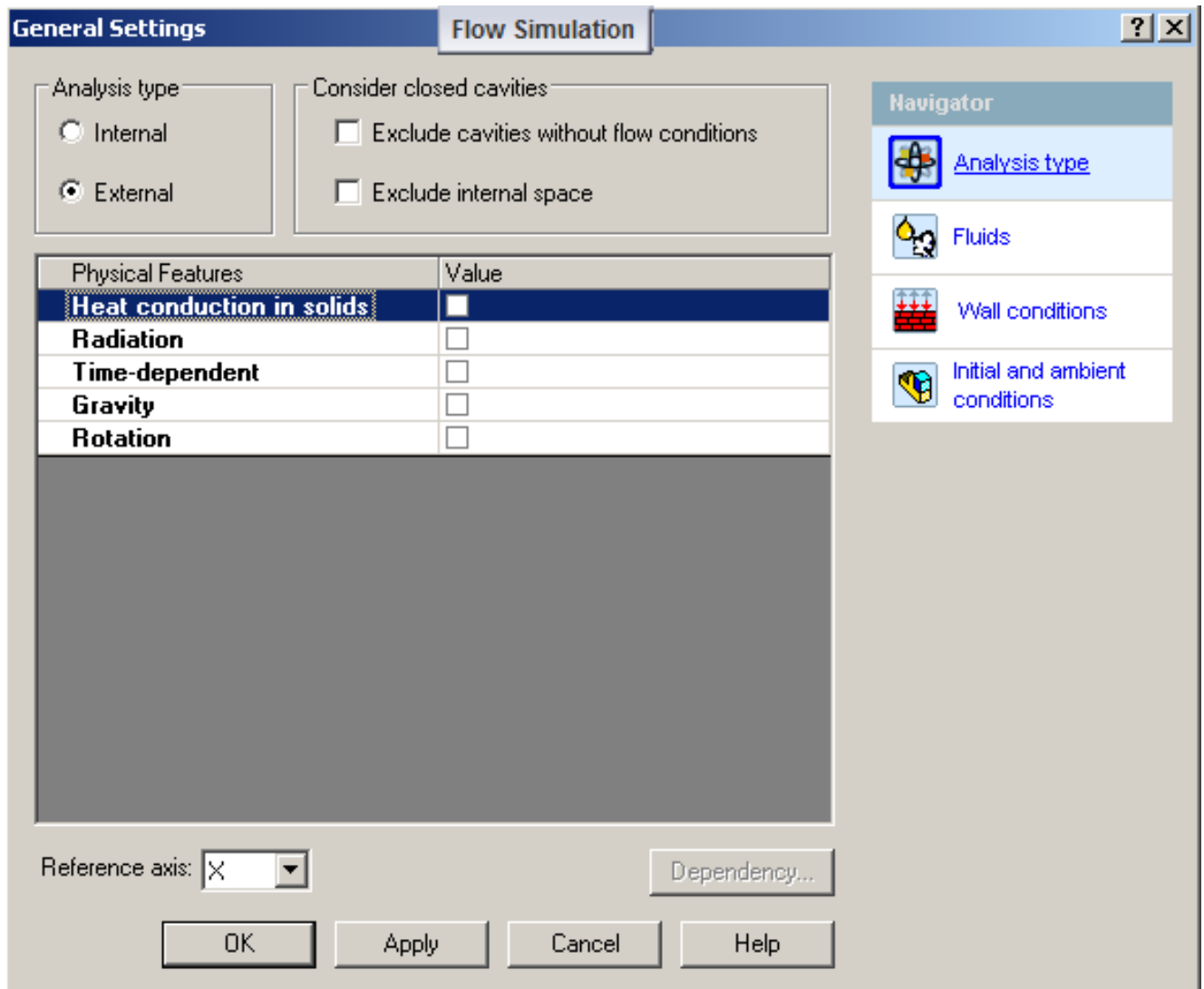


Рисунок 2.8 – Запуск процесу моделювання та вибір початкових умов

Далі вибираємо вікно "Текущие среды" (англ. "Fluids"). Серед переліку середовищ найбільш доцільним для моделювання є середовище "Газы". В списку газів обираємо середовище "Воздух" і додаємо його в проект (рис. 2.9). Вибираємо вікно "Начальные и внешние условия" (англ. "Initial and ambient conditions"), в я кому нас цікавить вибір напрямку (вздовж однієї з осей) та швидкість повітря, як проілюстровано на рис. 2.10.

Далі, готовий фрагмент проводу розміщується в робочій площині (область обчислення), яка має форму паралелепіпеда. На фрагменті проводу закріплені дві площини та координатні осі X-Y-Z. Потік повітря в робочій площині буде направлений вздовж осі Z, але в протилежному напрямку, що вказаний на рис. 2.11.

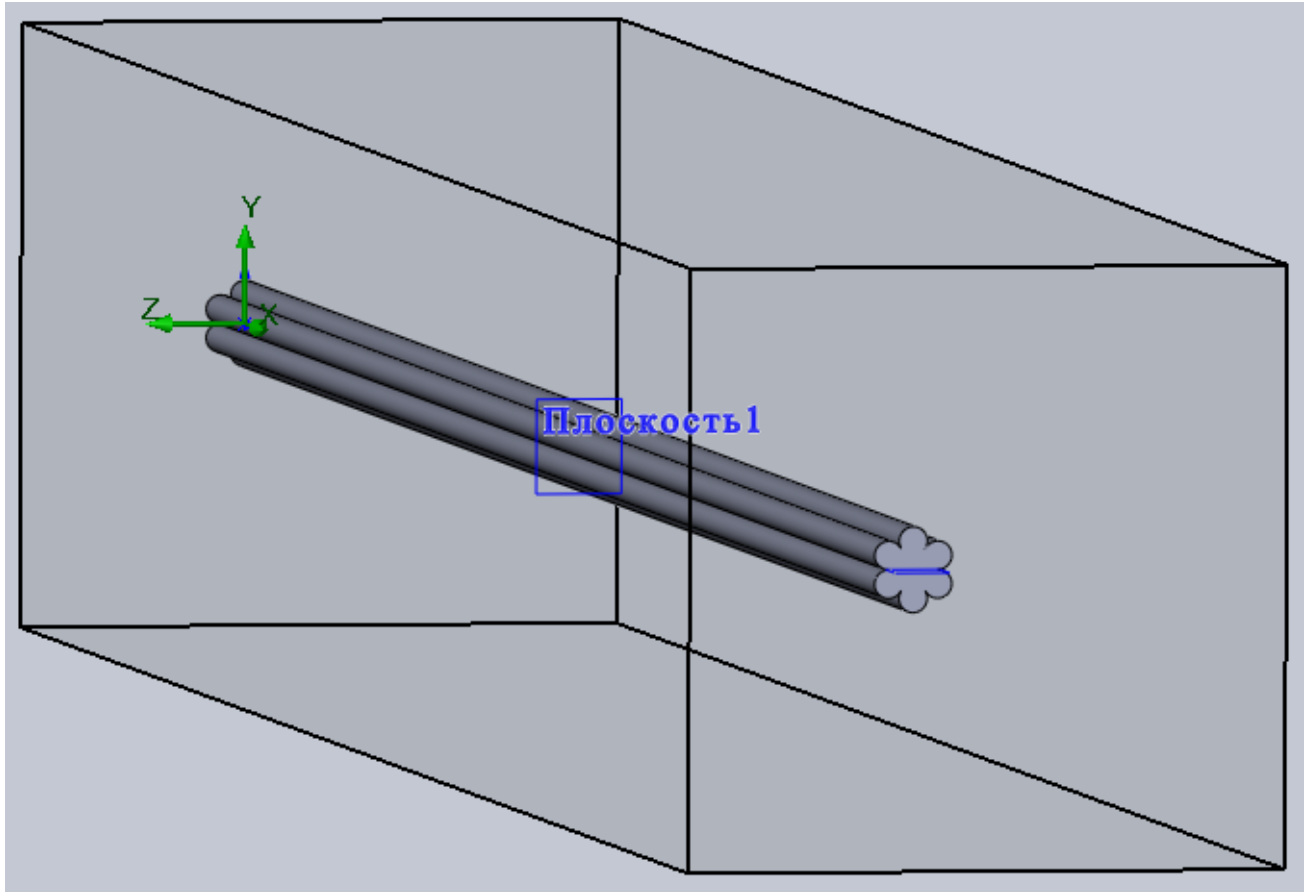


Рисунок 2.11 – Фрагмент проводу в робочому середовищі

Далі, проводимо безпосередньо моделювання направленою потоку повітря в робочому середовищі, в якому знаходиться фрагмент проводу, зі швидкістю 25 та 50 м/с (рис. 2.12, рис. 2.13 та рис. 2.14).

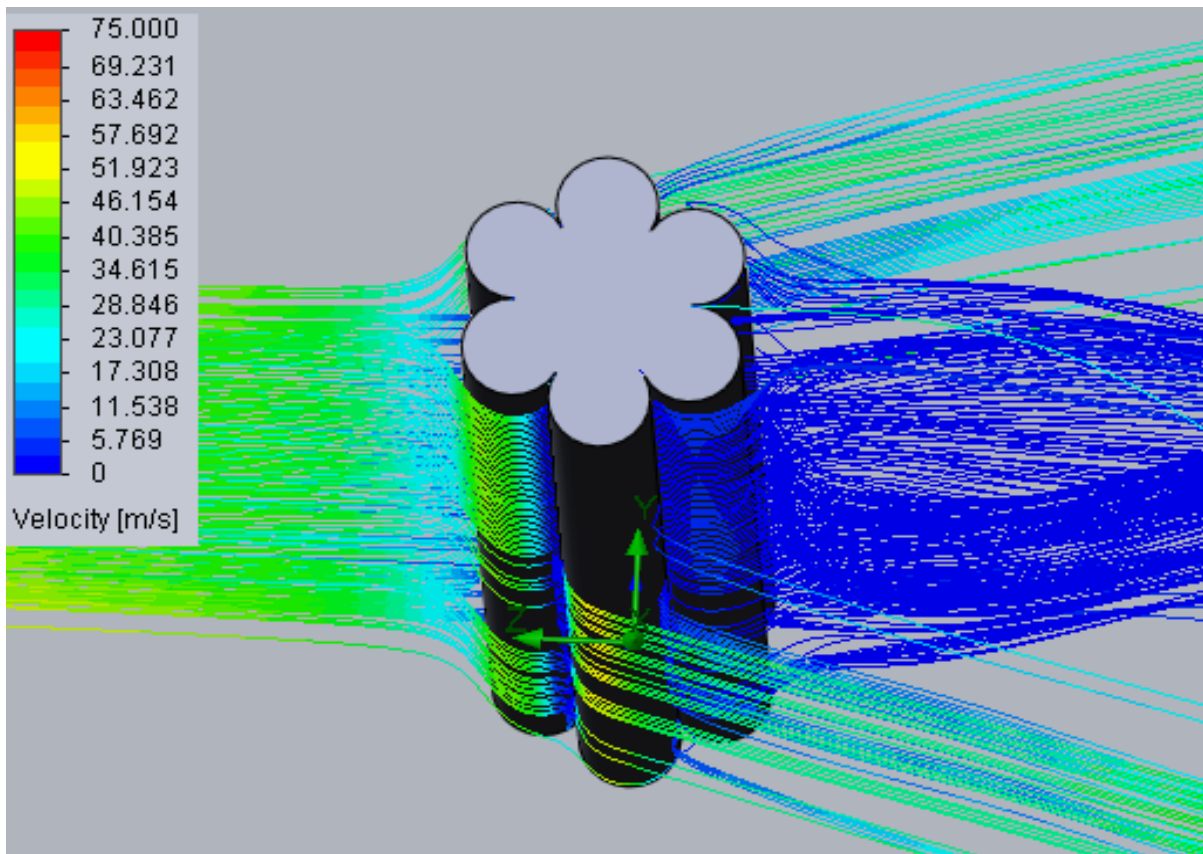


Рисунок 2.12 – Моделювання впливу вітрового потоку швидкістю 25 м/с на фрагмент проводу без ожеледно-паморозевих відкладень

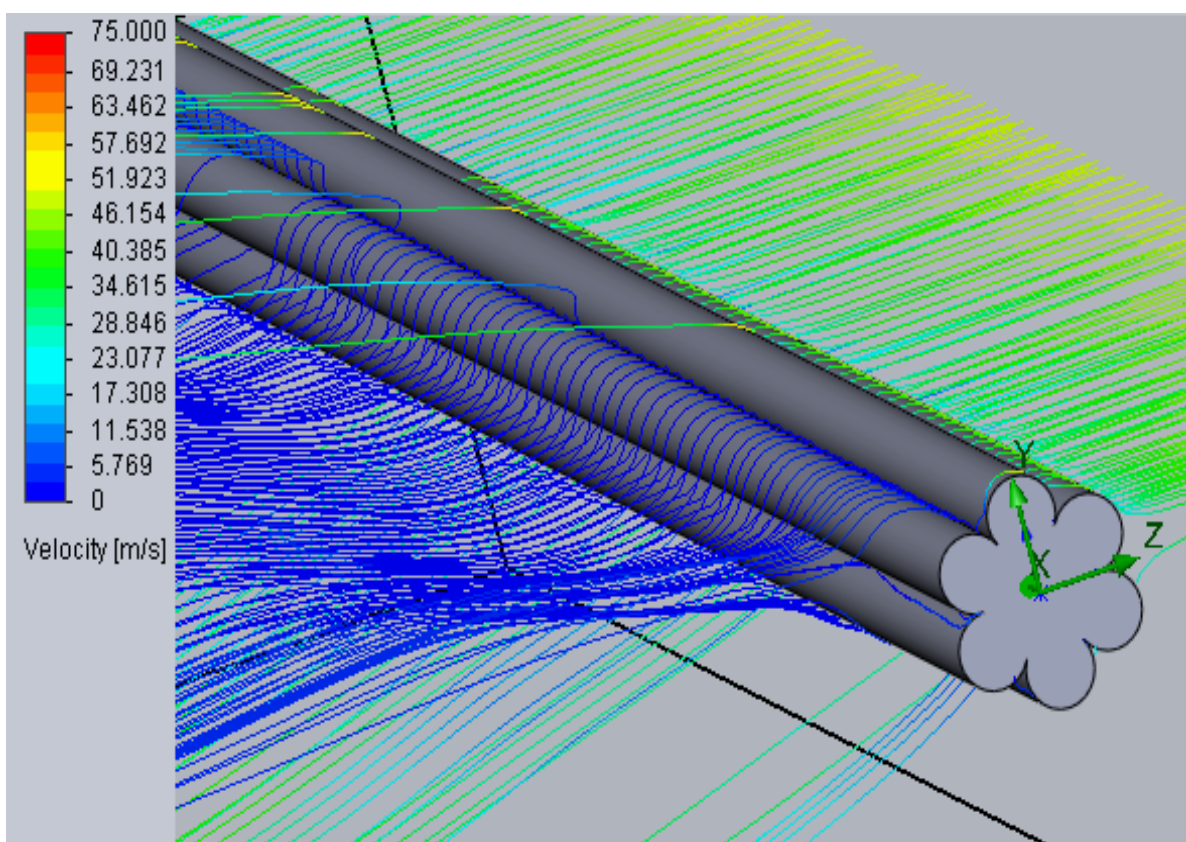


Рисунок 2.13 – Моделювання впливу вітрового потоку швидкістю 25 м/с на фрагмент проводу без ожеледно-паморозевих відкладень

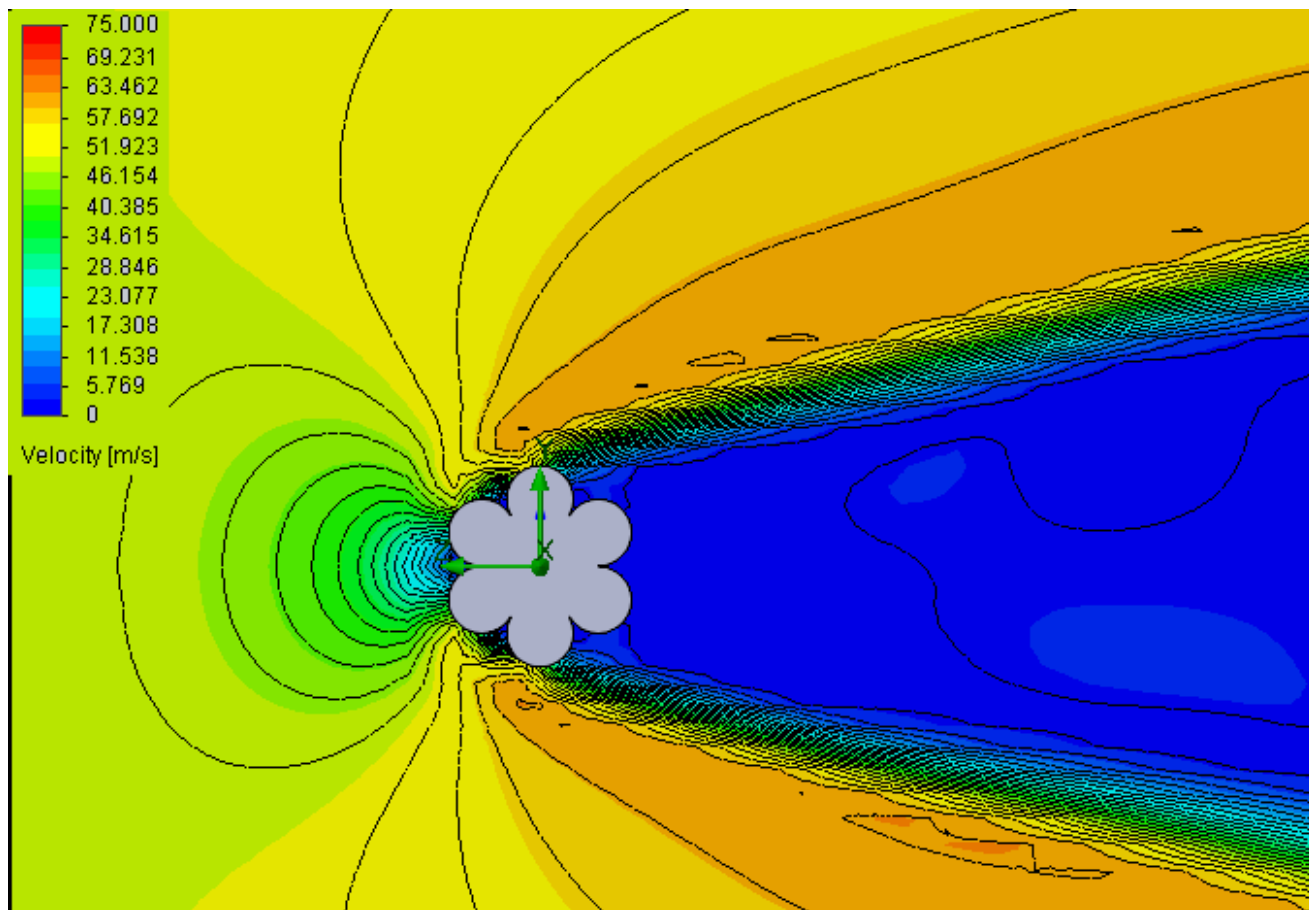


Рисунок 2.14 – Загальний вигляд розподілення потоків повітря за швидкостями

2.3 Моделювання коливань проводу ПЛ з ожеледно-паморозевими відкладеннями в програмному комплексі SolidWorks

Моделювання коливань проводу ПЛ з ожеледно-паморозевими відкладеннями починається зі створення фрагменту проводу, як було показано в параграфі 2 розділу 2. Далі, на відстані рівній 5-ти кратному діаметру дроту ($5 \cdot 3,8 \text{ мм} = 19 \sim 20 \text{ мм}$) від центра основи, по осі, що проходить через центр нижнього дроту, було відкладено закінчення орієнтовного крила ожеледного відкладення. Радіус закруглення приймаємо рівній радіусу дротів проводу АС-70. Після чого, об'єднуємо фігури в замкнуту (рис. 2.15). Після відсікання всіх внутрішніх порожнин основи, отримуємо переріз проводу з відкладанням ожеледі криловидної форми (рис. 2.16).

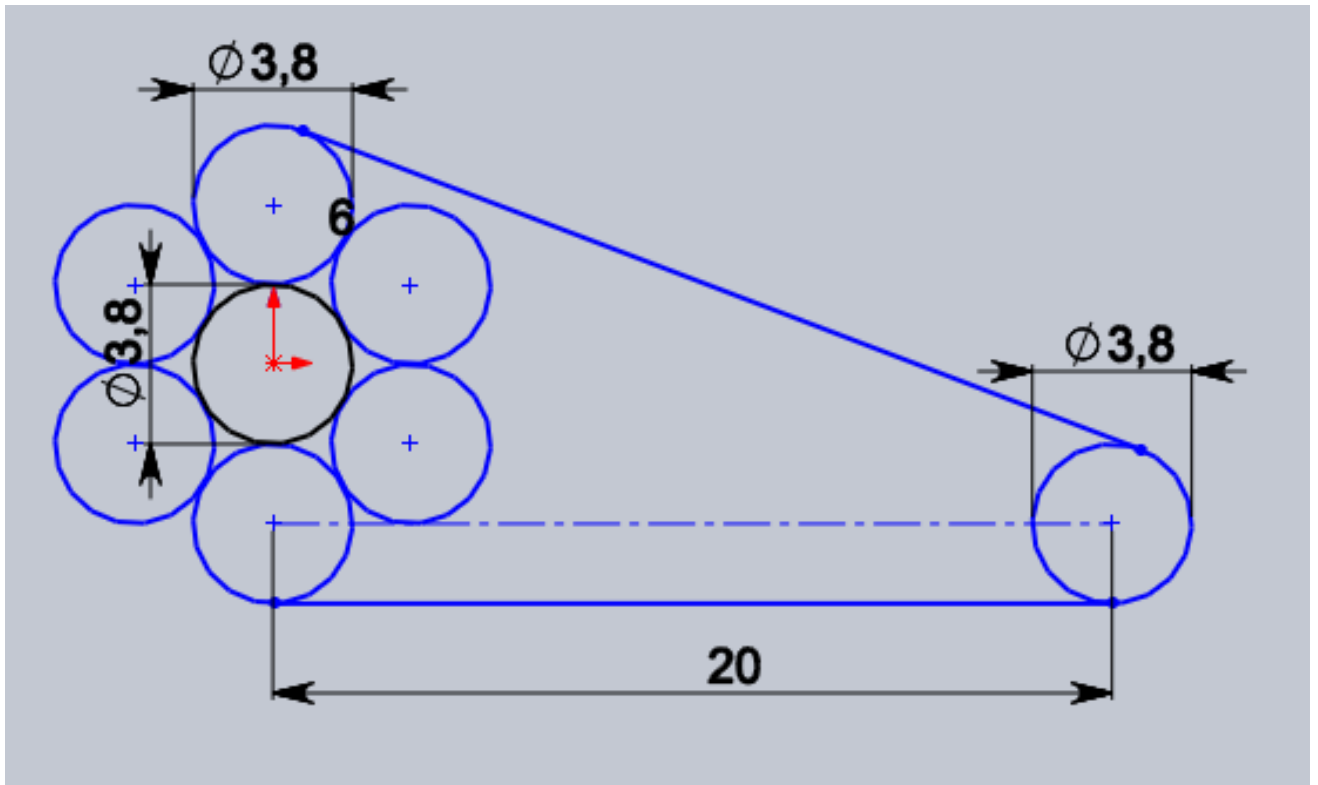


Рисунок 2.15 – Створення фрагменту проводу з ожеледним відкладенням

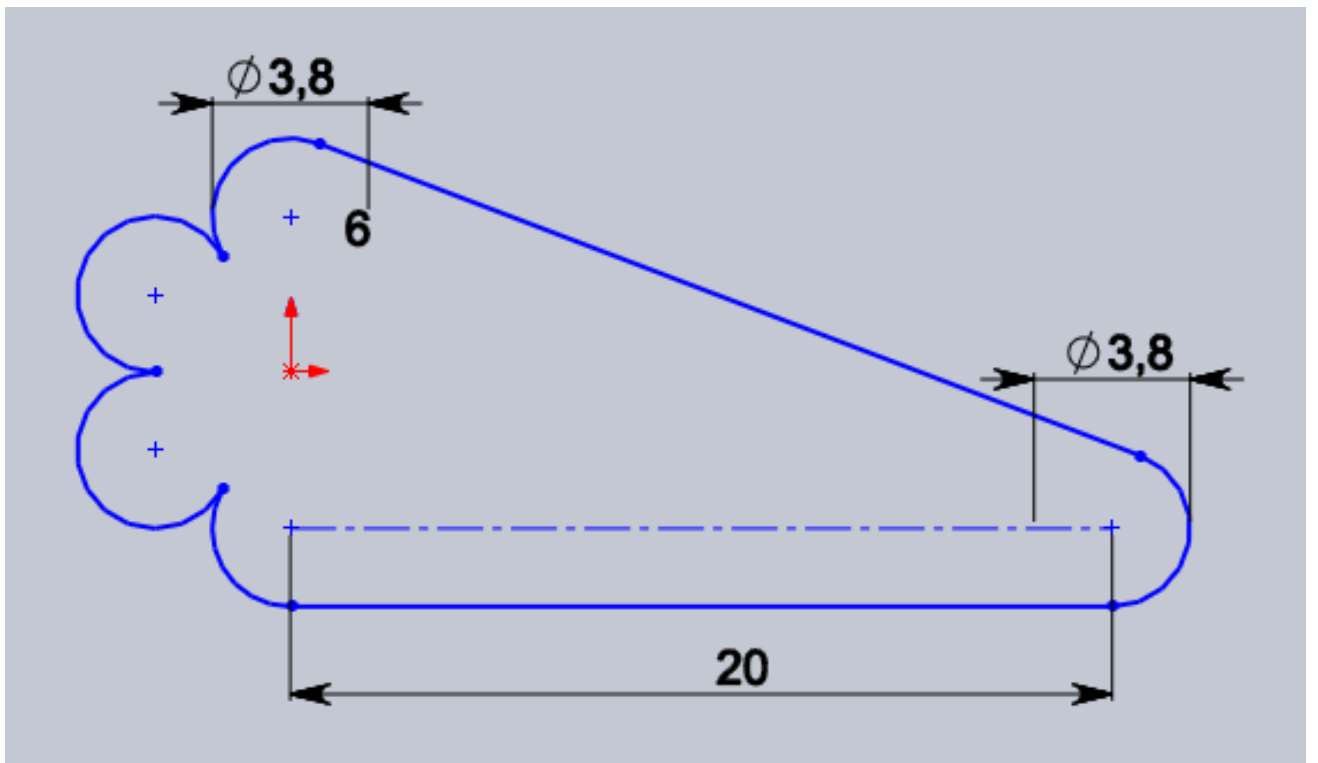


Рисунок 2.16 – Переріз майбутнього фрагменту проводу з ожеледним відкладенням

Далі, використовуючи команду "Вытянутая бобышка" створюємо фрагмент провідника (рис. 2.17.), який в подальшому буде обтікати повітрям та моделювати процес впливу вітру на провід з ожеледним відкладенням, довжиною 500 мм (рис. 2.18).

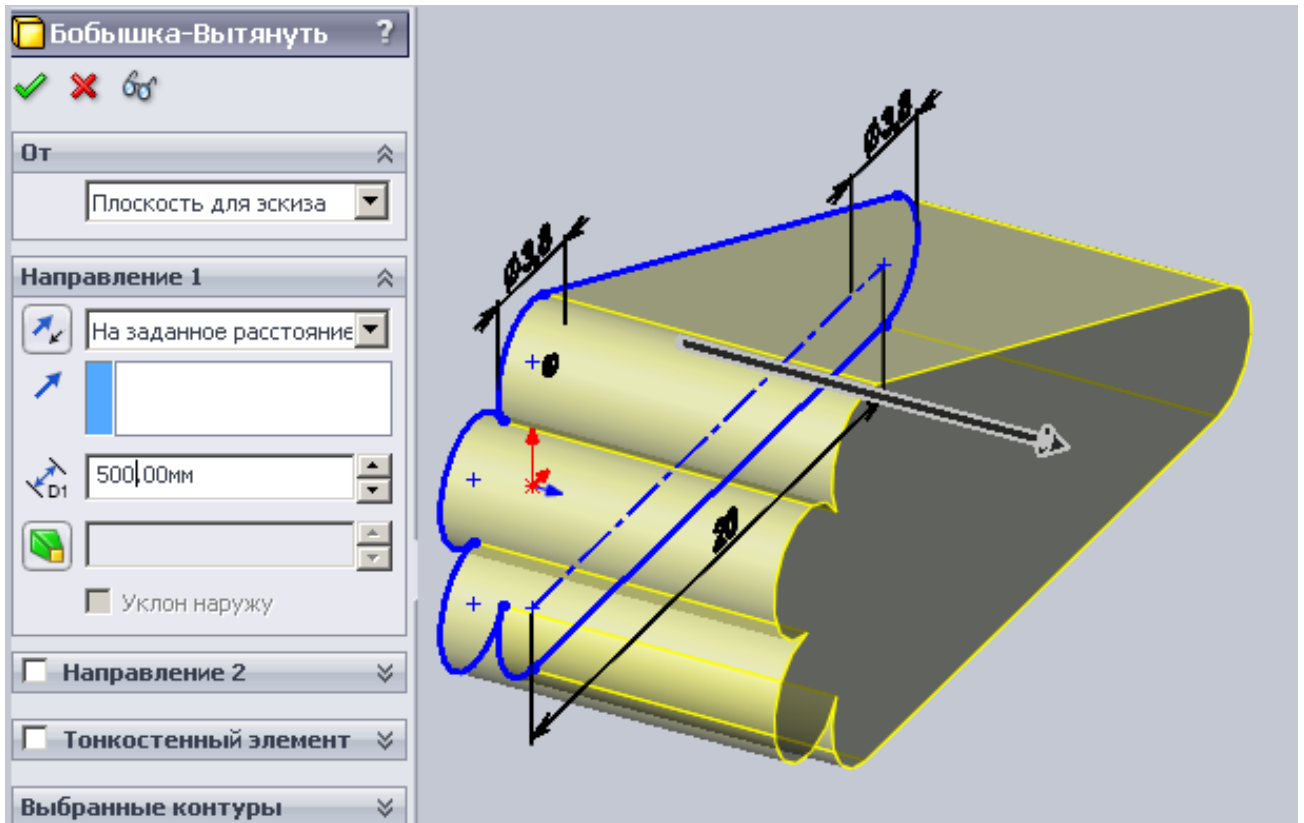


Рисунок 2.17 – Створення фрагменту провіді з відкладенням ожеледі

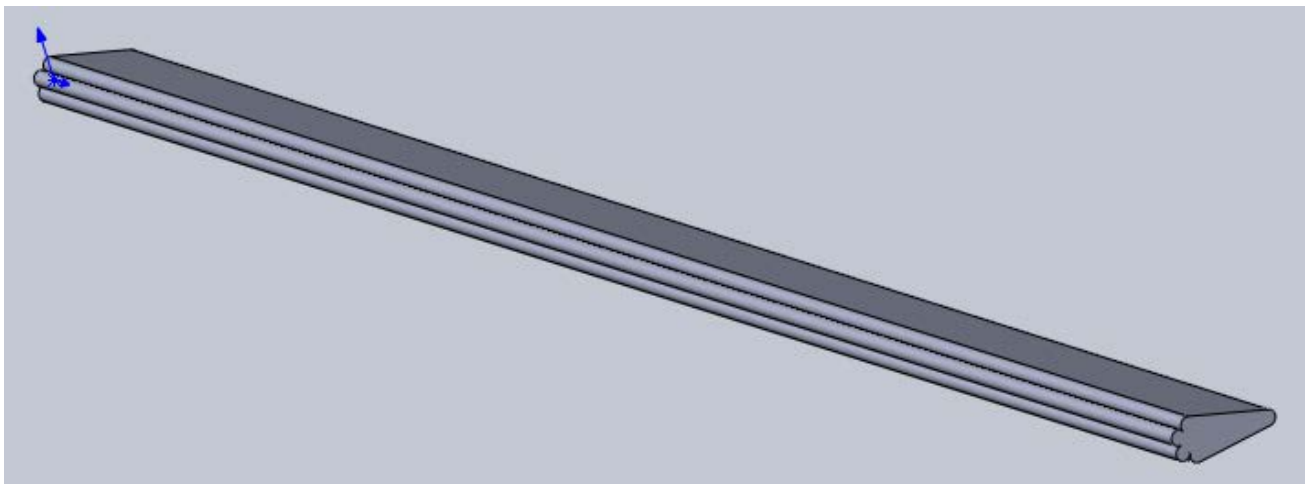


Рисунок 2.17 – Фрагмент проводу з відкладенням ожеледі криловидної форми

Далі переходимо безпосередньо до моделювання процесу обтікання вітровими потоками проводу з ожеледним відкладенням крилоподібної форми (рис. 2.18, рис. 2.19 та рис. 2.20).

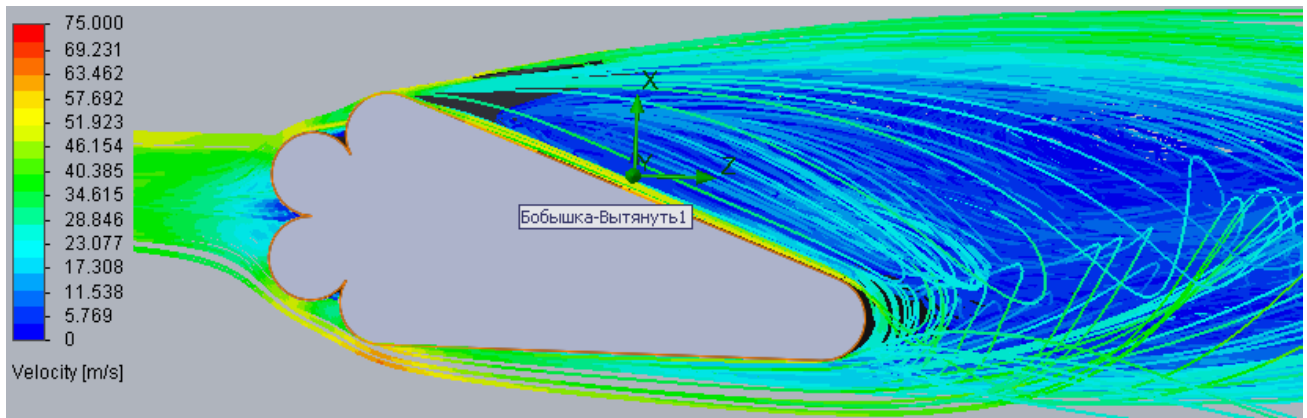


Рисунок 2.18 – Моделювання впливу вітрового потоку швидкістю 50 м/с на фрагмент проводу з ожеледно-паморозевими відкладеннями крилоподібної форми

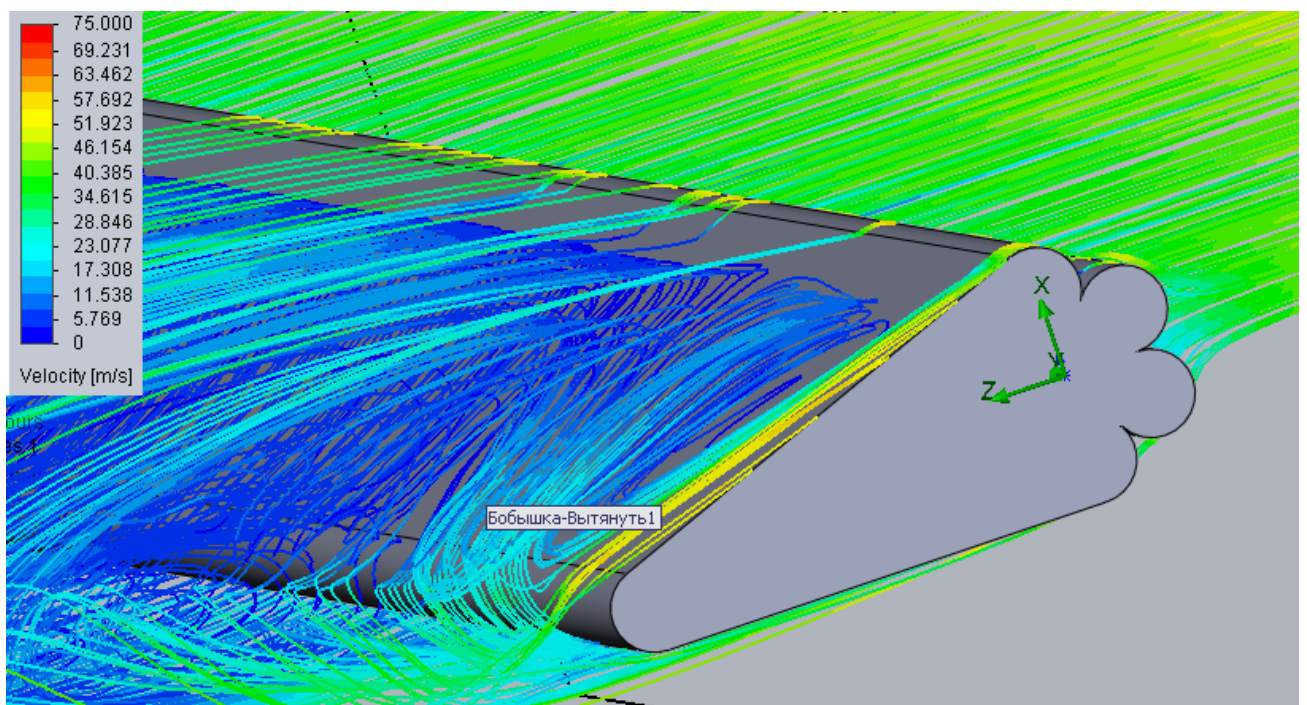


Рисунок 2.19 – Моделювання впливу вітрового потоку швидкістю 50 м/с на фрагмент проводу з ожеледно-паморозевими відкладеннями крилоподібної форми

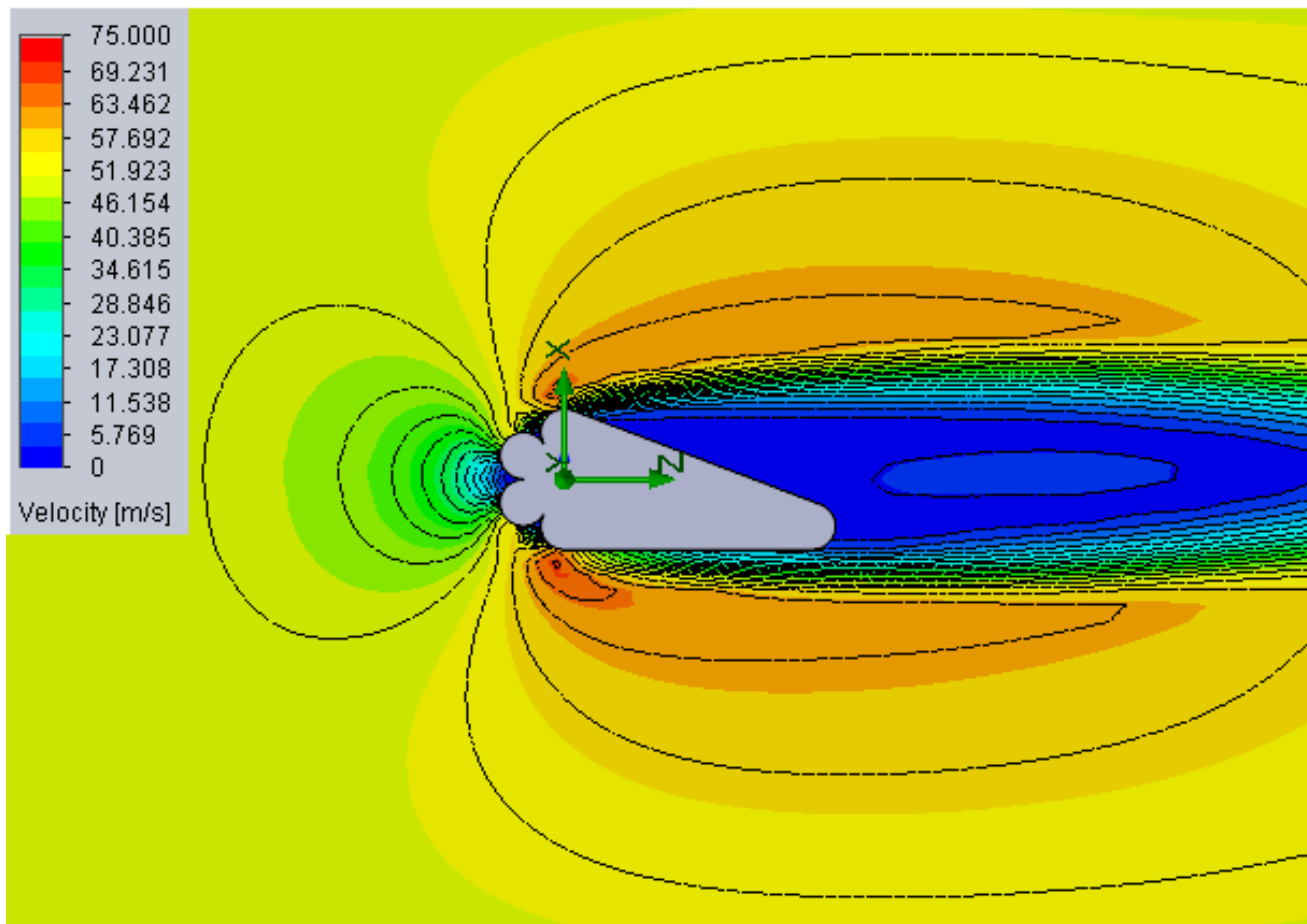


Рисунок 2.20 – Загальний вигляд розподілення потоків повітря за швидкостями

Моделювання обтікання проводу вітром з ожеледним відкладенням капле видної форми також починається з основи проводу, що описується в параграфі 2 розділу 2.

Далі, на відстані рівній 5-ти кратному діаметру дроту проводу (~20 мм), від центра основи, по вертикальній осі, що проходить через всю основу, відкладаємо вниз закінчення орієнтовного крила ожеледі. Радіус закруглення приймаємо рівним радіусу дроту проводу АС-70. Після чого, об'єднуємо фігури в замкнуту (рис. 2.21). Після відсікання всіх внутрішніх порожнин основи, отримуємо переріз проводу з відкладанням ожеледі криловидної форми (рис. 2.22).

Далі, використовуючи команду "Вытянутая бобышка" створюємо фрагмент провідника (рис. 2.23.), який в подальшому буде обтікати повітрям та моделювати процес впливу вітру на провід з ожеледним відкладенням, довжиною 500 мм (рис. 2.24).

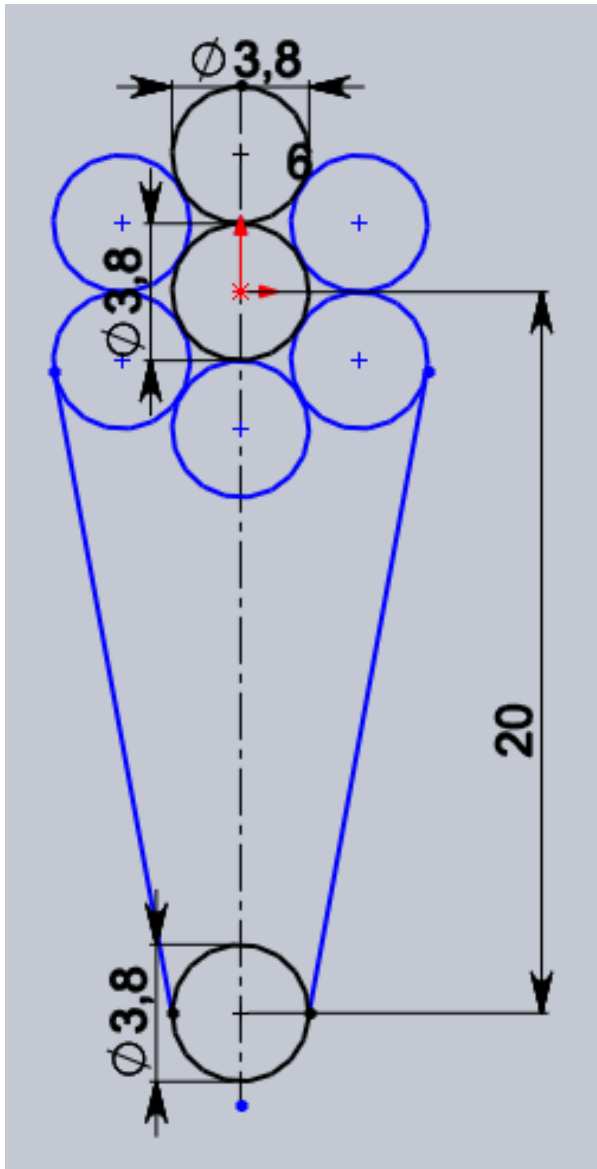


Рисунок 2.21 – Створення фрагменту з відкладенням ожеледі краплевидної форми

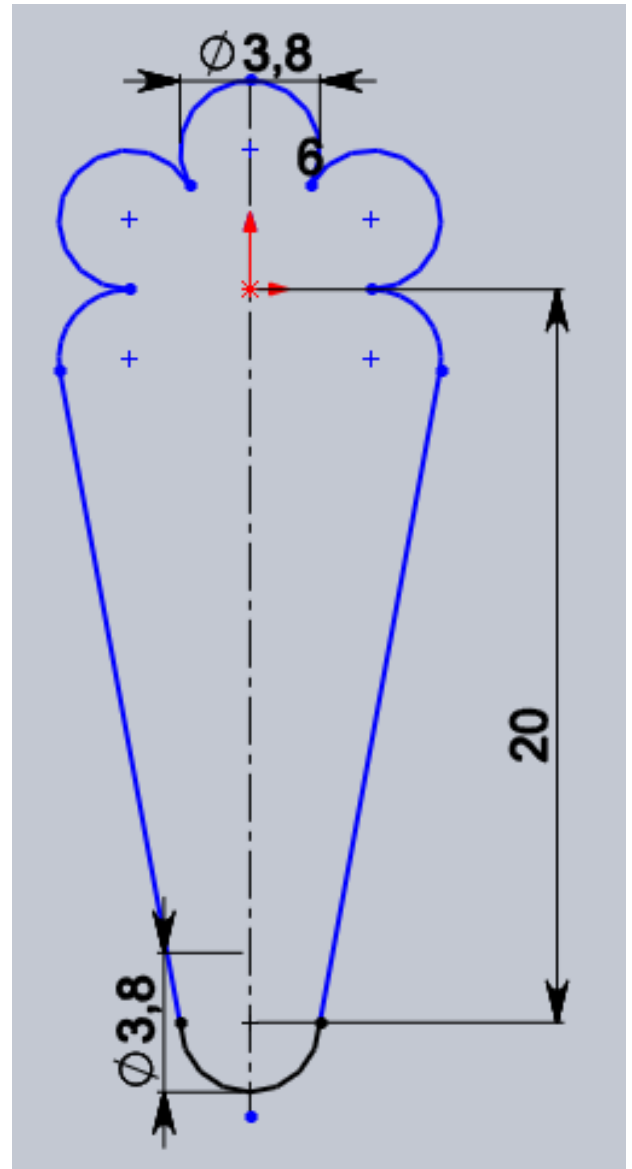


Рисунок 2.22 – Переріз проводу АС-70 з ожеледним відкладенням краплевидної форми

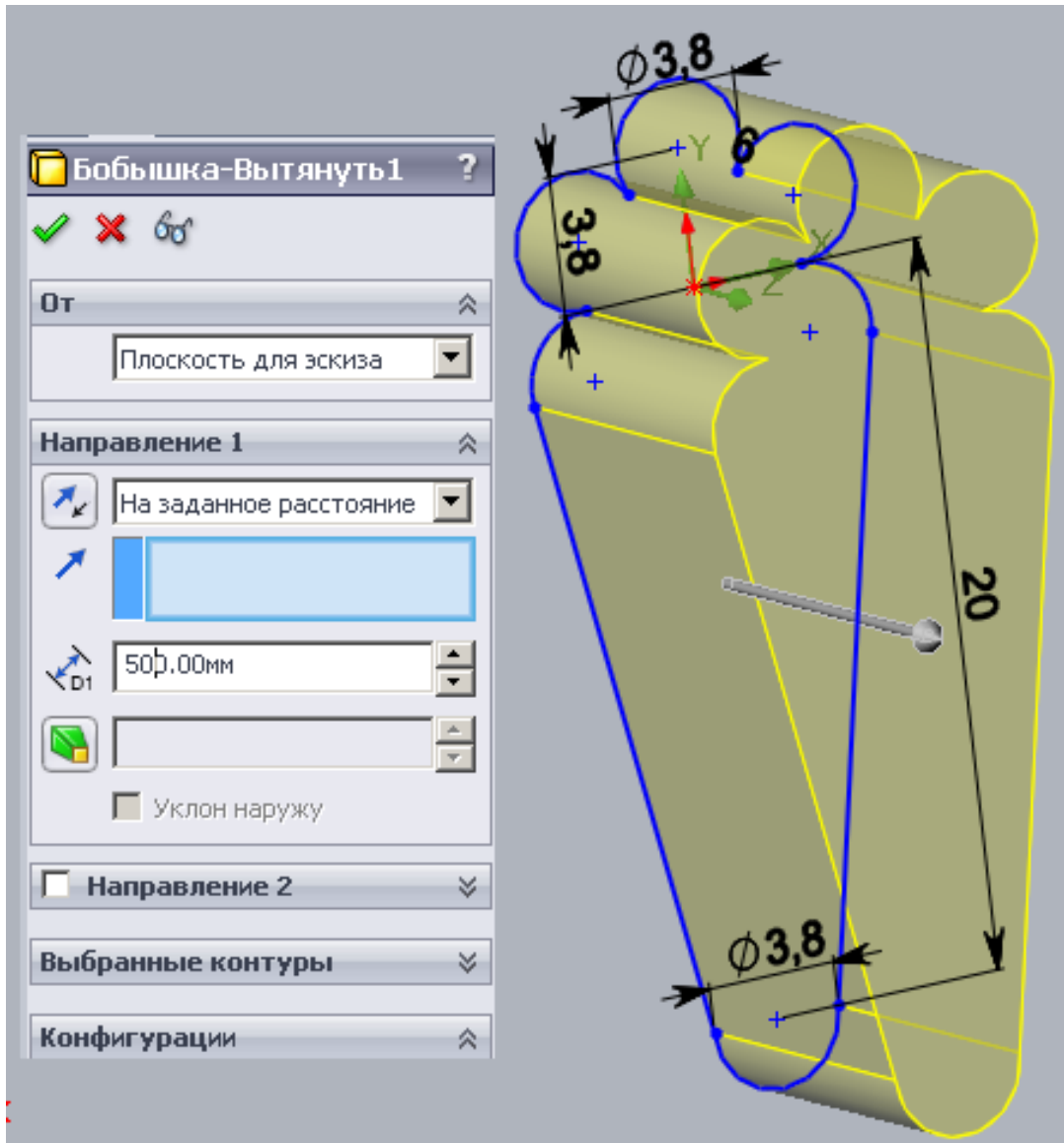


Рисунок 2.23 – Створення фрагменту проводі з відкладенням ожеледі

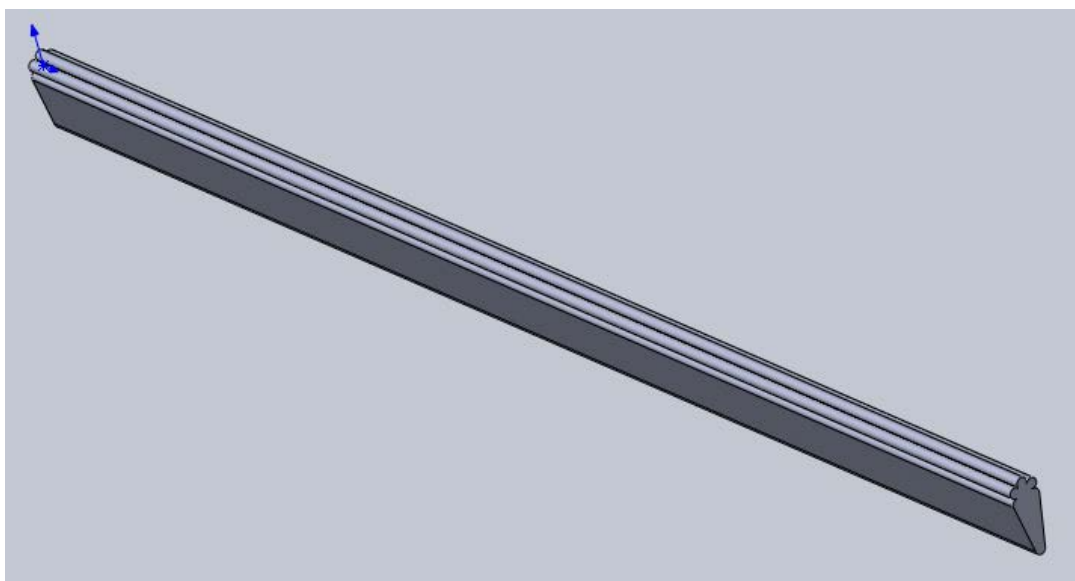


Рисунок 2.24 – Фрагмент проводу з відкладенням ожеледі краплевидної форми

Далі переходимо безпосередньо до моделювання процесу обтікання вітровими потоками проводу з ожеледним відкладенням краплевидної форми (рис. 2.25, рис. 2.26 та рис. 2.27).

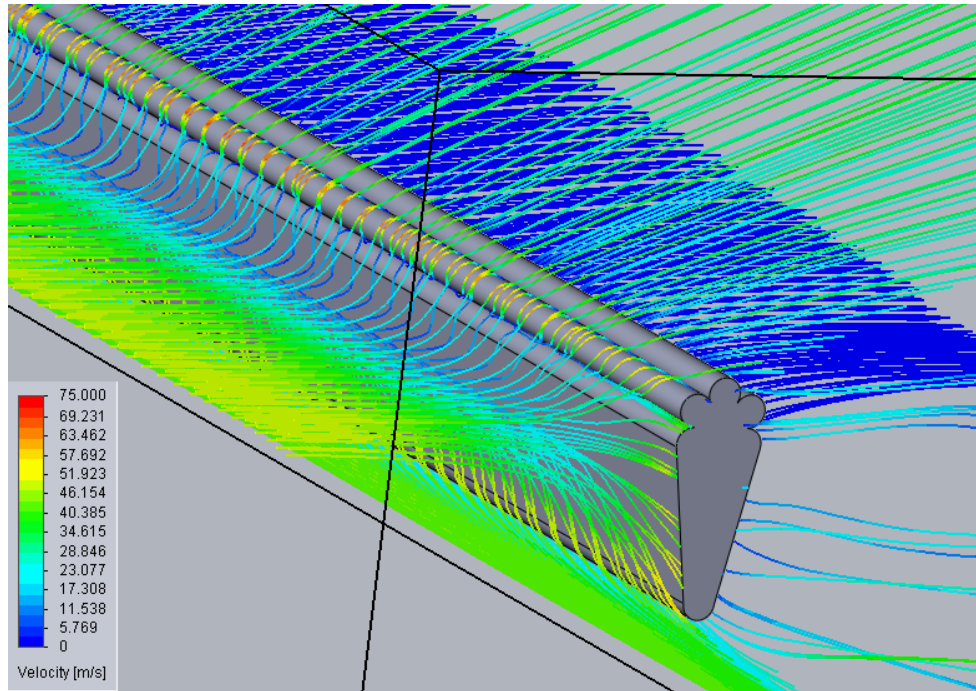


Рисунок 2.25 – Моделювання впливу вітрового потоку швидкістю 50 м/с на фрагмент проводу з ожеледно-паморозевими відкладеннями краплевидної форми

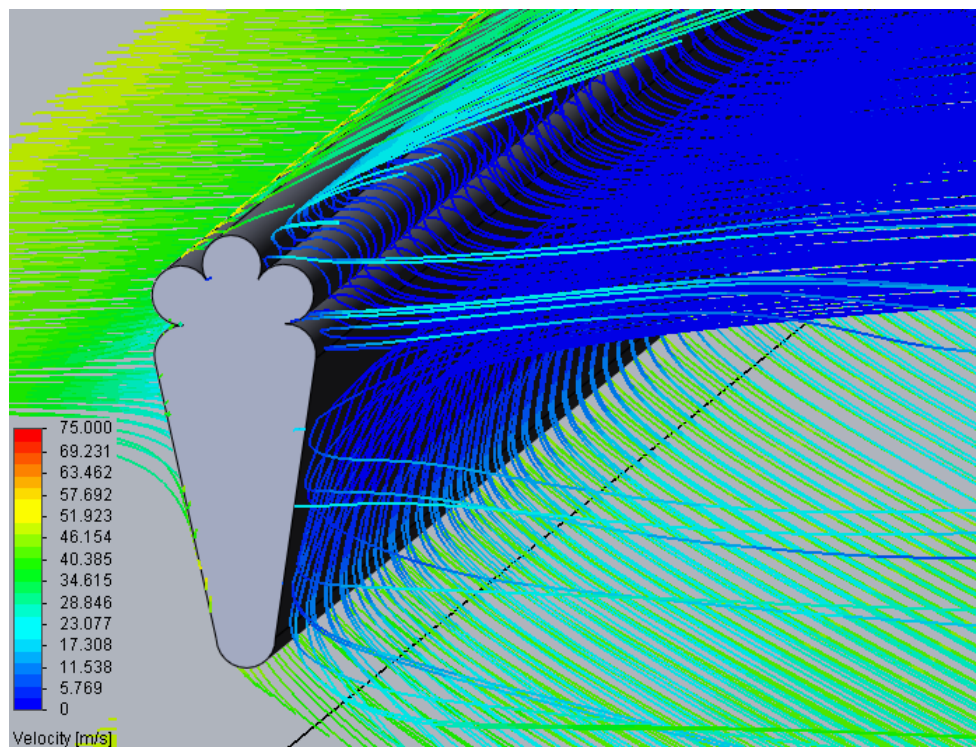


Рисунок 2.26 – Моделювання впливу вітрового потоку швидкістю 50 м/с на фрагмент проводу з ожеледно-паморозевими відкладеннями краплевидної форми

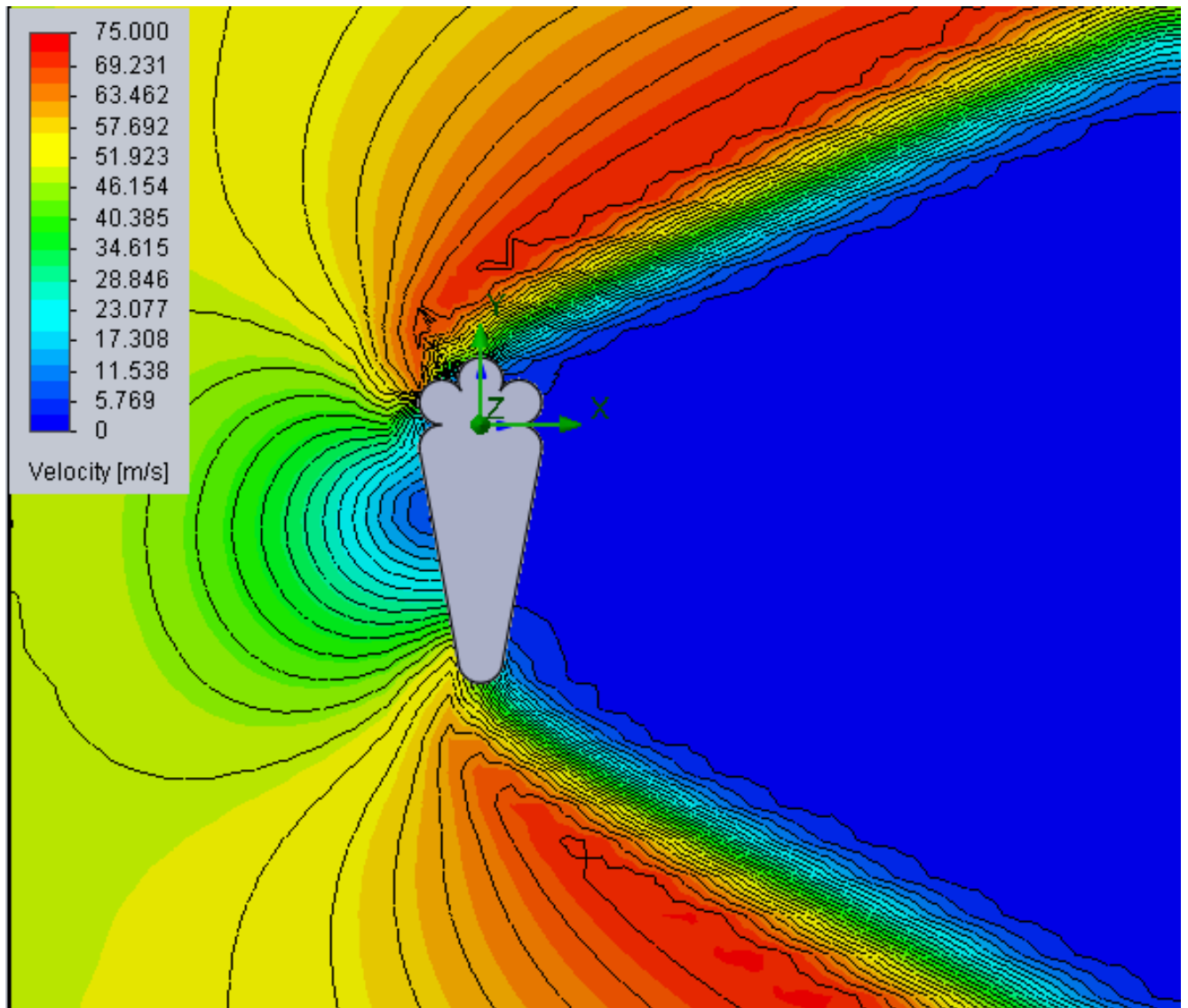


Рисунок 2.27 – Загальний вигляд розподілення потоків повітря за швидкостями

Висновки до розділу 2

Виникнення коливань проводів ПЛ, що перебувають під дією ожеледно-вітрових навантажень, потребує додаткових досліджень. Ефективним інструментом таких досліджень, крім фізичних макетів та натурних експериментів, є комп'ютерне моделювання, перевагами якого є можливість досліджувати стан проводів ПЛ за різних метеорологічних умов.

Створена динамічна модель обтікання проводу ПЛ марки АС-70/11 із застосуванням програмного пакету SolidWorks дозволяє з високою точністю визначати швидкості та просторову форму потоків повітря, а також відслідковувати динаміку їх переміщення за різних умов експлуатації, що в свою чергу дозволить в подальшому розрахувати амплітуду та форму коливань проводів ПЛ, що перебувають під дією ожеледно-вітрових навантажень.

Використання програмного комплексу Solidworks в ході динамічного програмування суттєво полегшило та надало більш глибокі результати дослідження фізики процесу коливання проводу з ожеледно-вітровими навантаженнями, оскільки існуючі програмні комплекси моделювання коливань проводів ПЛ в прогоні призначені лише для моделювання коливань проводів ідеальної круглої форми.

3 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ПЛ ВІД ВІБРАЦІЙ ТА ГАЛОПУВАННЯ

3.1 Основні теоретичні положення

З метою вивчення можливих напрямків розробки засобів боротьби з галопуванням проводів було розглянуто низку літературних та патентних матеріалів. Відомості щодо найбільш характерних представників групи технічних рішень наведено у цьому розділі, де проведено їх аналіз та головні дані по цим рішенням.

Слід зазначити, що розглянуті технічні рішення стосуються ліній електропередавання усього діапазону застосовуваних в енергетиці рівнів напруги, але здебільшого це стосується ліній напругою 35-750 кВ, яким приділено головну увагу.

Для зручності аналізу розділимо весь спектр можливих засобів боротьби з галопуванням проводів на групи за такими ознаками:

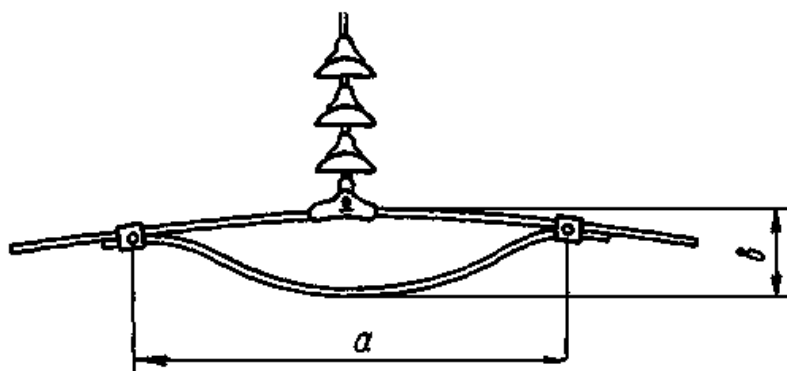
- видалення ожеледі або протидія зростанню ожеледних відкладень на проводах;
- вплив на зміну аеродинамічних властивостей поверхні проводу;
- механічна протидія розгойдуванням проводу в прогоні, так званим "маятниковим" коливанням;
- механічна протидія закручуванню проводу;
- протидія вертикальним коливанням проводу;
- переведення виниклих несинхронних коливань проводів різних фаз у синхронне;
- створення антиколивань для роз лагодження коливного процесу;
- створення демпфіруючи зусиль під час коливань.

Звісно, цим не обмежується перелік можливих дій у напрямку гасіння виниклих коливань або їх попередження, але ці групи та їх комбінації розглянуто як найбільш характерні.

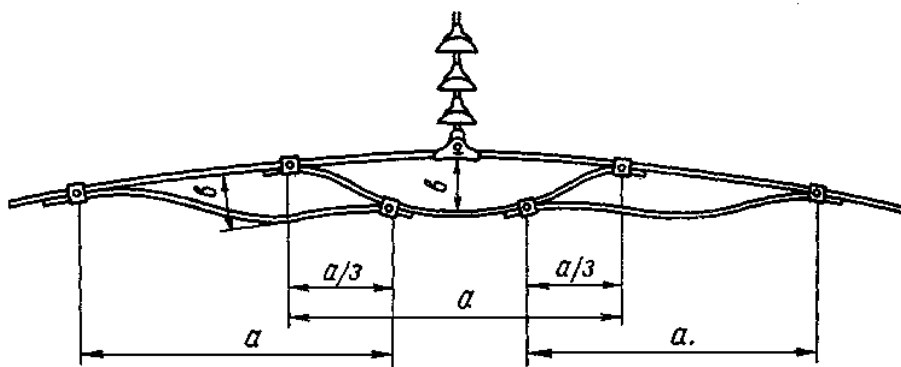
3.2 Види існуючих захистів проводів від галопування та вібрацій

Найбільше поширення серед заходів захисту від вібрації (для одиночних проводів і блискавкозахисних тросів) набули гасники вібрації Стокбріджа і різні їх модифікації та гасники петльового типу (фестони).

Петльові гасники. Конструкцію петльового гасника, розташованого біля підтримного затискача, наведено на рис. 3.1. Гасник виконується з відрізка проводу тієї ж марки, як і провід, що захищається і кріпиться до основного проводу петльовими плашковими затискачами (наприклад, типу ПА, ПАБ, ПС).



а) Петльовий гасник вібрації



б) Трипетльовий гасник вібрації

Рисунок 3.1 – Конструкція і розташування петльового гасника:
Основні розміри петльових гасників (a , b) приймаються за таблицями та формулами, наведеними у [2].

Гасники вібрації петльового типу рекомендовано застосовувати для захисту алюмінієвих проводів (або з алюмінієвого сплаву АН) перерізом 35 – 95 мм², сталюалюмінієвих проводів і проводів з алюмінієвого сплаву АЖ перерізом 25 – 70 мм², мідних і сталевих проводів і тросів перерізом 25 – 35 мм².

У разі більш значних перерізів проводів (алюмінієвих – від 120 до 300 мм², алюмінієвих сплавів АН і АЖ від 120 до 185 мм², сталевих тросів – від 50 до 120 мм²) можуть застосовуватися гасники вібрації петльового типу із трьох петель, наведених на рис. 3.1, б. Трьохпетльовий гасник за ефективністю гасіння вібрації не поступається гасникам Стокбріджа.

Геометричні розміри петльових гасників беруться за даними, рекомендованими [2] для поширених марок проводів, а для інших – за наведеними формулами залежно від тяжіння проводів та маси і діаметру проводу.

Гасники Стокбріджа. Сьогодні цей тип гасників є найбільш поширеним і широко застосовуваним. Перші його застосування почалися близько 1924 року, після того він неодноразово удосконалювався. З 1998 року на теренах СНД в удосконаленому варіанті на заміну гасників ГВН і ГВП стали застосовувати конструкцію гасника типу «пішак» – ГВП, ГВУ, ГВ.

Гасник вібрації Стокбріджа, що застосовується у вітчизняній практиці, є відрізком багатодротового оцинкованого сталевих каната (тросика) з укріпленим посередині затискачем для установа його на проводі (тросі) і двома відлитими із чавуну вантажами стаканоподібної форми (є і інші модифікації форми), закріпленими на кінцях каната. Динамічні характеристики й ефективність таких гасників залежать від форми і маси вантажів, марки і довжини робочої частини сталевих каната і його пружних властивостей.

Гасники вібрації типу ГВН застосовуються для захисту алюмінієвих, сталевих і сплавів АН і АЖ перерізом 70 – 905 мм², сталевих тросів перерізом 35 – 120 мм² і застосовуваних в деяких випадках мідних проводів перерізом 50 – 400 мм² у звичайних прогонах.

Гасники вібрації типу ГПП застосовуються як у звичайних прогонах ПЛ, так і для великих перехідних прогонів довжиною до 1500 м із проводами перерізом до 1645 мм². Гасники вібрації, що скидаються (типу ГПС), застосовуються тільки для великих перехідних прогонів у разі підвіски проводів перерізом від 50 до 1645 мм² у роликів підвісних пристроях.

Основною відмінністю гасників ГВН від гасників ГПГ є спосіб закріплення вантажів на сталевому канаті, що є гнучким елементом гасника. Конструкція гасників показана на рис. 3.2. Найбільш поширених типів гасників, що відрізняються як конструкцією, так і розмірами, майже півсотні. У [2] наведено детальні відомості щодо типів і головних розмірів гасників цього виду.

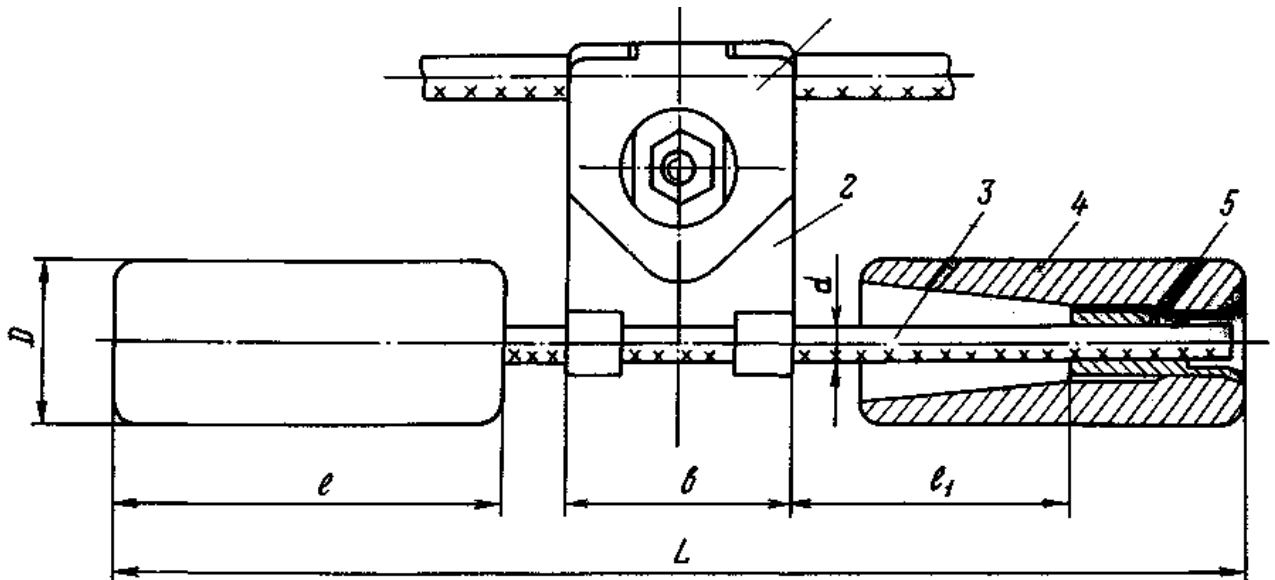


Рисунок 3.2 – Конструкція гасників вібрації типу ГВН (удосконалений), ГПГ: 1 – плашка; 2 – затискач; 3 – гнучкий елемент (тросик); 4 – вантаж; 5 – втулка

Найбільш характерні різновиди наведено на рис. 3.3 – рис. 3.5.

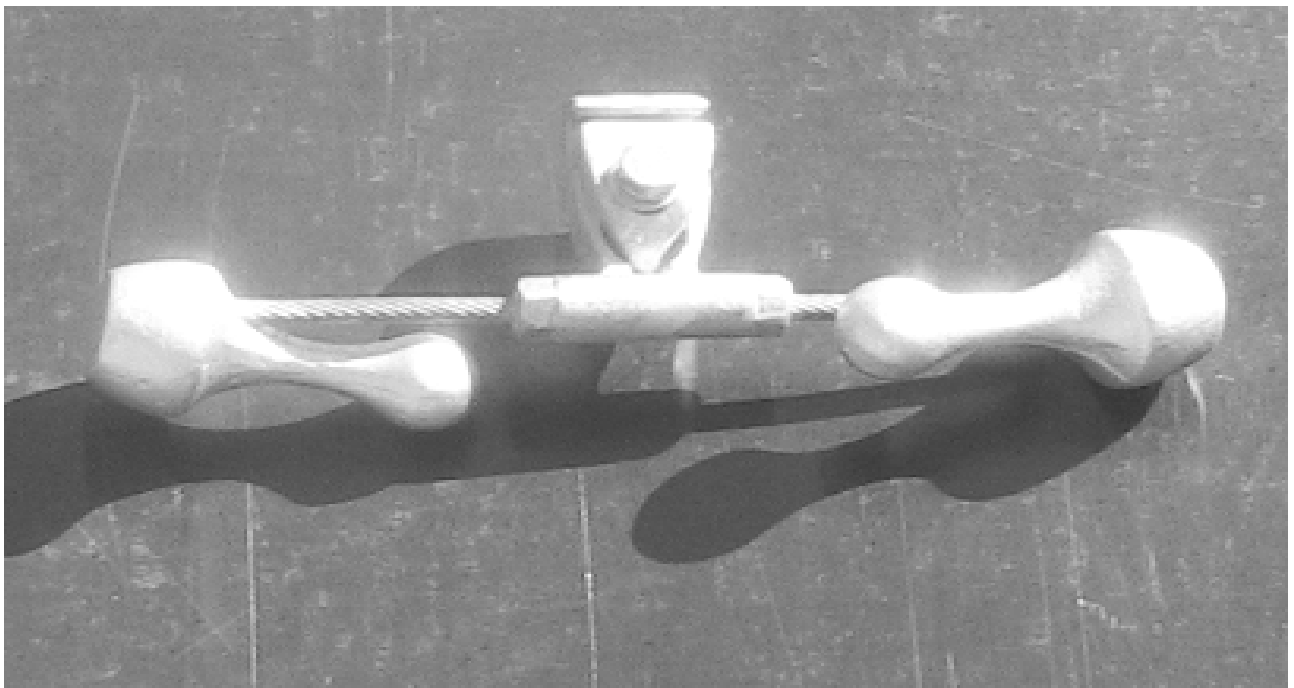


Рисунок 3.3 – Гасник вібрації типу ГВУ фірми ОРГРЕС

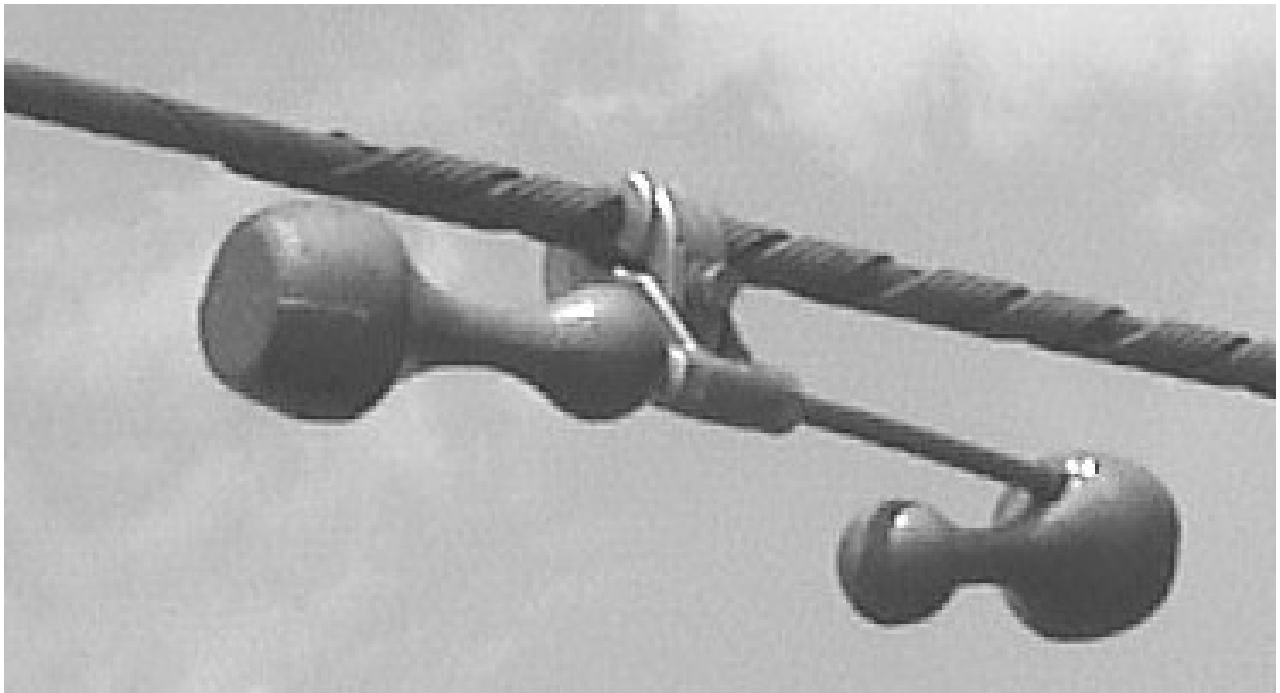


Рисунок 3.4 – Гасник вібрації марки ГВ-4433-02, установлений на натяжному спіральному затискачеві

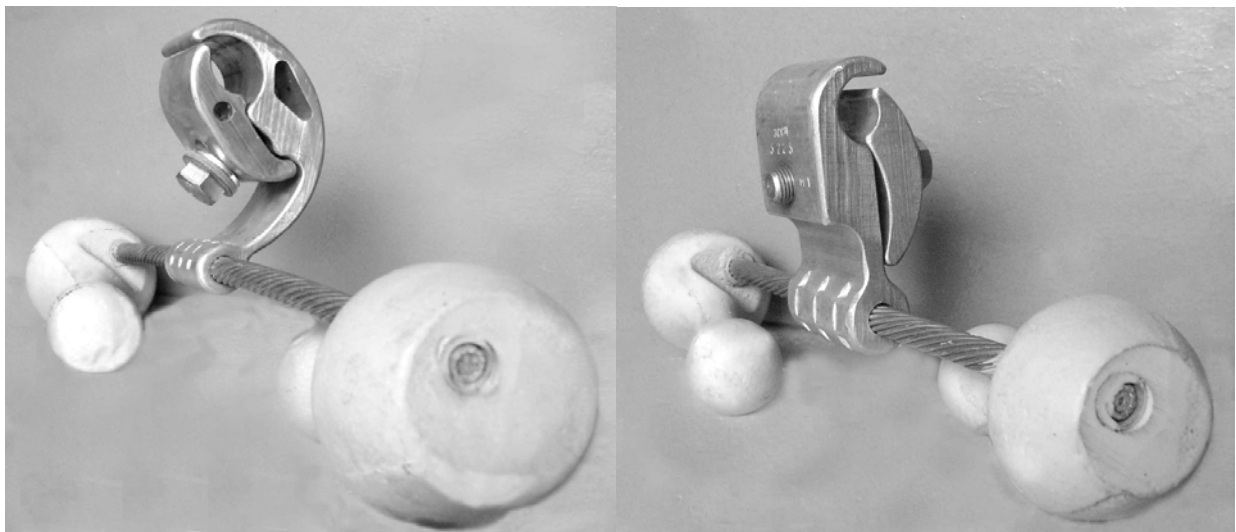


Рисунок 3.5 – Гасники вібрацій марки ГВ-6645-02М та ГВ-3223-02М1

Кількість встановлюваних у кожному прогоні гасників вібрації Стокбріджа залежить від довжини прогону, тяжіння проводів і умов проходження лінії. Так, наприклад, у прогонах невеликої довжини, за невеликого значення механічної напруги в проводах, у разі проходження лінії на місцевості 5-ї категорії для зниження вібрації до безпечного рівня достатньо установити на проводах по одному гаснику з однієї сторони прогону. У прогонах довжиною понад 200 м, за високих значень механічної напруги в проводах, у разі проходження ПЛ на

місцевостях 2 – 4 категорії гасники встановлюються з обох сторін прогону. Щодо великих перехідних прогонів довжиною 500 – 1500 м, то у зоні дії особливо інтенсивної вібрації з кожної сторони прогону встановлюються по два гасники з різними частотними характеристиками. Також по два гасники з кожної сторони прогону доцільно встановлювати у разі проходження повітряних ліній із прогонами понад 300 м на місцевості 1-ї категорії. Приклади установлення гасників наведені на рис. 3.6.

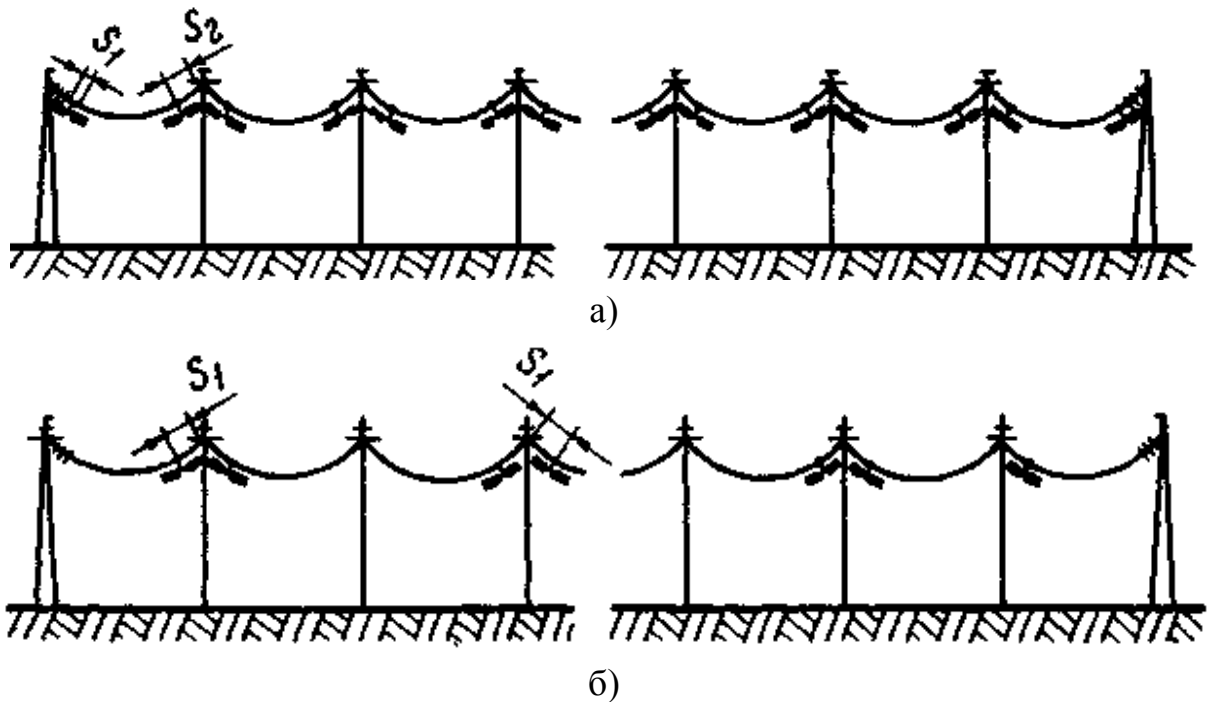


Рисунок 3.6 – Приклади схем установлення гасників вібрації на повітряних лініях: *a* – установлення гасників з обох боків прогону; *б* – установлення гасників з одного боку прогону

Підкреслюємо, що однобічне установлення гасників допускається в таких випадках:

- у прогонах довжиною не більше 150 м незалежно від значення механічної напруги в проводах (тросах); при цьому не допускається однобічне установлення гасників, якщо траса ПЛ проходить по місцевості категорії 1;
- у прогонах довжиною 150 – 200 м, якщо розрахункова механічна напруга в проводах (тросах) за середньорічної температури не перевищує значень.

Вибір місця встановлення гасника Стокбріджа здійснюється з розрахунку, щоб у всіх діапазонах небезпечних частот вібрації гасники не розташовувалися у вузлах коливань. Згідно з дослідженнями, небезпечна вібрація проводів і тросів спостерігається за швидкості вітру до 7 м/с. Мінімальні значення довжин напівхвиль коливань, що відповідають максимальній швидкості вітру, визначаються за формулою:

$$\frac{\lambda}{2} = \frac{1}{2v} \sqrt{\frac{T}{m}} = \frac{D}{2 \cdot 10^3 S_t v} \sqrt{\frac{T}{m}} \approx \frac{D}{400v} \sqrt{\frac{T}{m}}, \quad (3.1)$$

де v – швидкість біжучої хвилі, м/с; λ – довжина хвилі вібрації, м; T – тяжіння проводу, Н; m – маса проводу, кг/м. S_t (число Трухалія) прийнято приблизно рівним 0,2 (середнє значення інтервалу 0,18 – 0,22).

У разі встановлення одного гасника на прогін він знаходитиметься від місця кріплення проводу на відстані:

$$S_1 = 0,9 \left(\frac{\lambda}{2} \right)_{\min} = 3,2 \cdot 10^{-4} D \cdot \sqrt{\frac{T_e}{m}}, \quad (3.2)$$

Відстань S_1 відраховується від середини гасника до місця виходу проводу з підтримного або натяжного затискача, як наведено на рис. 3.7.

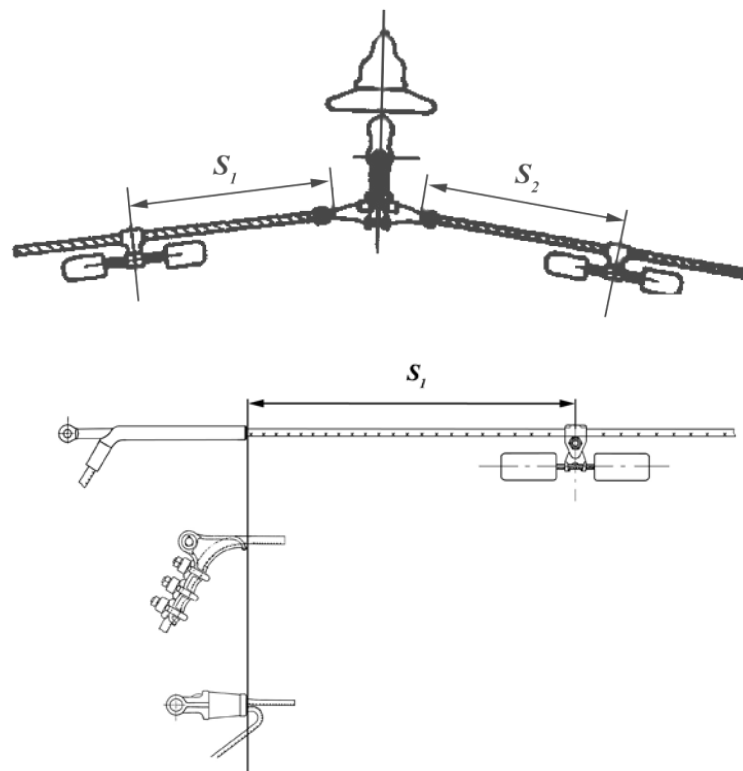


Рисунок 3.7 – Вибір місця розташування гасників вібрації

У разі встановлення гасника з кожного з боків прогону ефективність роботи гасників підвищується, якщо на початку і наприкінці прогону місце розташування гасників дещо різниться і визначається за формулами:

$$S_1 = 0,9 \left(\frac{\lambda}{2} \right)_{\min} = 3,2 \cdot 10^{-4} D \cdot \sqrt{\frac{T_e}{m}}; \quad (3.3)$$

$$S_2 = 1,1 \left(\frac{\lambda}{2} \right)_{\min} = 3,9 \cdot 10^{-4} D \cdot \sqrt{\frac{T_e}{m}}. \quad (3.4)$$

У разі використання на ПЛ спіральної арматури (натяжні і підтримні затискачі, протектори), [7 – 13] місце змінюється залежно від параметрів спіральної арматури, як наведено на рис. 3.8.

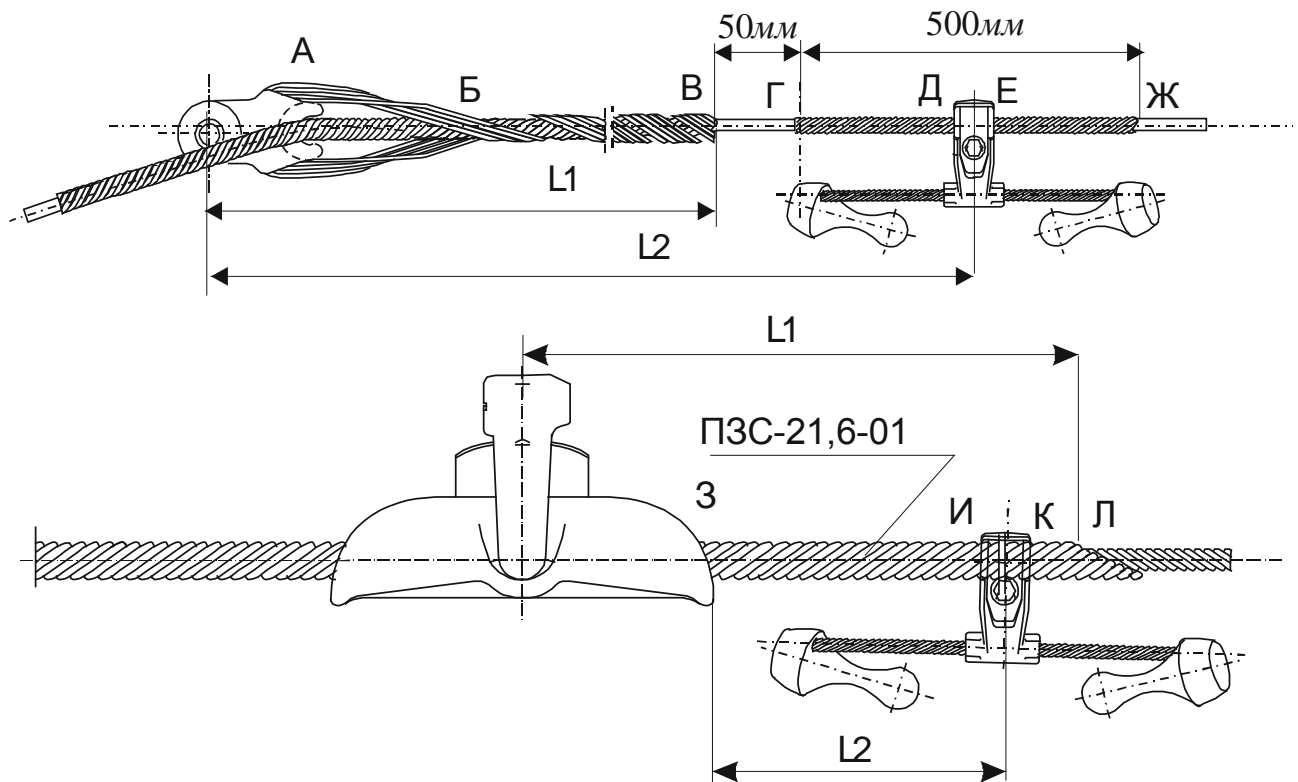


Рисунок 3.8. – Схеми встановлення гасника вібрації у разі використання спіральних протекторів.

Щодо порівняльного аналізу застосування гасників Стокбріджа і трьохпетльових гасників слід зазначити, що у разі застосування гасників Стокбріджа під час галопування існує небезпека пошкодження проводу в місцях встановлення гасників типу ГВН або ГПГ (ГПС) та руйнування самих гасників. Тому в районах із частим галопуванням проводів рекомендується застосовувати трьохпетльові гасники, оскільки у разі виникнення галопування можна цілком

уникнути небезпеки пошкодження гасником проводу, що захищається. Великі довжини перехідних прогонів для перетинання річок і гірських долин утворюють своєрідне русло, яке спрямовує повітряний потік поперек лінії. Крім того, має місце велика висота розташування проводів і тросів над рівнем поверхні води і річкової заплави. Також для великих переходів притаманні великі значення тяжіння проводів і тросів [14]. Все це створює сприятливі умови для прояву стійкої інтенсивної вібрації в більш широкому діапазоні частот, ніж у звичайних прогонах, з відносною тривалістю до 40 – 50%.

Завдяки значному тяжінню проводів і тросів у таких прогонах зростає небезпека вібрації. Через вібрацію проводів і тросів за відсутності захисту від вібрації неодноразово спостерігались наслідки сильних утомних пошкоджень і навіть обриву проводів і тросів у великих перехідних прогонах. Відомі випадки, коли уже через 1,5 – 6 місяців після монтажу спостерігались сильні пошкодження вібрацією і обриву проводів у цих прогонах. Інтенсивна вібрація призводила до обриву дротів проводу в прогоні у місцях заводського зварювання (а ремонт проводу в цих місцях дуже ускладнений), були випадки самовідгвинчування болтових з'єднань, пошкодження шплінтових з'єднань деталей лінійної арматури та багато інших пошкоджень. Тому, зважаючи на підвищені вимоги до експлуатаційної надійності великих повітряних переходів, необхідно передбачати захист їх від вібрації незалежно від експлуатаційного тяжіння проводів і тросів.

Схема встановлення гасників вібрації на проводах і тросах переходу визначається схемою переходу, довжиною прогонів, маркою проводів і тросів і їх експлуатаційним тяжінням.

Схеми розташування гасників вібрації в перехідних прогонах наведено на рис. 3.9 та рис. 3.10. У разі довжини прогону переходу до 500 м рекомендується встановлення на кожному проводі (тросі) по одному гаснику з кожного боку прогону. Така ж схема захисту застосовується у разі перетинання гірських долин у прогонах до 600 м. Якщо ж довжина перехідних прогонів через ріки і водойми становить від 500 до 1500 м (або через гірські долини – від 600 до 1500 м), а у такому разі вібрація виявляється інтенсивніше і звичайно в більш широкому

діапазоні частот, – рекомендується установлення з кожної сторони прогону по два гасники з різними характеристиками.

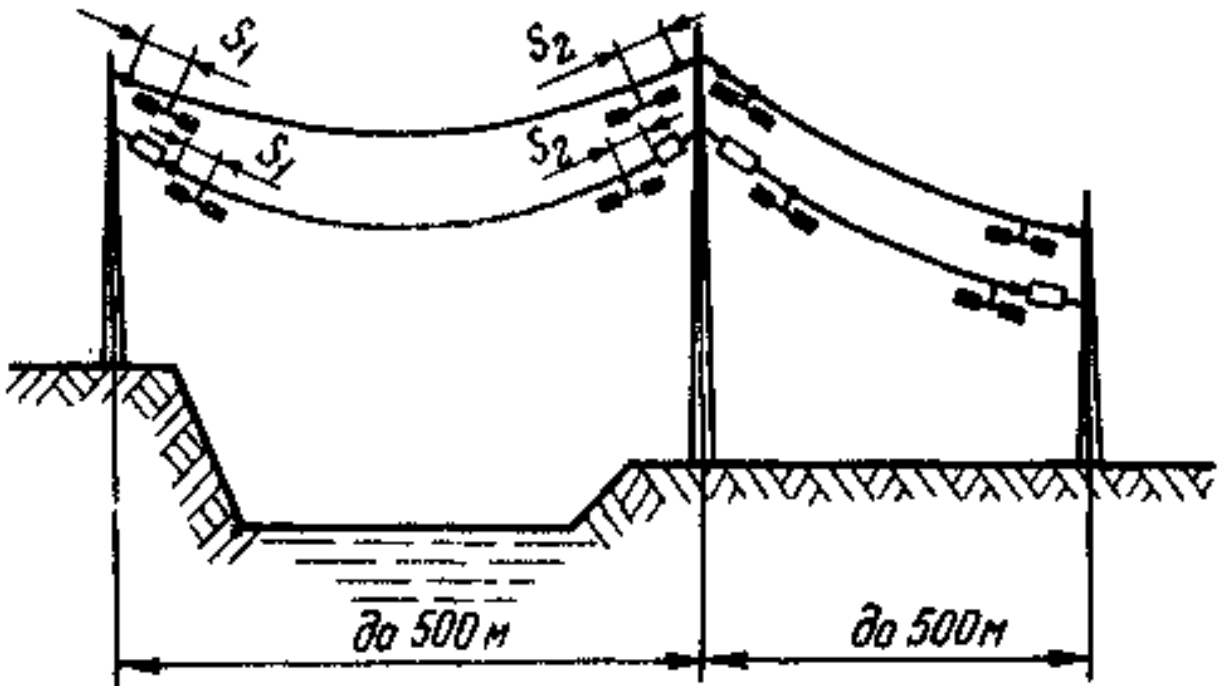


Рисунок 3.9 – Схема розташування гасників вібрації в перехідних прогонах довжиною до 500 метрів

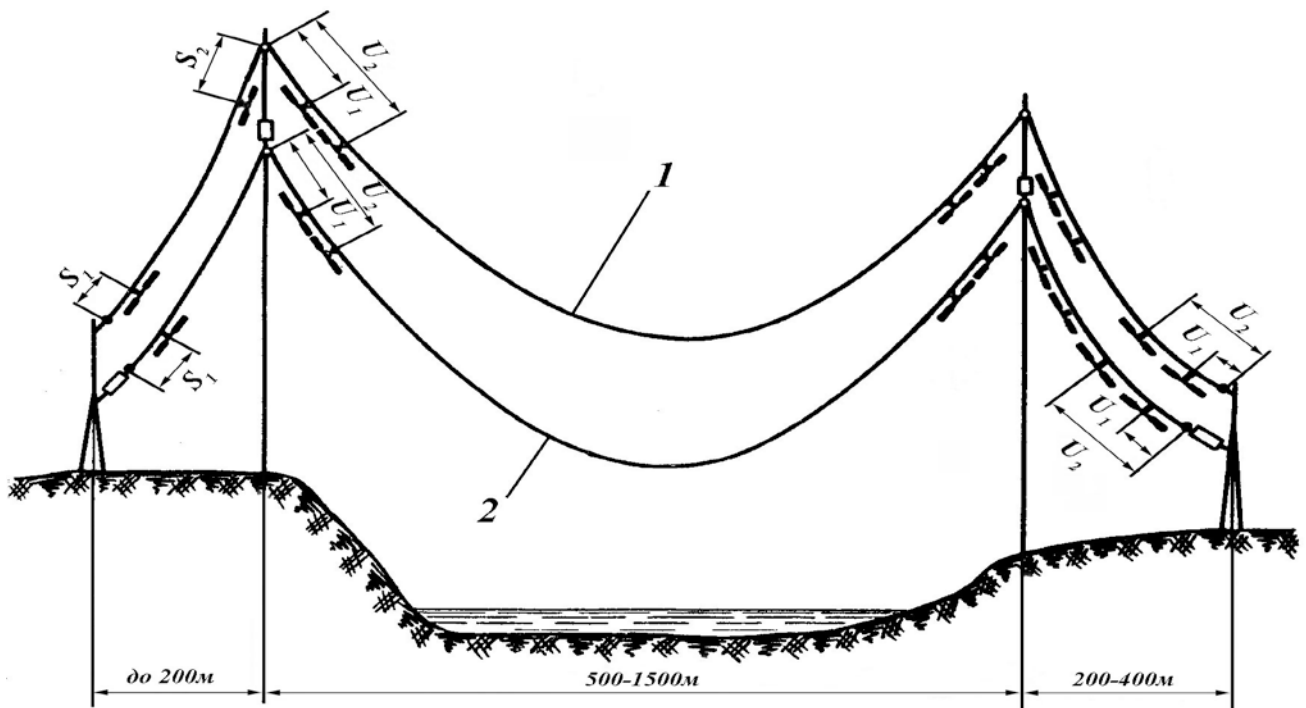


Рис. 3.10 – Схема розташування гасників вібрації в перехідних прогонах довжиною 500 – 1500 метрів

Вибір типів гасників здійснюється за розрахунковими формулами та відповідними таблицями, наведеними у [2]. У разі установаження гасників вібрації біля натяжних гірлянд опор, а також біля підтримуючих гірлянд з кріпленням проводів на проміжних опорах у глухих затискачах застосовуються гасники вібрації із глухим кріпленням до проводу.

Деякі особливості стосуються проміжних перехідних опор. Часто на них підвіску проводів виконують на роликівих підтримних пристроях. У такому разі рекомендується застосування гасників вібрації, що скидаються, типу ГПС (рис. 3.11).

Гасники, що скидаються, мають особливу конструкцію затискача: у разі обриву проводу гасник разом із проводом, набігаючи на підтримний пристрій, ударяє торцем вантажу в укріпленій перед роликами відбійний щит і внаслідок спрацьовування скидального механізму падає на землю, не перешкоджаючи проходженню проводу по роликах (рис. 3.11).

У разі необхідності захисту прогону гасниками двох типів, попарно встановлених в місці кріплення проводів, згідно [2] рекомендовано встановлювати гасники за таких умов їх оптимального розташування:

- за основний вибирають більш важкий гасник, який призначений для гасіння найнебезпечніших низьких і середніх частот вібрації;
- за додатковий вибирають гасник, який призначений для гасіння високих частот вібрації;
- основний гасник розташовують так, щоб у діапазоні частот своєї ефективної роботи не попадати у вузол вібрації, і за частот, коли другий (додатковий) гасник буде перебувати у вузлі вібрації, працювати найбільш ефективно;
- другий (додатковий) гасник розташовують так, щоб при високих частотах небезпечної вібрації, коли захисна дія першого гасника недостатня, не перебувати біля вузла вібрації;
- за середніх частот вібрації, що найчастіше виникають, обидва гасники повинні перебувати якомога ближче до пучності хвилі.

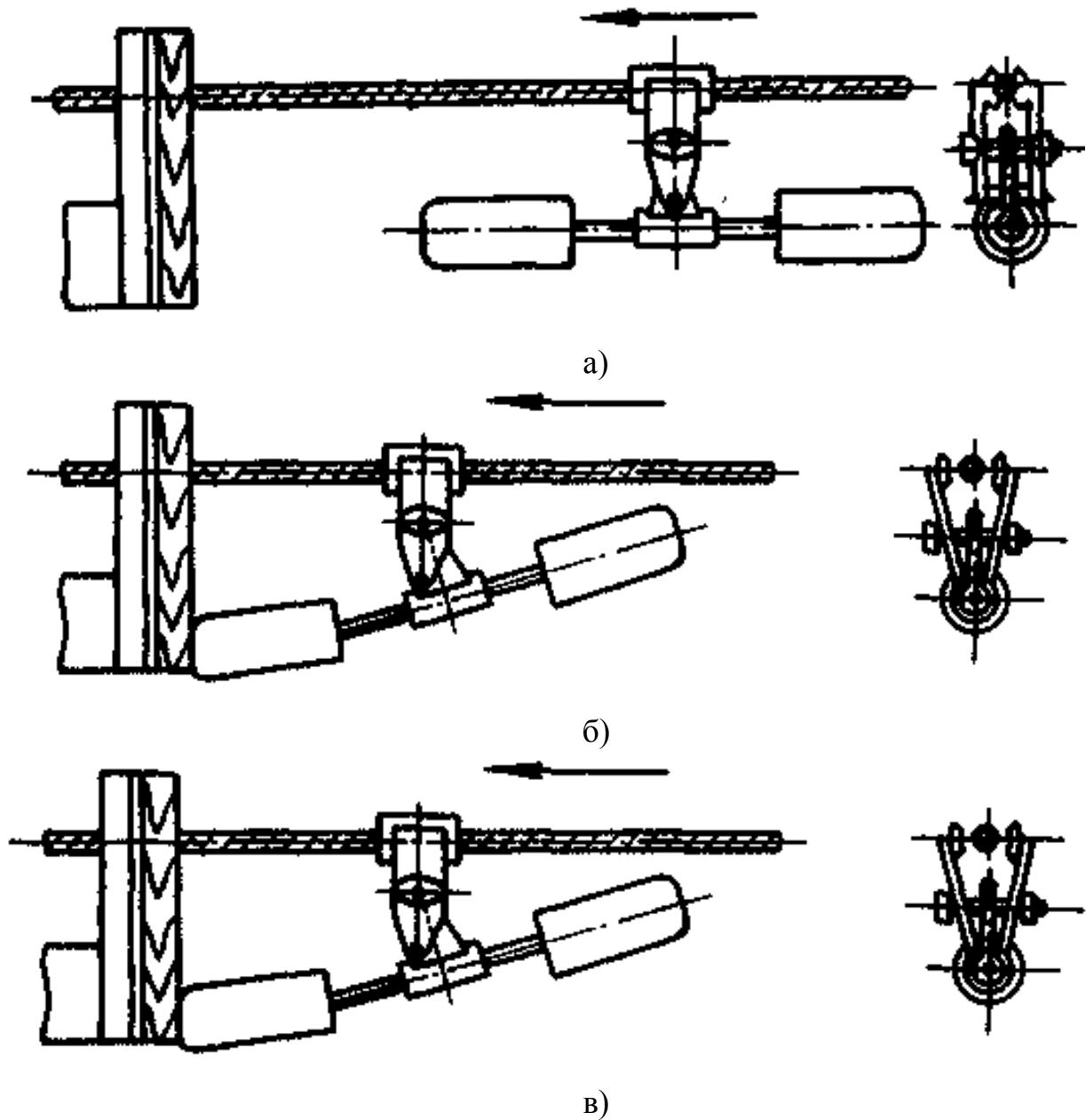


Рисунок 3.11 – Схема спрацьовування скидального пристрою гасника ГПС

Приклади розташування гасників на проводах і тросах біля анкерних опор показано на рис. 3.12 (по два гасники).

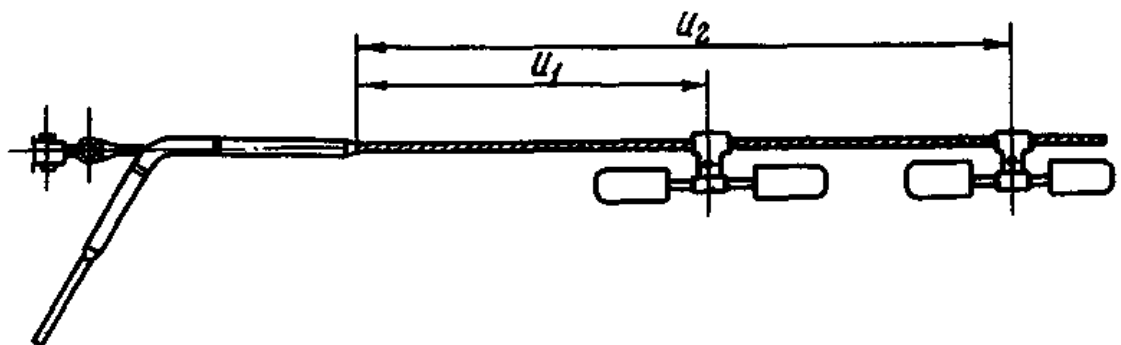


Рисунок 3.12 – Приклад розташування двох гасників вібрації біля натяжного затискача у перехідному прогоні

На проміжних опорах великих переходів здебільшого використовують багатороликові підвісні пристрої. Для цього випадку приклад установа гасників наведено на рис. 3.13. Якщо провід, підвішений на роликових пристроях, має захисні муфти, гасники встановлюються на заданих відстанях U_1 і U_2 від краю останньої муфти.

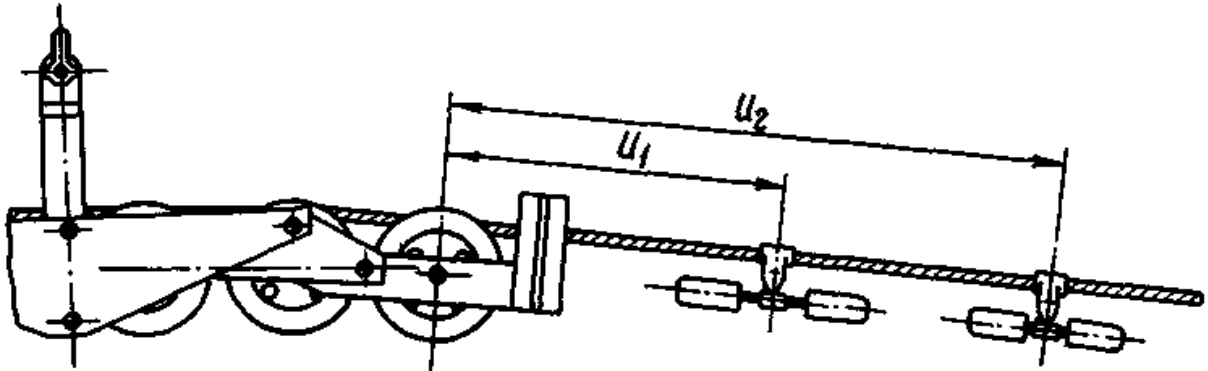


Рисунок 3.13 – Приклад розташування двох гасників скидного типу в багато роликовому підвісному пристрої

У разі необхідності встановлення захисту від вібрації проводів і тросів у прогонах довжиною понад 1500 м, а також незалежно від довжини прогону для проводів, але у разі тяжіння понад 180 кН слід виконувати схему захисту за спеціальним проектом.

Перевірка ефективності дії гасників вібрації здійснюється шляхом одночасного встановлення не менше двох приладів виміру вібрації (одного – на проводі, захищеному гасниками, а другого – на проводі без гасників) і порівняння результатів вимірювань. Показником ефективної роботи гасника є відсутність зареєстрованої приладом небезпечної вібрації на захищеному проводі. Доброю роботою гасника слід вважати зменшення максимальної амплітуди вібрації більш ніж у 10 разів, задовільною – більше ніж у 5 разів.

Захист від вібрації пучка із двох проводів (тросів) рекомендується виконувати шляхом застосування стандартних гасників вібрації Стокбріджа типу ГВН або ГПГ. При цьому вибір гасників та визначення місць їх розташування виконується таким же чином, як і раніше розглянуті випадки для одиночних проводів чи тросів.

Щодо діючих повітряних ліній із розщепленою фазою із трьох проводів довжиною менш 500 м, розташованих на місцевості категорій 1, 2, 3, рекомендовано вжити таких заходів. Якщо у прогонах вже встановлено групові парні дистанційні розпірки з інтервалами до 60 м, то необхідно встановити дві додаткові групи розпірок у двох найближчих до опор підпрогонах. Одна з них – біля опори на відстані однієї треті його довжини; друга – біля першої основної групи розпірок на відстані однієї треті довжини другого підпрогону.

В іншому разі за тих же умов, але за довжини прогону понад 500 м рекомендується застосовувати стандартні гасники Стокбріджа типу ГВН або ГПГ по одному з кожного боку прогону на всіх проводах фази.

На повітряних лініях із розщепленою фазою з 4 – 5 проводів застосування гасників вібрації не потрібне. Щодо повітряних ліній 750 кВ, то зазначено, що конструкція гасників вібрації для цих ліній має бути такою, щоб на проводах не виникала видима корона.

Ще одним з найпоширеніших методів є застосування міжфазних ізолюючих розпірок (має властивості пасивних і активних методів захисту). Їх застосовують для утримування під час галопування проектних відстаней між проводами та проводами і блискавкозахисними тросами. Сьогодні перевагу слід віддавати гнучким полімерним ізолюючим розпіркам, які більш легкі і менше пошкоджують проводи. Їх можна застосовувати на повітряних лініях напругою до 500 кВ. Вважається достатнім встановити дві розпірки на відстані від краю прогону від 0,43 до 0,45 його довжини, щоб запобігти схльостуванню проводів у прогоні з вертикальним та горизонтальним розташуванням проводів, у тому числі і для районів з частим та інтенсивним галопуванням.

Приклад встановлення комбінованого гасника (з розпірками, поворотними затискачами та ексцентричними вантажами) на розщепленій фазі повітряної лінії наведено на рис. 3.14, а найпоширеніші пристрої для гасіння галопування – на рис. 3.15 – 3.16.

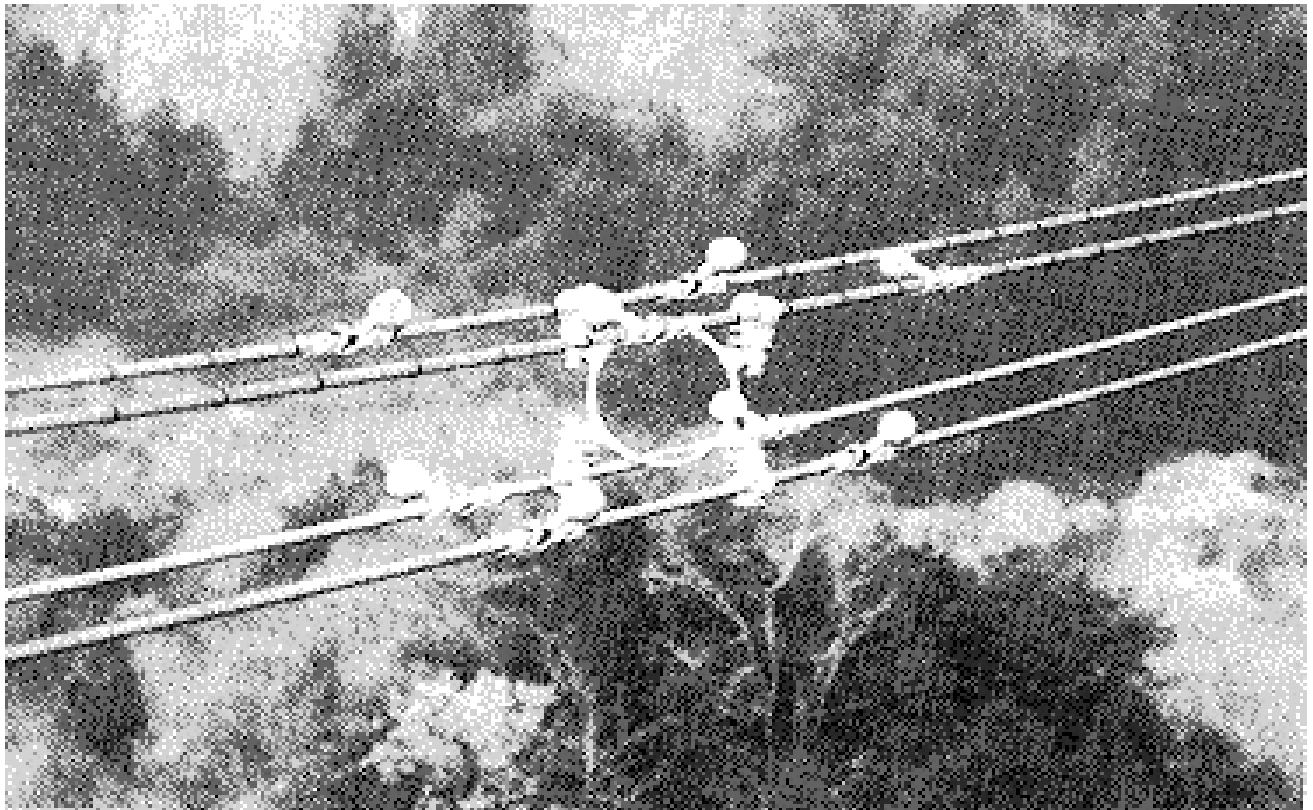


Рисунок 3.14 – Розщеплена фаза ПЛ з комбінованим гасником (розпірки з поворотними затискачами та ексцентричними вантажами)

На рис. 3.15 наведено так звані «аеродинамічні спойлери» (від англ. *spoil* – *спотворювати*). За рахунок неперервної зміни аеродинамічних характеристик проводу уздовж прогону галопування практично не виникає. Розробниками вибрана довжина спойлера 4,3 м. Краще за все спойлери працюють, якщо їх установити двома групами поблизу $1/4$ та $3/4$ довжини прогону.

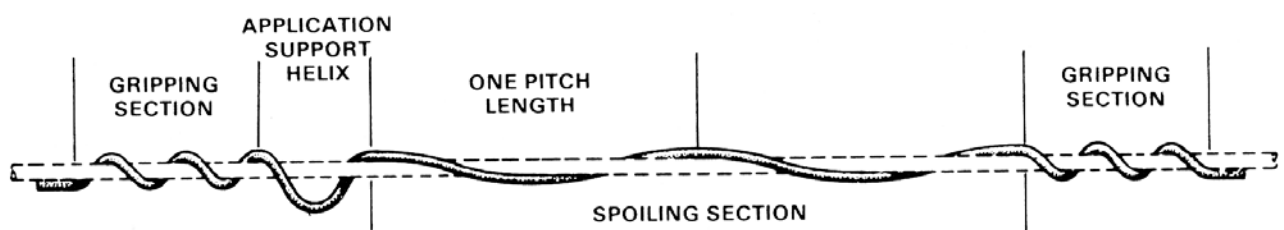
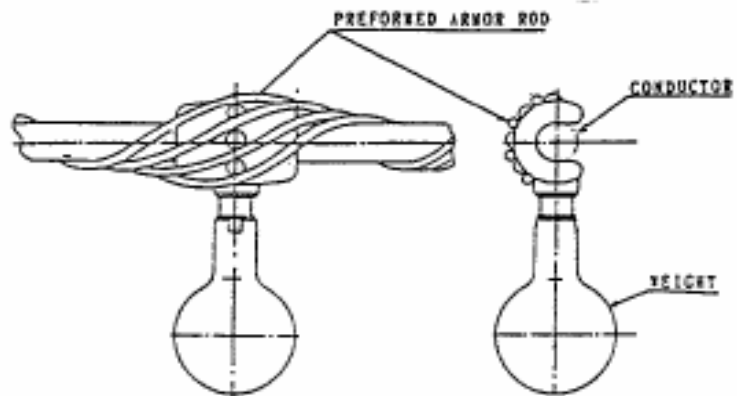
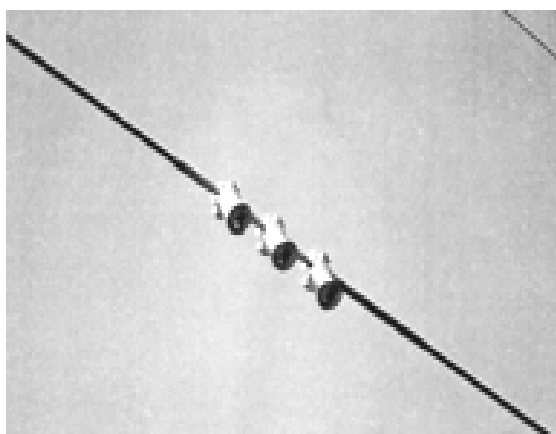


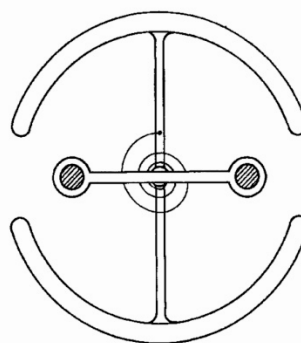
Рисунок 3.15 – Аеродинамічні спойлери фірми PLP



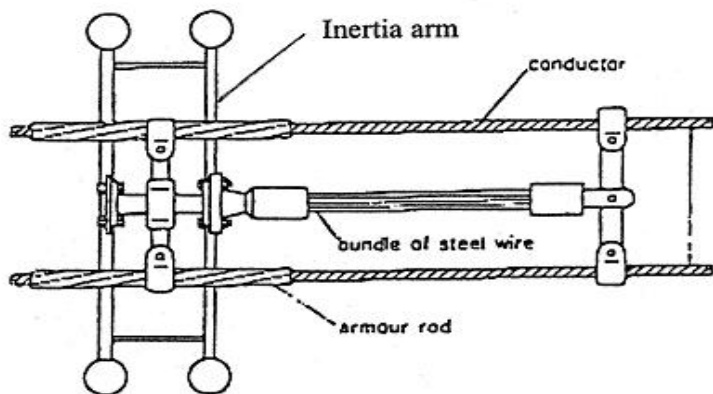
a)



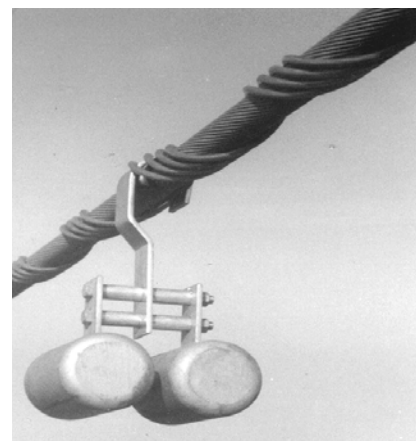
б)



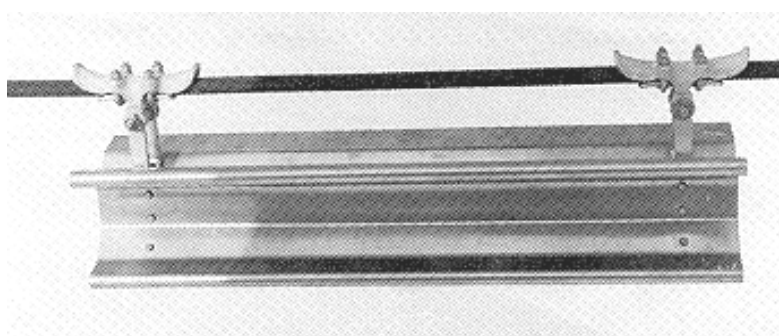
в)



г)



д)



е)

Рисунок 3.16 – Найпоширеніші в світі пристрої для гасіння галопування

На рис. 3.16 (а) показані ексцентричні вантажі з поворотними затискачами. Розробниками виконано комбінацію розпірки та комплекту вантажів, що мають ексцентриситет маси щодо проводу. Слід звертати увагу на те, що вантажі встановлені з підкручуванням проводу для забезпечення необхідного положення. Біля наступної розпірки вантажі монтуються так, щоб урівноважити крутильний момент, створений біля сусідньої розпірки. Загалом комплект ексцентричних вантажів має масу близько 20 кг. Гасники такого типу зменшують амплітуду коливань до 40 % порівняно з необробленою фазою.

Значного розповсюдження набув у США розроблений А. Річардсоном пристрій під назвою AR «твістер» (рис. 3.16, б), котрий являє собою ексцентричні вантажі. Пристрій містить масивний циліндр із закругленими краями, який жорстко закріплено на проводі у близькому до вертикалі положенні спеціальним затискачем. Вантаж приєднаний до затискача не зовсім жорстко, чим забезпечується деяке демпфірування вібраційних коливань. Маса кожного вантажу близько 3,5 кг. Якщо погонна маса проводу велика, встановлюють декілька вантажів. Згідно з пропозицією автора, пристрій встановлюється поблизу середини прогону.

В Японії набув відносного поширення гасник галопування (рис. 3.16, в), який містить урівноважений маятник з вантажами і приєднаний до нього елемент дисипації у вигляді відрізка тросу. Його ефективність більш за все виявляється у специфічних гірських умовах, де часто виникають опади у вигляді важкого мокрого снігу. Так, наприклад, амплітуда галопування восьмипровідної розщепленої фази знизилась на 20-25 % порівняно з необробленою фазою.

Ще один з пристроїв А. Річардсона – аеродинамічний гасник галопування AR «відампер» (рис. 3.16, е). Гасник призначений для гасіння галопування одиночних проводів. Він використовує декілька моментів, пов'язаних із зародженням і розвитком галопування. Це, по-перше, відхилення гасника у разі виникнення вітру, що призводить до зменшення ексцентриситету утворення ожеледі. По-друге, вітровий щит гасника збільшує лобовий опір. І, по-третє, збільшується сумарне аеродинамічне демпфірування системи «гасники плюс провід» у прогоні.

Окремо треба зазначити гасники галопування типу TDD (Крутильний Демпфер і Детюнер), наведені на рис. 3.17. У 80-х роках Ж.-Л. Лільєном (Льєжський університет) для ліній з розщепленими фазами розроблено гасник галопування типу TDD (рис. 3.17, а), який пройшов успішну перевірку на стендах. У ЗАТ «Електромережбудпроект» гасник було перероблено (рис. 3.17, б), що суттєво зменшило вартість конструкції. Гасник містить раму, демпферний вузол, затискачі для кріплення до проводів, маятники з вантажами.

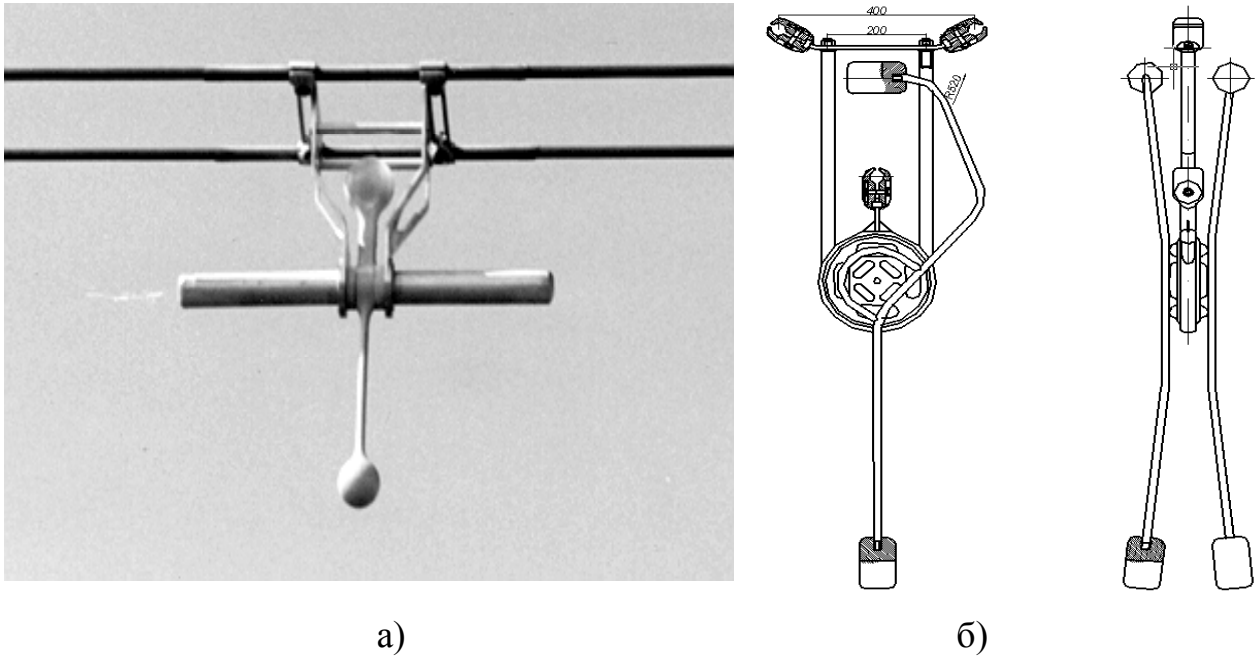


Рисунок 3.17. Гасник галопування типу TDD (Крутильний Демпфер і Детюнер)

Підсумовуючи вищенаведене, можна зазначити, що всі відомі методи захисту від галопування можна умовно розділити на три основні класи:

- видалення ожеледі або запобігання утворенню її на проводах;
- втручання в механізм розвитку і підтримування галопування, щоб запобігти його виникненню або принаймні уникнути небезпечних амплітуд;
- проектування ліній, здатних витримувати галопування за рахунок збільшення запасів під час проектування, збільшення ізолювальних відстаней між фазами або встановлення між фазних ізолюючих розпірок.

Огляд існуючих технічних рішень (на основі загальносвітового досвіду), які можна віднести до другого та частково третього класу, наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Огляд технічних рішень для захистів від галопування

Найменування пристрою	Застосування	Вид ПЛ			Примітки
		Лінії 6 – 35 кВ	ПЛ з одиночними проводами	ПЛ з розщепленими фазами	
Жорсткі міжфазні розпірки	Широке	Так	Так	Так	Запобігають перекриттям, зменшують амплітуду
Гнучкі міжфазні розпірки	Широке	Так	Так	Так	Запобігають перекриттям, зменшують амплітуду
Аеродинамічні спойлери	Широке	Так	Так	Так	Необхідне встановлення на 25 % прогону. Обмеження робочою напругою
Ексцентричні вантажі з розпір-ками з поворотними затискачами	Японія	Ні	Так	Так	Не менше 3-х на прогін. По одному вантажу на кожну розпірку і на кожний провід
AR «твістери» (ексцентричні вантажі)	США	Так	Так	Так	Два на прогін
AR «віндампери» (аеродинамічні гасники)	США	Так	Так	Так	Два на прогін
Аеродинамічні гасники (AGC)		Так	Так		Кількість визначається додатково
Гасники крутильних коливань (TCD)	Японія	Ні		Так	Два на прогін
Гасники галопування (GCD)	Японія	Ні		Так	Два на прогін
Розстроювальні маятники	Широке	Так	Так	Так	3 або 4 на прогін. Необхідні підсилювальні прутки за високого тяжіння
Крутильні гасники і «розстроювачі» коливань (TDD)	Дослідні зразки	Ні	Ні	Так	2 або 3 на прогін. Експериментальна оцінка триває

Головним джерелом інформації для складання карт районування територій енергосистем з галопування є дані про випадки галопування проводів ПЛ 35 – 750 кВ, а також дані щодо ділянок місцевості, де інтенсивне галопування повторюється неодноразово. Характеристики районів галопування приймають згідно з табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Характеристика районів галопування

Район галопування	Параметри галопування за даними спостережень на ПЛ 35 – 750 кВ		Кліматичні умови, топографія місцевості, експертна оцінка небезпеки галопування		
	Частота повторюваності галопування	Амплітуда галопування «пік-лік», м Кількість днів на рік зі сполученням вітру 6-20 м/с і ожеледі (паморози тощо) товщиною 3-20 мм	1 – 3	Особливості рельєфу і топографії місцевості	Узагальнений чинник небезпеки галопування
1-й – помірне галопування	Менше 1-го разу на 5 років	До 3	1 – 3	Рідкий або низькорослий ліс, чагарник, невисока або несучільна забудова	1 – 10
2-й – інтенсивне галопування	Більше 1-го разу на 5 років	3 – 6	3 – 5	Рівна відкрита місцевість	10 – 50
Особливий	Більше 2-х разів на 5 років	6 – 10	10 і більше	Вершини пагорбів, гребені хребтів висотою до 1500 м, паруючі у зимовий час природні водойми	50 – 90

Таким чином, ці інформація нормативних документів енергетики охоплює всі типові випадки захисту проводів та блискавкозахисних тросів від вібрації, галопування і субколивань, а також містять рекомендації щодо спеціальних заходів із захисту проводів від коливань, які стосуються як традиційних, так і нетрадиційних конструкцій ПЛ (у тому числі нових типів проводів і тросів, наддовгих прогонів, екстремальних кліматичних умов тощо).

Загалом, на даний час відомо понад 300 найменувань пропозицій на різні способи та пристрої для механічної протидії силам, що спричиняють утворення галопування. Така різноманітність пропозицій свідчить про недостатню вивченість процесу галопування на різних стадіях його розвитку.

Висновки до розділу 3

У розділі наведено приклади технічних рішень та методик, які дозволяють захистити повітряні лінії електропередавання від галопування.

Щодо розглянутих засобів протидії виникненню галопування, слід зазначити, що кожний з них не можна вважати на 100% дієвим. Усі вони діють лише у певних межах і зменшують ризик виникнення галопування частково. Тому, пошук дієвих технічних рішень та пристроїв все ще є актуальною проблемою. Кінцевим результатом має бути знаходження методів повної протидії явищу галопування для повітряних ліній електропередавання всіх класів напруг, з врахуванням їх особливостей та характеристик.

4 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ПЛ ВІД ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

4.1 Основні теоретичні положення

Повітряні лінії електропередавання (ПЛ) електричних мереж у процесі експлуатації піддаються впливу зовнішніх руйнівних факторів, серед яких найбільш небезпечним є ожеледно-паморозеві відкладення на проводах і тросах у сполученні з вітровими навантаженнями. З досвіду роботи енергомереж України та інших регіонів, збиток від ожеледно-вітрових аварій найчастіше перевищував збиток від всіх інших аварій, разом узятих.

Особливістю небезпечних ожеледних навантажень є короткочасність періоду їх появи, що складає 0,03 – 0,5% від повного терміну роботи ПЛ. Тому, усунувши ці особливі короткочасні навантаження, можна забезпечити надійну роботу ПЛ за порівняно невеликих витрат.

Велика ефективність, при плавки досягається тільки у разі її своєчасного проведення і досить великих струмів обігріву, що гарантують видалення ожеледі з дротів в течії 0,5-1 години.

Рекомендовані струми і час плавки ґрунтуються на лабораторних випробуваннях і певних допущеннях при виведенні розрахункових формул.

На даний час відомо багато різних за задумом схем плавлення ожеледно-паморозевих утворень на проводах повітряних ліній електропередавання (ПЛ). Всі вони зводяться до створення схем, які забезпечують збільшення струмів, що протікають по лінії до необхідних значень. Із цією метою створюють спеціальні схеми шляхом виконання перемикань у мережі із додатковим включенням стандартних або спеціальних елементів. Основні способи боротьби від ожеледно-вітрових пошкоджень наведено в рис. 4.1.

При цьому як джерело живлення схеми плавлення, може бути використане джерело основної (робочої) схеми мережі або застосоване спеціальне джерело,

що може бути незалежним від мережі, або також одержувати живлення від цієї мережі.

Як правило, плавлення ожеледі в електричних мережах 110 кВ та вище здійснюється з використанням напруги, зниженої проти номінальної, а в мережах до 35 кВ – за номінальної напруги. Регулювання значення струму плавлення в мережі з використанням пониженої напруги 6 – 10 кВ (інколи 35 кВ), або безпосередньо у цих мережах, здійснюється шляхом відповідного вибору місця установки закорочувальних апаратів. Крім того, можливо виконати грубе регулювання струму плавлення шляхом Perez'єднання фаз для створення різних кутових зсувів між векторами напруги на підстанціях, від яких здійснюється живлення схеми.

В розподільчих мережах 10 кВ найбільш поширені способи плавлення ожеледі штучним створенням коротких замикань і зустрічним вмиканням джерел струму. Головні з них віднесені до типових і використовуються в першу чергу, але й інші теж можуть бути використані за умов неможливості обійтись типовими.

У електричних мережах напругою до 220 кВ за техніко-економічними показниками найбільш ефективно застосовувати схеми плавлення змінним струмом.

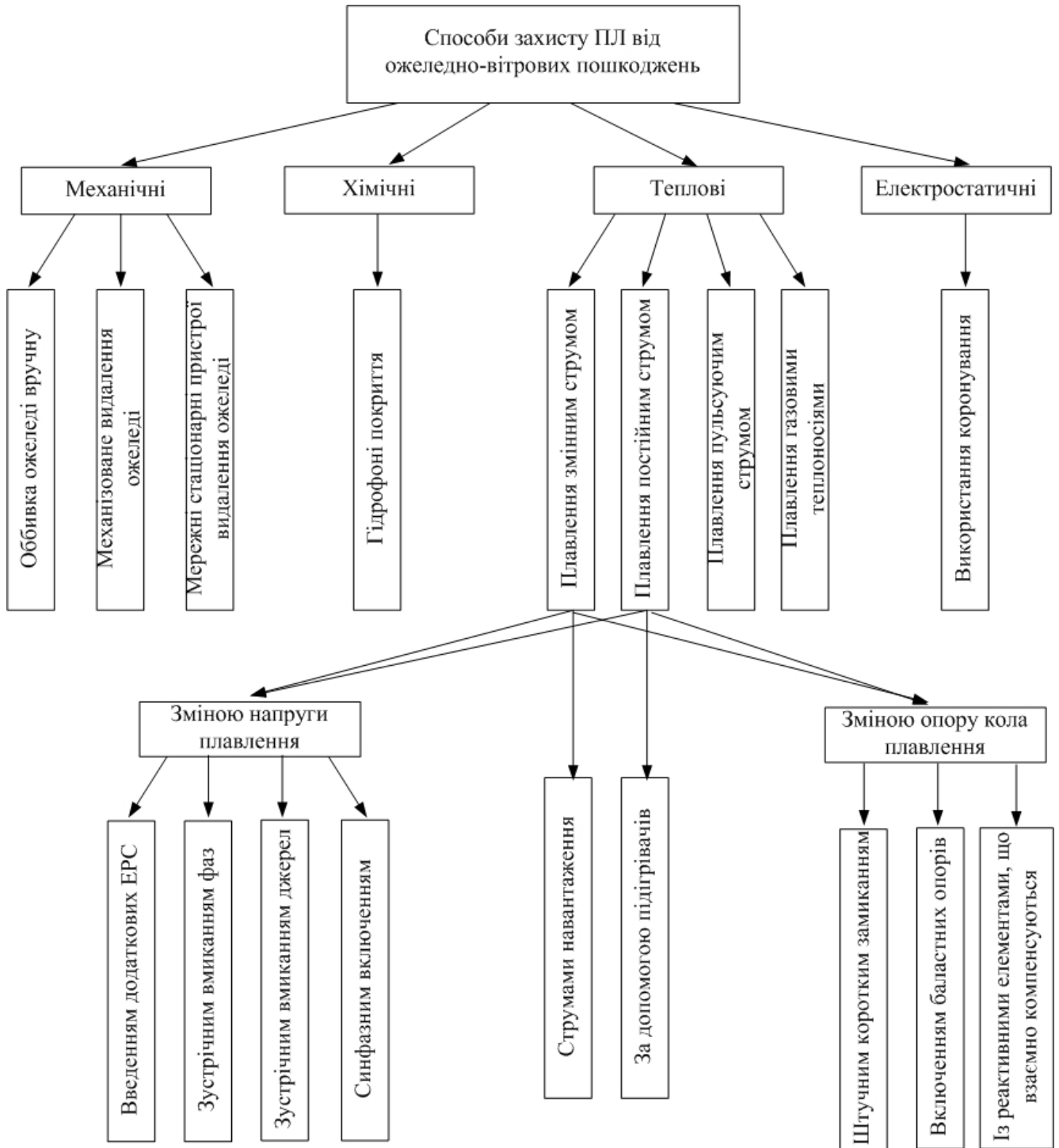


Рисунок 4.1 – Головні способи захисту ПЛ від ожеледно-вітрових пошкоджень

4.2 Схеми плавлення ожеледі штучним коротким замиканням та методом зустрічного включення фаз

Найбільш поширені схеми плавлення ожеледі з використанням способу короткого замикання та методом зустрічного включення фаз наведені на рис 4.2, та рис. 4.3. відповідно.

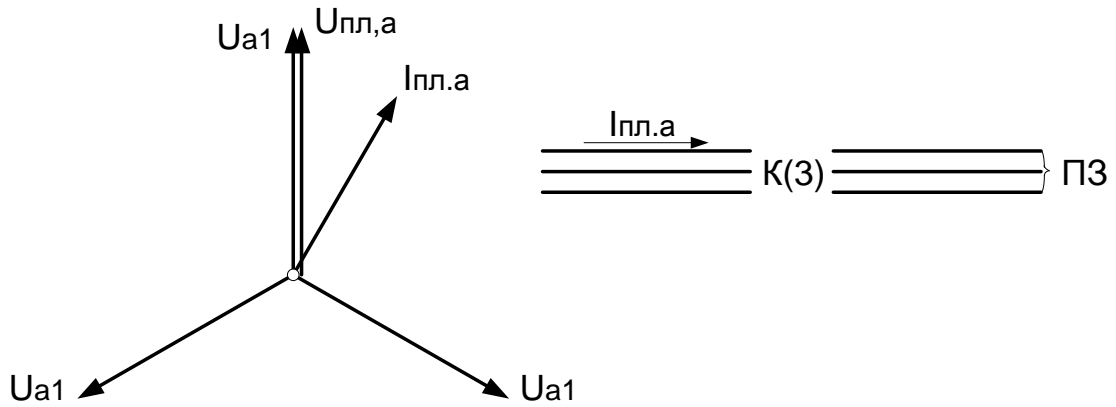
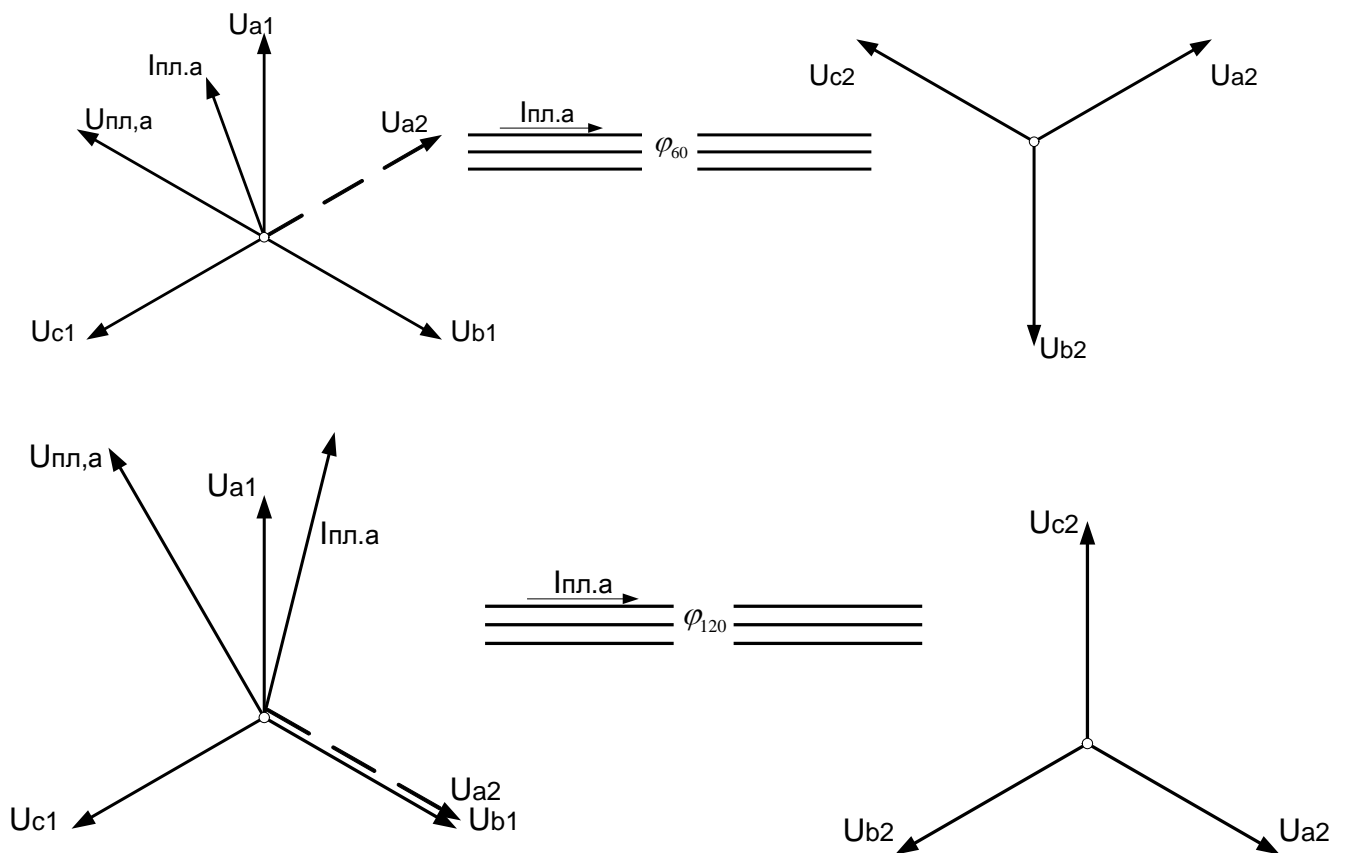


Рисунок 4.2 – Плавлення ожеледі методом штучного короткого замикання.



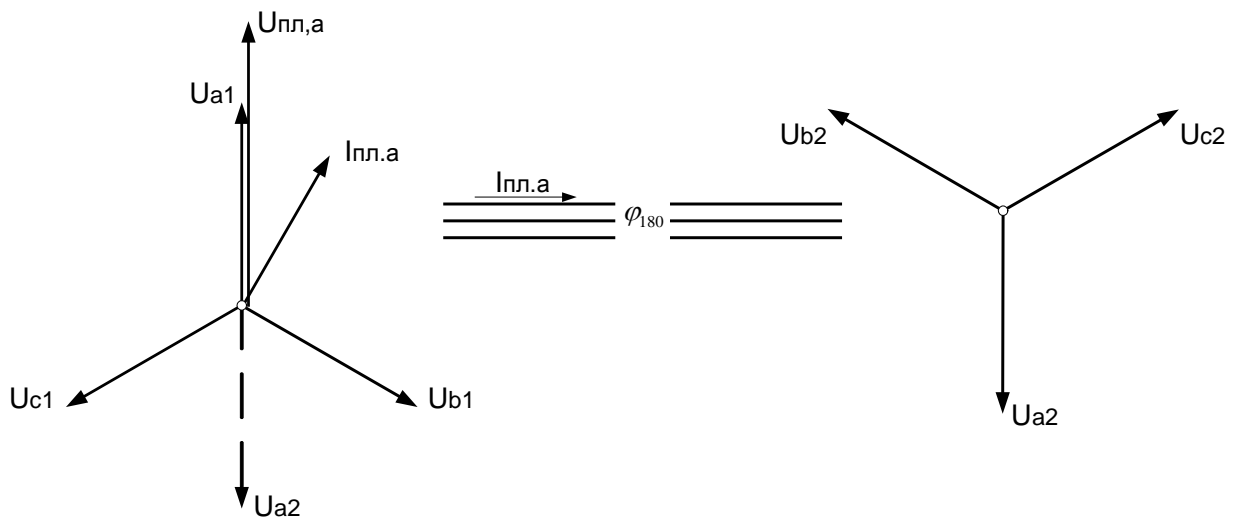


Рисунок 4.3 – Плавлення ожеледі методом ЗВФ:
 $U_{пл,а}$ ($I_{пл,а}$)- напруга (струм) плавлення в фазі «а»

ПЛ одним кінцем підключається до джерела живлення, яким, як правило, служать шини 6 - 10 кВ підстанцій або окремий трансформатор, дроти на іншому кінці ПЛ замикаються. Напруга і потужність джерела вибираються так, щоб забезпечити протікання по дротах ПЛ струму в 1,5 – 2 рази, що перевищує тривало допустимий струм. Таке перевищення допустимого тривалого струму виправдане короткочасністю процесу плавки (~1 година), а також інтенсивнішим охолодженням дроту в зимовий період. Слід пам'ятати, що допустимі тривалі струми приводяться в довідковій літературі для температури повітря 25°C.

Узагальнюючи огляд схем плавлення способом КЗ, слід відзначити, що найбільш часто застосовують трифазне заколючування, хоча відомі й неповно фазні схеми заколючування: замикання двох фаз, замикання однієї фази на землю із введенням ЕРС між фазним проводом та заземленням та інше.

Неповнофазні схеми за способом КЗ, як правило, менш ефективні ніж у разі трифазного КЗ, тому що вимагають для свого здійснення збільшену кількість комутуючих апаратів, збільшують тривалість організації й проведення плавлення. До їхнього застосування прибігають у випадках, коли плавлення трифазним КЗ не може бути виконано через перевищення значень струмів, допустимих в умовах плавлення.

Недоліки способів плавлення ожеледі несиметричними короткими замиканнями обумовили обмежену область їхнього використання, тому практично завжди використовується спосіб трифазного короткого замикання.

Основною перевагою способів із закорочуванням є можливість їх використання в мережах будь-якої конфігурації.

Принципова схема плавки ожеледі постійним струмом показана на рис. 4.4., б. Випрямляч UZ підключається до шин 6 – 10 кВ підстанцій або окремому трансформатору. Використовуються, як правило, дві схеми плавки ожеледі постійним струмом : "фаза-фаза" і "фаза - дві фази".

Параметри що випускаються вітчизняною промисловістю нерегульованих постійних блоків, що підключаються до змінної напруги 10 кВ, : випрямлена напруга 14 кВ; випрямлений струм 1200 А; потужність на виході 16800 кВт.

Для отримання більшої потужності постійні блоки можна включати послідовно або паралельно.

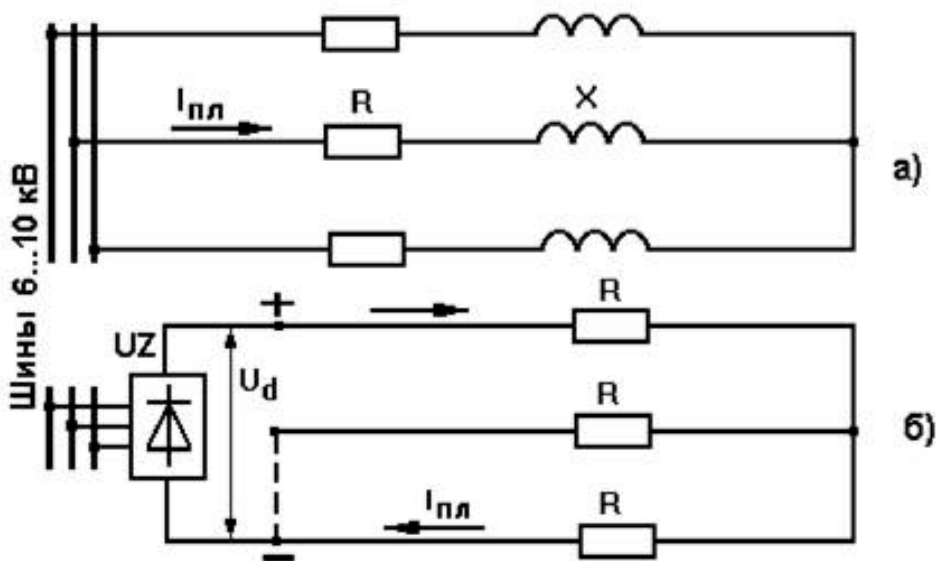


Рисунок 4.4 – Принципові схеми плавлення ожеледі змінним (а) та випрямленим (б) струмом.

Основним засобом боротьби з аваріями на повітряних лініях електропередачі із-за ожеледі являється плавка ожеледі (ПО) на дротах і тросах змінним або постійним струмом. Найбільше поширення в енергосистемах для

ПЛ напругою до 110 кВ включно мають схеми ПО на змінному струмі способами коротких замикань.

Нещодавно арсенал способів ПО поповнився новим способом, що дозволяє проводити плавку ожеледі на дротах 6 - 110 кВ без відключення лінії і споживачів. Для застосування будь-якого серед цих способів ПО необхідно визначити максимально допустимий струм (МДС) і час проведення плавки як при проектуванні ПЛ з пристроями ПО і складанні технологічних карт ПО, так і при проведенні плавлення в умовах експлуатації ПЛ.

Час плавлення ожеледі є функцією багатьох змінних - залежить від струму ПО, температури навколишнього середовища, швидкості і напрямку вітру, щільності і товщини стінки відкладень ожеледі на дротах, а також від матеріалу і діаметру дроту. Тому інтерполяція такої складної функції для проміжних значень декількох аргументів вимагає значних витрат і зв'язана з ризиком помилок.

Схеми джерел живлення УПО з використанням номінальної напруги розподіляються на:

- схеми, де плавлення ожеледі здійснюється за умови збереження живлення споживачів, підключених до ПЛ, що обігріваються;
- схеми, де плавлення ожеледі здійснюється в умовах знеструмлених споживачів.

Для зменшення часу збирання схеми плавлення ожеледі доцільно автоматизувати процес збирання схем плавлення та введення ПЛ в роботу після завершення плавлення. Якщо потужності чи номінальні напруги встановлених на підстанціях трансформаторів не забезпечують плавлення ожеледі, то слід здійснити заміну трансформатора на більш потужний.

Плавлення ожеледі на проводах ПЛ може здійснюватися:

- змінним струмом на ПЛ, що перебуває в роботі (з продовженням живлення споживачів, які підключені до ПЛ);
- змінним струмом на ПЛ, що залишаються під робочою напругою, але потребують відключення споживачів;
- змінним струмом на виведеній з роботи ПЛ;

- постійним струмом на виведеній з роботи ПЛ;
- постійним струмом з почерговим виведенням з роботи фаз ПЛ.

На ПЛ 10 кВ плавлення ожеледі як правило проводиться з використанням змінного струму промислової частоти. Плавлення ожеледі постійним струмом може використовуватись за наявності таких схем для ПЛ високих напруг та економічного обґрунтування.

Схеми плавлення ожеледі із збереженням живлення споживачів, приєднаних до ПЛ, на якій виконується плавлення може виконуватись одним з таких способів, коли ПЛ під час плавлення перебуває в роботі:

- зустрічним увімкненням джерел з кутовим зміщенням не більше 60° ;
- зрівнювальним струмом;
- струмами, зумовленими перерозподілом навантаження.

Ці способи можуть застосовуватися для ліній між сусідніми підстанціями, при паралельних лініях та у кільцевій мережі, як правило, на магістральних ділянках ПЛ.

Спосіб плавлення ожеледі зустрічним увімкненням джерел полягає в тому, що кінці проводів лінії, яка обігривається, приєднують до джерел з взаємним фазовим зсувом напруг, наприклад до різних фаз трансформаторів, до одноіменних фаз трансформаторів з перемиканням фаз на вході та виході одного з них, до трансформаторів з різними групами з'єднань.

В розподільчих мережах 10-35-110 кВ використовуються трансформатори з схемою з'єднання обмоток $Y/\Delta - 11$, для яких можливе здійснення перемикань, у результаті яких можна одержати кутові зміщення векторів одноіменних фаз напруги джерел плавлення.

Спосіб плавлення ЗВД може бути реалізований лише на ділянках із взаємним резервуванням, що є обмеженням області застосування цього способу. Разом з тим, не потрібно додаткових комутуючих апаратів, тому що для цієї мети звичайно використовуються комутуючі апарати пункту автоматичного вводу резерву (АВР).

Зниження напруги у проміжних точках ПЛ навіть за відсутності навантажень викликає обмеження можливості живлення споживачів у цих

точках. Для збереження живлення споживачів, які приєднані по всій довжині лінії, що обігривається, застосовують схему зустрічного увімкнення джерел, вектори напруг яких зміщені на 60 електричних градусів. Для цього в кільцевій мережі (рис. 4.5) встановлюють нормально вимкнений секційний вимикач.

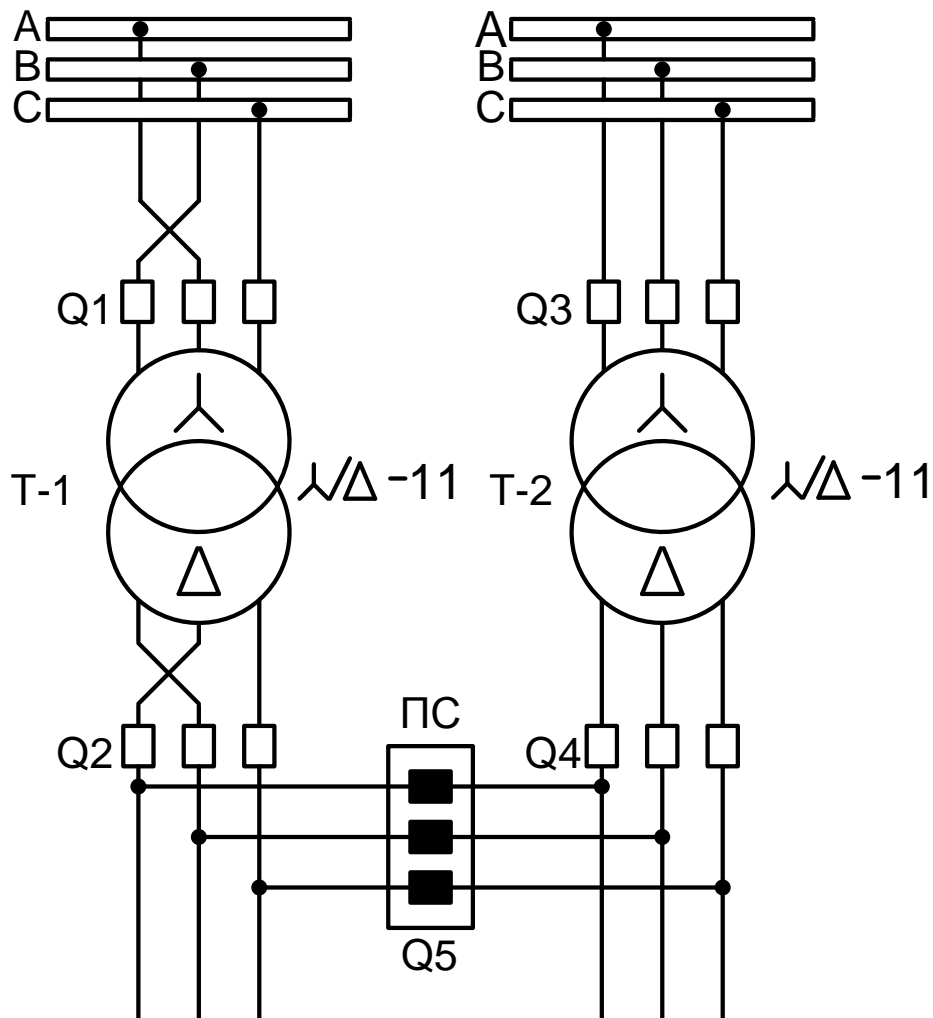


Рисунок 4.5 – Схема плавлення ожеледі зустрічним увімкненням джерел, вектори напруг яких зсунуті на 60 градусів

Лінії мережі приєднуються до незалежних джерел з вказаним зсувом фаз векторів напруги. Під час плавлення ожеледі вимикач вмикається. У цьому режимі на струм навантаження накладається додатковий струм, зумовлений різницею напруг двох незалежних джерел живлення. Як незалежні джерела живлення використовують шини різних підстанцій, або різні секції чи системи шин однієї підстанції. При цьому обидва джерела повинні мати електричний зв'язок з боку подачі живлення, наприклад, трансформатори приєднані до тих

самих шин 35 кВ, або з'єднані лінією 35 кВ. Кутовий зсув на 60 електричних градусів можливий тільки за наявності трансформаторів 11 групи з'єднань.

Мережі 10 кВ, де передбачено плавлення ожеледі, можуть постійно працювати з кутовим зсувом 60, 120 або 180 електричних градусів в умовах вимкнених секційних вимикачів, які вмикаються для проведення плавлення і перетворюють схему нормального живлення в кільцеву з кутовим зсувом 60, 120 або 180 електричних градусів відповідно.

На коротких двоколових ПЛ та на ПЛ кільцевих мереж доцільне плавлення ожеледі зрівнювальним струмом зі зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів живлення (синфазний спосіб плавлення).

У разі плавлення ожеледі перерозподілом навантаження струм лінії, яка обігривається, збільшують до необхідного шляхом:

- збільшення навантаження станцій, що передають енергію через лінію;
- збільшення навантаження підстанцій, які одержують живлення по лінії, що обігривається, шляхом перемикачів в мережі нижчої напруги;
- вимкнення частини ліній.

Для збереження надійності роботи системи під час плавлення ожеледі перерозподілом навантажень, тимчасово виведені з роботи лінії обладнують пристроями для негайного автоматичного їх вмикання у разі зникнення напруги на шинах навантаження. У разі однобічного живлення лінію, що обігривається, слід завантажувати активною потужністю, оскільки за такої умови порушення режиму напруг в мережі є меншим. У разі двобічного живлення лінію, що обігривається, слід завантажувати струмом з таким кутовим зсувом, при якому напруга плавлення буде під кутом, близьким до 90 електричних градусів до напруги джерела живлення.

Ефективність плавлення ожеледі накладанням струмів можна підвищити, поєднуючи його з перерозподілом навантажень.

Плавлення ожеледі на проводах ПЛ, що залишаються під робочою напругою, але потребують відключення споживачів може здійснюватись:

- у разі зустрічного ввімкнення джерел з кутовим зсувом 120 або 180 електричних градусів (рис. 4.6. та рис. 4.7);

- зрівнювальними струмами від джерел різних ступенів напруги (6,3 – 10 кВ);
- струмом короткого замикання за номінальної напруги ПЛ 10 кВ.

Для двоколових ПЛ чи кільцевих мереж за наявності джерел з напругою 6,3 кВ та 10 кВ доцільне плавлення ожеледі синфазним способом, при якому з одного кінця ПЛ приєднується до джерела з напругою 6,3 кВ, а з протилежного – 10 кВ.

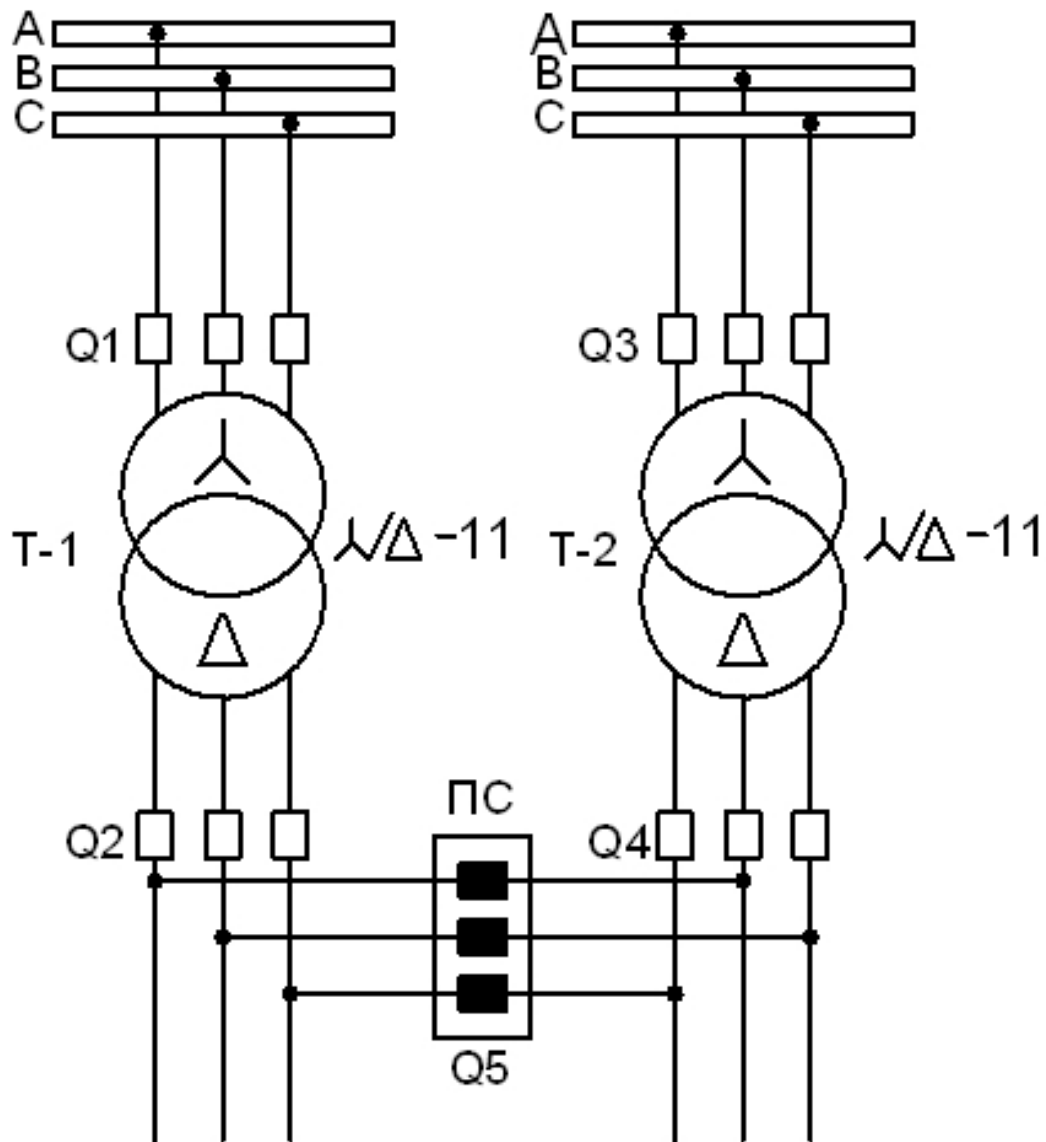


Рисунок 4.6 – Схема плавлення ожеледі зустрічним ввімкненням джерел, вектори напруг яких зсунуті на 120 електричних градусів

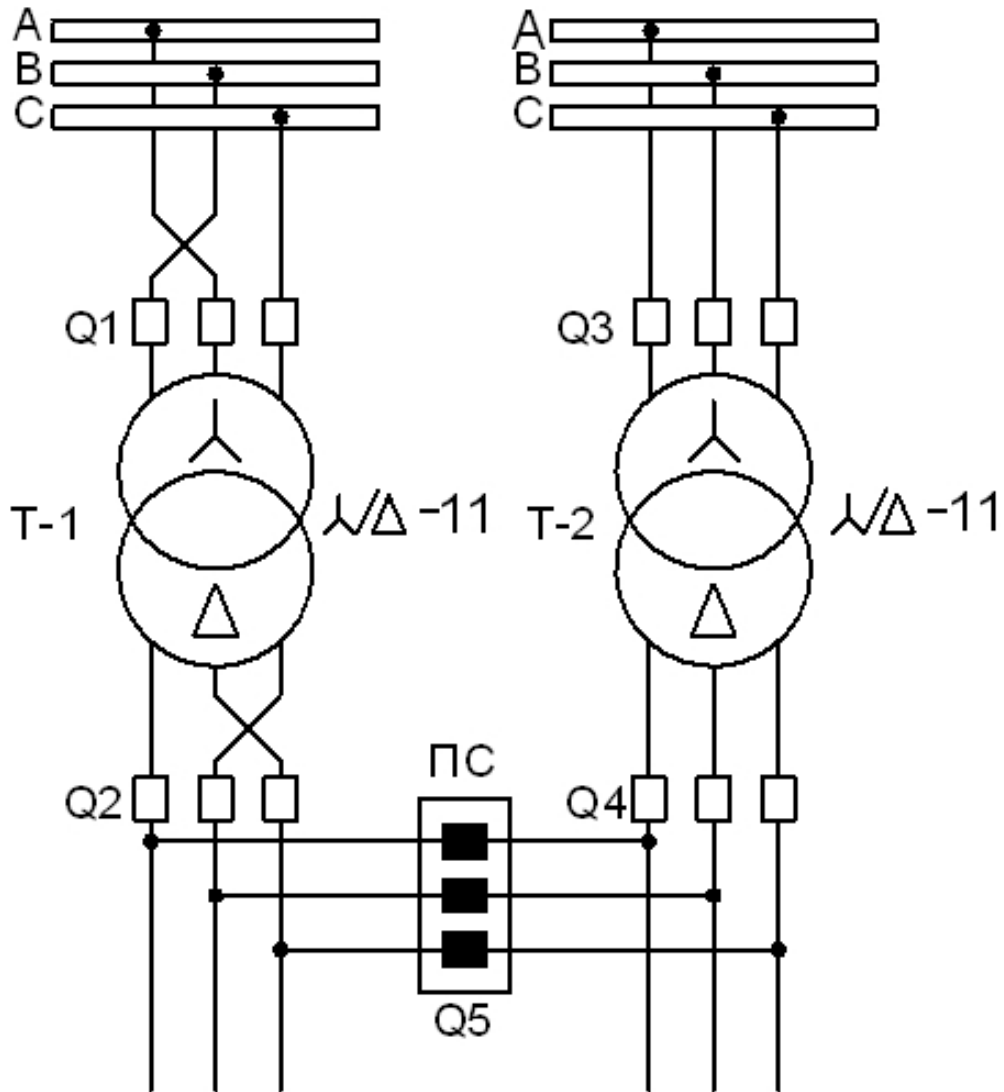


Рисунок 4.7 – Схема плавлення ожеледі зустрічним увімкненням джерел, вектори напруг яких зсунуті на 180 електричних градусів

Плавлення ожеледі змінним струмом на виведених з роботи ПЛ здійснюється переважно способом короткого замикання або способом зустрічного увімкнення джерел з взаємним фазовим зсувом напруг, більш ніж 60 електричних градусів.

Для плавлення ожеледі штучно створюють такі види замикань:

- трифазне коротке замикання (рис. 4.8);
- двофазне коротке замикання;
- "змійка" – однофазне коротке замикання з послідовним сполученням проводів усіх фаз (рис. 4.9).

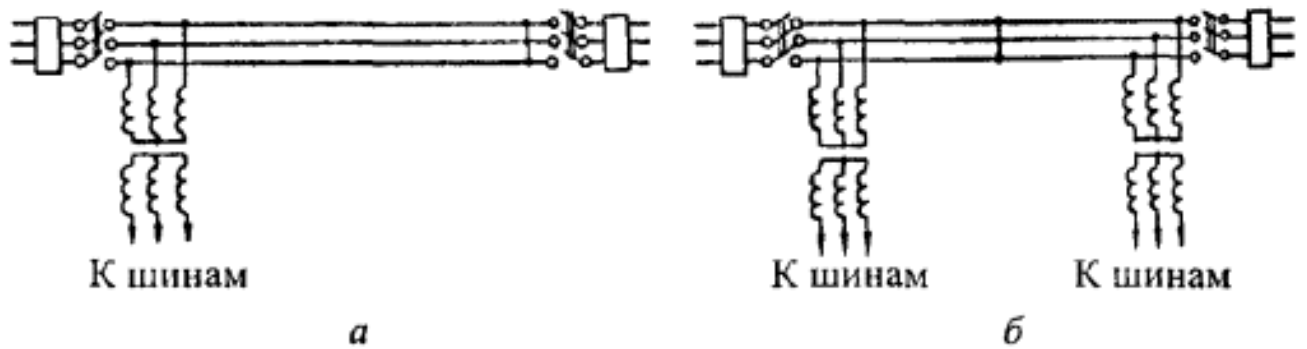


Рисунок 4.8 – Схема плавлення ожеледі з замиканням трьох фаз
(а – в кінці лінії, б – в середині лінії)

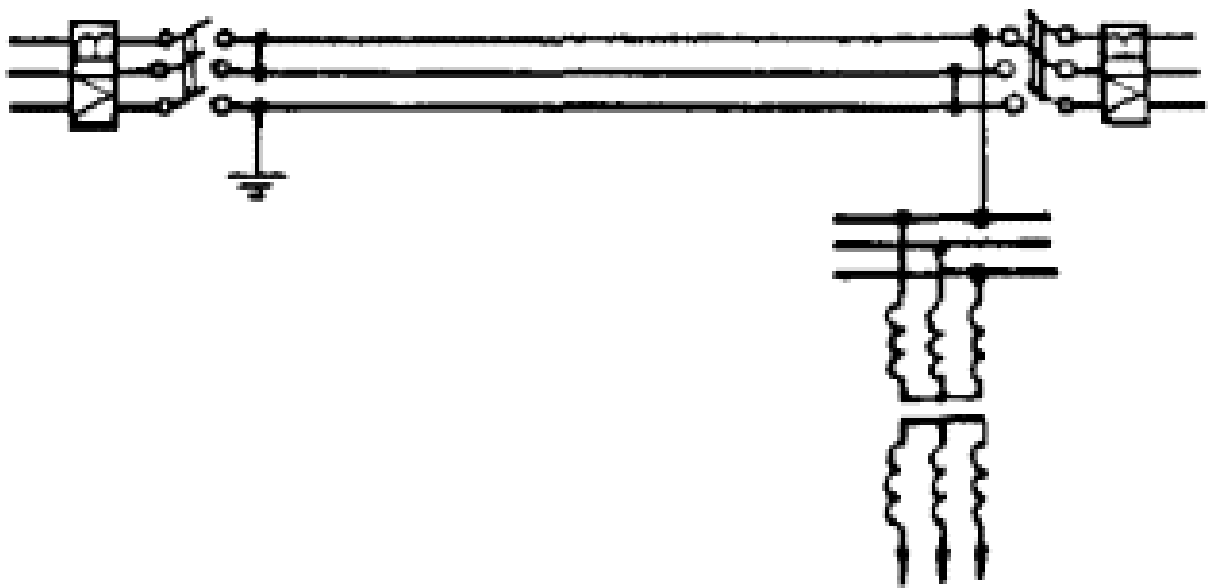


Рисунок 4.9 – Схема плавлення ожеледі з послідовним
з'єднанням проводів фаз лінії

Метод трифазного короткого замикання є простим та зручним, оскільки плавлення ожеледі відбувається на всіх фазах одночасно. Застосовуючи двофазне коротке замикання, плавлення ожеледі спочатку проводять на двох фазах, а потім на третій в поєднанні з одним із проводів, які звільнилися від ожеледі. Схему "змійка" слід застосовувати на коротких лініях, коли наявні напруги надто великі для плавлення струмами трифазного короткого замикання.

Для плавлення ожеледі на ПЛ 35-110 кВ методами трифазного або двофазного КЗ допускається заколювання проводів заземлювальними ножами роз'єднувачів, якщо їх спуск до контура заземлення перевірений на термічну

стійкість з урахуванням часу плавлення ожеледі. Якщо схема підстанції дозволяє, то доцільне одночасне ввімкнення кількох заземлювальних ножів (наприклад, лінійного й обхідного роз'єднувачів).

Регулювання режиму плавлення здійснюється виділеними для цього окремими генераторами чи трансформаторами. У силовому трансформаторі можна змінювати напругу в діапазоні наявних регулювальних відгалужень обмотки або пристроїв регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням.

Довжини ПЛ, на яких може бути виконана плавка ожеледі способом трифазного короткого замикання при різній напрузі плавлення, приведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Довжини ПЛ, на яких може бути виконана плавка ожеледі способом трифазного короткого замикання

Напруга підведена до ПЛ, кВ	Струм плавки, А	Переріз проводу по алюмінію, мм ²	Необхідна потужність, МВА	Можлива довжина лінії, км
6,6	400	70-95	4,6	24
	600	120-150	6,9	16
	800	185-240	9,2	12
	1000	300-500	11,4	10
10,5	400	70-95	7,25	38
	600	120-150	10,9	25
	800	185-240	14,5	19
	1000	300-500	18,1	15
35	400	70-95	24,2	125
	600	120-150	37,2	85
	800	185-240	48,5	63
	1000	300-500	60,5	50
110	800	185-240	142	200
	1000	300-500	190	159

Значення струму та тривалість, необхідні для плавлення ожеледі змінним струмом на мідних, алюмінієвих та сталюалюмінієвих проводах ПЛ та грозозахисних тросах, приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Струм плавлення та струм, що попереджує утворення ожеледі на проводах ПЛ

Марка і переріз провода, мм ²		Струм плавки ожеледі, А*, при її тривалості, хв					Струм, попереджуючий утворення ожеледі, А**
ГОСТ 839-80, ГОСТ 839-74	ГОСТ 839-59, ТУ	30	40	60	80	100	
АС 70/11	АС-70	407	370	328	306	291	205
АС 120/19	АС-120	565	509	450	417	396	275
АС 240/39	АС-240	863	780	690	640	606	440

* приведений для ожеледі діаметром 5 см при температурі повітря мінус 5 °З і швидкості вітру 5 м/с.

** приведений для температури повітря мінус 5 °З і швидкості вітру 5 м/с.

Варто зазначити, що при створенні схем для плавлення ожеледі струмами короткого замикання, не рекомендується використання для заземлення заземлюючі контури електростанцій та підстанцій. Заземлення проводів ПЛ має бути незалежним.

Для закорочення фаз або установки заземлень при зборці схеми плавлення ожеледі рекомендується застосовувати стаціонарні комутаційні апарати з ручним або дистанційним управлінням.

Схеми плавки ожеледі мають бути розроблені для кожної ПЛ з вказівкою необхідного для плавлення ожеледі значення струму, максимального струму, допустимого по технічному стану елементів ПЛ та устаткування підстанцій.

Крім того, дуже актуальною є проблема захисту відгалужень від магістральної ділянки ПЛ і тупикових ПЛ. Дотепер використання засобів тупикових ПЛ від ожеледно-вітрових впливів стримувалось відсутністю розробок відповідних способів і пристроїв плавлення ожеледі, що дозволяють забезпечити розплавлення ожеледі на тупикових ПЛ і в розгалужених мережах без припинення електропостачання по ПЛ, що обігрівається.

Висновки до розділу 4

Для своєчасного попередження про небезпечні навантаження від ожеледі слід організувати спеціальне спостереження. Для цього необхідно завчасно визначати контрольні пункти на трасі лінії, де за даними спостережень можливе сильне намерзання ожеледі. Спостереження слід здійснювати безпосередньо на найвідповідальніших лініях і на спеціально обладнаних постах.

Враховуючи тяжкий характер ожеледно-вітрових аварій та великі збитки через недовідпуск електроенергії, а також дуже значні витрати на відновлення зруйнованих ліній, необхідно вживати комплексні заходи для попередження ожеледно-вітрових аварій. Одним з найбільш ефективних способів боротьби з даною проблемою є плавлення ожеледі електричним струмом.

Подальший розвиток систем протиожеледного захисту повинен здійснюватись шляхом створення схем з широким діапазоном регулювання напруги плавлення, зі значним обсягом ліній різних протяжностей, переважно без виводу обігріваної ПЛ з робочої схеми мережі з можливістю організації комплексної автоматизації технологічного процесу плавлення.

Також доцільним є питання захисту усіх елементів ліній електропередавання (опор, грозозахисних тросів, тощо) та елементів підстанцій, які мають безпосередній зв'язок з лініями електропередавання.

ВИСНОВКИ

Під час написання мною магістерської дисертації за моєю темою були опрацьовані основні матеріали, щодо впливу ожеледно-вітрових навантажень та дії вітру на проводи повітряних ліній електропередавання. Були визначені основні проблеми даної теми, які потребували вирішення, та напрямки, згідно яких треба працювати.

Було виконано аналіз існуючих наукових робіт та статей, визначено та вивчено повний цикл появи коливальних процесів проводів повітряних ліній електропередавання при дії на них вітрових потоків та впливу ожеледно-вітрових навантажень.

За отриманими даними вивчення фізики процесів, в програмному комплексі SolidWorks було створено модель фрагменту проводу, який найбільш часто застосовується в електричних мережах енергетики України. На даній моделі було проведено ряд експериментів щодо виникнення ожеледних відкладень різної форми.

Моделювання процесу починалося з перенесення основи проводу в програмний комплекс SolidWorks. Оскільки в процесі моделювання цікавить лише обтікання проводу потоком повітря, всі лишні компоненти (а саме, внутрішні порожнини проводу) було відкинуто.

Створена динамічна модель обтікання проводу ПЛ марки АС-70/11 із застосуванням програмного пакету SolidWorks дозволяє з високою точністю визначати швидкості та просторову форму потоків повітря, а також відслідковувати динаміку їх переміщення за різних умов експлуатації, що в свою чергу дозволить в подальшому розрахувати амплітуду та форму коливань проводів ПЛ, що перебувають під дією ожеледно-вітрових навантажень.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ПУЕ-2006. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.4 Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ. Глава 2.5 Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ. Затв. наказом Мінпаливенерго України від 05.01.2006 р. № 3. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2006.

2. СОУ 45.2-00100227-24:2010 Захист проводів і тросів повітряних ліній електропередавання від вітрових коливань (вібрації, галопування, субколивань). Методичні вказівки. – К.: КВІЦ. – 2010.

3. ГКД 34.20.507-2003 (ПТЕ) Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Затв. наказом Мінпаливенерго України від 13.06.2003 р. № 296. – К.: ОЕП ГРІФРЕ, 2003.

4. ГКД 341.004.003-94 Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище. Затв. Міненерго України 03.10.94 р., введено в дію з 1 січня 1995 р.

5. РД 34.20.182-90 Методические указания по типовой защите от вибрации и субколебаний проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ, утв. Главтехуправлением Минэнерго СССР 06.12.90 г. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1990.

6. РД 34.20.184-91 Методические указания по районированию территорий энергосистем и трасс ВЛ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.

7. СОУ-Н-ЕЕ 20.668:2007 Використання спіральної арматури для ремонту проводів і тросів ПЛ 35-750 кВ.

8. Ден-Гартог Дж. Механические колебания. – М.: Физматгиз, 1960. – 580 с.

9. Горохов Е.В., Шаповалов С.Н., Гусаков В.Н., Митраков В.А., Назим Я.В., Шаньгин В.А. Математическое моделирование колебаний проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи. // Труды Междунар. конф. «Теория и практика металлических конструкций» – Том 2. – Донецк-Макеевка: 1997, с. 116 – 125.

10. Горохов Е.В., Казакевич М.И., Турбин С.В., Назим Я.В. и др. Ветровые и гололедные воздействия на воздушные линии электропередачи; Под ред. Горохова Е.В. – Донецк, 2005. –348 с.

11. Удод Т.Е. Анализ пляски проводов ВЛ (Новые представления о физике процесса). // Семинар стран СНГ «Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ с учетом перспективы повышения надежности их работы на современном этапе» (МЭС-3). – Москва, 2007.

12. Эффективность энергетического строительства и эксплуатации в Украине // Горохов Е.В., Гримуд Г.И., Муцанов В.Ф. и др. Под ред. Е.В. Горохова и Г.И. Гримуда. – Макеевка, РИО ДонНАСА, 2008. – 172 с.

13. СОУ 45.2-00100227-23:2010 Технічне обслуговування і ремонт великих переходів повітряних ліній електропередачі через перешкоди. Методичні вказівки. Затв. наказом Мінпаливенерго України від 22.02.2010 р. № 70. – К.: КВЦ, 2010.

14. Крижов Г.П., Удод Т.Є. Спиральная арматура для ремонту проводов і тросів. // Электропанорама, 2007 р., № 11, с. 38 – 43.

15. Меркотан Р.А., Казанський С.В. Моделивання коливань проводів повітряних ліній електропередачі // Збірник доповідей Міжн. Науково-технічної конф. Молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики» – К.: НТУУ «КПІ», 2017.

16. Казанський С.В., Моссаковський В.І., Меркотан Р.А. Дослідження коливань проводів повітряних ліній електропередачі з урахуванням ожеледно-вітрових навантажень // Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів "Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації". Збірник матеріалів конференції. м. Кременчук, 2018.