

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

«Дослідження впливу кліматичних факторів на технічні втрати електроенергії в повітряних лініях 110 кВ»

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕНМ-23М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ Антон ДУДКА

«_____» _____ 2024 р.

Керівник роботи к. т. н., доц.

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

«_____» _____ 2024 р.

Рецензент _____

«_____» _____ 2024 р.

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна (освітньо-наукова) програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Дудки Антона Миколайовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Дослідження впливу кліматичних факторів на технічні втрати електроенергії в повітряних лініях 110 кВ.

Investigation of the impact of climatic factors on technical electricity losses in 110 kV overhead lines»

2. Керівник роботи Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 1.12.2024 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи дослідження впливу кліматичних факторів на технічні втрати електроенергії в повітряних лініях електропередавання та розробка заходів щодо зменшення цих втрат.

Завдання: 1. Провести аналіз видів технічних втрат електроенергії в повітряних лініях. 2. З'ясувати механізми виникнення технічних втрат у повітряних лініях. 3. Дослідити вплив метеорологічних параметрів на навантажувальні втрати в повітряних лініях. 4. Дослідити вплив станів погоди на кліматичні втрати в повітряних лініях. 5. Розробити рекомендації щодо зменшення втрат активної потужності в повітряних лініях. 6. Розробити комплекс заходів з техніки безпеки та охорони праці при експлуатації повітряних ліній 110 кВ

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	к.т.н., доц. Савеленко І. В.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ. Актуальність дослідження	2.09 – 4.09	
2	Розділ 1. Електричні втрати в повітряних лініях електропередавання	5.09 – 20.09	
3	Розділ 2. Вплив метеорологічних параметрів на навантажувальні втрати в ПЛ	23.09 – 18.10	
4	Розділ 3. Вплив станів погоди на кліматичні втрати в ПЛ	21.10 – 8.11	
5.	Розділ 4. Охорона праці	11.11 – 15.11	
6.	Формулювання загальних висновків	18.11 – 22.11	
7.	Оформлення переліку використаних джерел	25.11 – 27.11	
8.	Оформлення презентаційного матеріалу у вигляді слайдів	28.12 – 2.12	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис керівника

Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

(ім'я та прізвище)

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис здобувача

Антон ДУДКА

(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 96 с.; 19 рис.; 6 табл.; 27 джерело; 1 дод. на 11 с.

Дудка А. М. Дослідження впливу кліматичних факторів на технічні втрати електроенергії в повітряних лініях 110 кВ. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2024 рік.

Об’єкт дослідження – процес передавання електричної енергії повітряними лініями з неізольованими проводами під впливом факторів навколишнього середовища.

Предмет дослідження – кліматичні фактори, що мають суттєвий вплив на технічні втрати електричної енергії в повітряних лініях.

Мета кваліфікаційної роботи – дослідження впливу кліматичних факторів на технічні втрати електроенергії в повітряних лініях електропередавання та розробка рекомендацій щодо зменшення цих втрат.

У першому розділі кваліфікаційної роботи проаналізовано види технічних втрат електроенергії в повітряних лініях, механізми їх виникнення та сучасні підходи до їх зниження. У другому розділі досліджено вплив метеорологічних параметрів на навантажувальні втрати в повітряних лініях і розроблені рекомендації щодо їх зниження. У третьому розділі досліджено вплив станів погоди на кліматичні втрати в повітряних лініях і запропоновані рекомендації щодо зменшення втрат на коронування. У додатку проведено аналіз небезпечних і шкідливих факторів при обслуговуванні повітряних ліній і розроблені організаційні та технічні заходи для забезпечення безпеки робіт.

Результати досліджень кваліфікаційної роботи можуть бути використані в енергопостачальних компаніях при розробці технічних заходів зі зниження технічних втрат електроенергії в повітряних лініях 110 кВ, що спричинені впливом кліматичних факторів.

Ключові слова: повітряна лінія електропередавання, втрати електричної енергії, корона, тепловий баланс неізольованого проводу, енергозберігаючі заходи, охорна праці при експлуатації повітряних ліній

ABSTRACT

Qualification work 96 p.; 19 fig.; 6 tabl.; 27 sources; 1 app. of 11 p.

Dudka A. M. Investigation of the impact of climatic factors on technical electricity losses in 110 kV overhead lines. - Manuscript.

Master's thesis in the specialty 141 "Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics," educational program "Energy Management." – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2024.

Object of the study – the process of transmitting electrical energy through overhead power lines with non-insulated conductors under the influence of environmental factors.

Subject of the study – climatic factors that significantly impact technical energy losses in overhead power lines.

Aim of the qualification work – to investigate the impact of climatic factors on technical energy losses in overhead power lines and to develop recommendations for reducing these losses.

The first chapter of the qualification work analyzes the types of technical energy losses in overhead power lines, their mechanisms, and modern approaches to reducing these losses. The second chapter examines the impact of meteorological parameters on load losses in overhead power lines and provides recommendations for their reduction. The third chapter investigates the impact of weather conditions on climatic losses in overhead power lines and proposes recommendations for reducing losses caused by corona discharge. The appendix includes an analysis of hazardous and harmful factors during the maintenance of overhead power lines and the development of organizational and technical measures to ensure work safety.

The results of the qualification work can be applied by energy supply companies in the development of technical measures to reduce technical energy losses in 110 kV overhead power lines caused by climatic factors.

Keywords: overhead power line, energy losses, corona, thermal balance of a non-insulated conductor, energy-saving measures, occupational safety during the operation of overhead power lines.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. ЕЛЕКТРИЧНІ ВТРАТИ В ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРО- ПЕРЕДАВАННЯ	12
1.1. Види втрат електроенергії в повітряних лініях.....	12
1.2. Механізми виникнення електричних втрат	19
1.3. Сучасні підходи до зниження втрат електроенергії в ПЛ.....	26
1.4. Висновки до розділу 1	31
2. РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ НА НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ПЛ	33
2.1. Аналіз математичних моделей розрахунку навантажувальних втрат електроенергії	33
2.2. Аналіз рівняння теплового балансу неізолюваного проводу ПЛ	36
2.2.1. Розрахунок втрат Джоуля в проводі	38
2.2.2. Нагрів проводу сонячним випромінюванням	40
2.2.3. Потужність магнітних втрат у проводі	41
2.2.4. Конвективне охолодження проводу.....	42
2.2.5. Втрати тепла проводом внаслідок випромінювання.....	44
2.3. Дослідження впливу кліматичних факторів на навантажувальні втрати активної потужності в ПЛ.....	45
2.4. Заходи зі зниження навантажувальних втрат у повітряних лініях електропередавання	51
2.5. Висновки до розділу 2	54

3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СТАНІВ ПОГОДИ НА КЛІМАТИЧНІ

ВТРАТИ В ПЛ.....	56
3.1. Корона змінного струму	56
3.2. Втрати потужності й енергії на корону при дощу і снігу	58
3.3. Втрати потужності і енергії на корону при поганій погоді інших видів	64
3.4. Інженерні методи розрахунку втрат енергії на корну	68
3.5. Заходи зі зниження втрат на коронування	76
3.6. Висновки по розділу 3	78

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	80
-------------------------------	-----------

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	83
--	-----------

ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	86
--------------------------------------	-----------

A.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при експлуатації повітряних ліній	86
A.2. Заходи з безпечної експлуатації повітряних ліній.....	88
A.3. Розрахунок заземлюючого пристрою опори повітряної лінії 110 кВ.....	91
A.4. Висновки	96

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ПКРП – пристрій компенсації реактивної потужності;

ПЛ – повітряна лінія;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РПН – регулювання під навантаженням;

СТ – силовий трансформатор;

ACCC – Aluminum Conductor Composite Core;

ACSS – Aluminum Conductor, Steel-Supported;

ВСТУП

Актуальність теми. Повітряні лінії електропередавання – це ключовий елемент системи електропостачання України, що забезпечує транспортування електроенергії від електростанцій до споживачів. Протяжність ПЛ за класами рівнів напруги є досить значною: 6-10 кВ – 253,7 тис. км; 35 кВ – 55,4 тис. км, 110-150 кВ – 24,8 тис. км, 330-750 – 40,4 тис. км [1].

Ефективність функціонування ПЛ визначається значною кількістю факторів, але одним із ключових є коефіцієнт корисної дії ліній, який на пряму пов'язаний з величиною втрат електроенергії під час її транспортування. Як і в будь-якому іншому енергетичному обладнанні, втрати електроенергії в ПЛ мають різну фізичну природу та специфіку. Виходячи з методів визначення чисельних значень їх прийнято поділяти на технічні та комерційні [2-4]. Такий поділ дозволяє чіткіше розуміти природу втрат та методи їх зниження.

Технічні втрати виникають внаслідок фізичних процесів, що протікають під час транспортування електроенергії, таких як омичні втрати в провідниках, індуктивні втрати, а також втрати на коронний розряд. Їх величина залежить від багатьох факторів, зокрема, від протяжності лінії, характеристик проводів, терміну експлуатації ПЛ, кліматичних умов у яких експлуатується ПЛ [3]. Зниження технічних втрат є важливим завданням, що потребує використання сучасних технологій та методів, таких як впровадження компактних проводів, застосування ізоляційних матеріалів з покращеними властивостями та використання систем моніторингу і автоматизації.

Комерційні втрати зумовлені недосконалістю засобів і систем обліку електроенергії та крадіжками електроенергії [4]. За останні два десятиліття у енергосистемах були проведені значні технічні та організаційні заходи, що дозволили знизити комерційні втрати до прийнятного рівня.

Отже, дослідження направлені вивчення впливу кліматичних факторів на технічні втрати в ПЛ є актуальними.

Мета роботи полягає в дослідженні впливу кліматичних факторів на технічні втрати електроенергії в повітряних лініях електропередавання та розробці заходів щодо зменшення цих втрат.

Відповідно до поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання дослідження:

- провести аналіз видів технічних втрат електроенергії в повітряних лініях;
- з'ясувати механізми виникнення технічних втрат у повітряних лініях;
- дослідити вплив метеорологічних параметрів на навантажувальні втрати в повітряних лініях;
- дослідити вплив станів погоди на кліматичні втрати в повітряних лініях;
- розробити заходи щодо зменшення втрат активної потужності в повітряних лініях;
- розробити комплекс заходів з техніки безпеки та охорони праці при експлуатації повітряних ліній 110 кВ.

Об'єкт дослідження – процес передавання електричної енергії повітряними лініями з неізолюваними проводами під впливом факторів навколишнього середовища.

Предмет дослідження – кліматичні фактори, що мають суттєвий вплив на технічні втрати електричної енергії в повітряних лініях.

Методи досліджень: методи аналізу та синтезу, формалізації, класичні методи аналізу процесів у електричних колах, метод математичного моделювання, метод порівняльного аналізу.

Наукова цінність отриманих результатів полягає в наступному:

- отримала подальший розвиток математична модель рівняння теплового балансу для неізолюваного проводу повітряної лінії марки АС, що дозволяє детально досліджувати вплив кліматичних факторів на усталені теплові процеси та втрати електроенергії;

- обґрунтовано підходи до зниження технічних втрат активної потужності в повітряних лініях, з урахуванням впливу метеорологічних параметрів, що дозволяє підвищити енергоефективність передачі електроенергії.

Практична цінність. Для електроенергетичної галузі практичну цінність становлять заходи, розроблені в рамках кваліфікаційної роботи, щодо зниження технічних втрат електроенергії в повітряних лініях 110 кВ, що спричинені впливом кліматичних факторів.

РОЗДІЛ 1. ЕЛЕКТРИЧНІ ВТРАТИ У ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

1.1 Види втрат електроенергії в повітряних лініях

У загальному випадку, з теореми Пойнтінга випливає, що під час транспортування електричної енергії через певний об'єм простору частина її може втрачатися внаслідок існування механізмів розсіювання:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{S} = -\vec{J} \cdot \vec{E}, \quad (1.1)$$

де u – густина електромагнітного поля (об'ємна величина):

$$u = \frac{1}{2} \left(\gamma |\vec{E}|^2 + \mu |\vec{H}|^2 \right),$$

γ – електрична проникність;

$\vec{E}$ – вектор напруженості електричного поля;

μ – магнітна проникність середовища об'ємом V ;

$\vec{S}$ – вектор Пойтінга, що описує потік енергії через поверхню;

$\nabla \cdot \vec{S}$ – дивергенція вектора Пойтінга, яка описує потік енергії, що виходить з одиниці об'єму простору;

t – поточний час;

$\vec{H}$ – вектор напруженості магнітного поля;

$\vec{J}$ – вектор густини струму.

Після інтегрування рівняння (1.1) отримаємо

$$\int_V \frac{\partial u}{\partial t} dV + \int_V \nabla \cdot \vec{S} = - \int_V \vec{J} \cdot \vec{E} dV. \quad (1.2)$$

Застосувавши теорему Остроградського-Гауса, отримаємо

$$\int_V \frac{\partial u}{\partial t} dV + \oint_{\partial V} \vec{S} d\vec{A} = - \int_V \vec{J} \cdot \vec{E} dV, \quad (1.3)$$

де $\oint_{\partial V} \vec{S} d\vec{A}$ – інтеграл потоку енергії через поверхню S об'єму V ;

$d\vec{A}$ – векторний елемент поверхні S , що має напрямок, перпендикулярний до поверхні, і величину, що дорівнює площі елемента поверхні.

У рівнянні (1.3) перший член описує зміну накопиченої енергії в об'ємі, відповідає за потік енергії через межі об'єму; другий – показує різницю між потоком енергії, що входить і виходить, тобто це енергетичний баланс для об'єму; третій – теплові втрати в об'ємі.

Отже, втрати активної потужності для одиниці об'єму простору, що містить ПЛ:

$$\Delta P_{\text{пл}} = \int_V \vec{J}_{\text{пл}} \cdot \vec{E}_{\text{пл}} dV, \quad (1.4)$$

де $\vec{J}_{\text{пл}}$ – це вектор густини струму всередині провідника ПЛ;

$\vec{E}_{\text{пл}}$ – вектор напруженості електрополя в просторі навколо провідника ПЛ.

Таким чином, сумарні втрати електроенергії в ПЛ складуть:

$$\Delta W_{\text{пл}\Sigma} = \Delta P_{\text{пл}} t, \quad (1.5)$$

На практиці, сумарні або фактичні втрати електроенергії в ПЛ визначаються за результатами вимірювань як різниця електроенергії, що поступає в ПЛ $W_{\text{п}}$, і електроенергії, яка відбирається в кінці лінії $W_{\text{к}}$:

$$\Delta W_{\text{пл}\Sigma} = W_{\text{п}} - W_{\text{к}}. \quad (1.6)$$

причому покази лічильників $W_{\text{п}}$ і $W_{\text{к}}$ повинні бути зняти одночасно [2].

Сумарні втрати електроенергії у ПЛ $\Delta W_{\text{пл}\Sigma}$ можливо умовно розділити на дві основні категорії: технологічні та комерційні:

$$\Delta W_{\text{пл}\Sigma} = \Delta W_{\text{тех}} + \Delta W_{\text{ком}} . \quad (1.7)$$

Структура сумарних втрат електроенергії в ПЛ подана на рис 1.1.

Технологічні втрати виникають через специфіку процесу транспортування електроенергії по ПЛ, а також пов'язані з особливостями обліку її надходження та відпуску:

$$\Delta W_{\text{тех}} = \Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{обл}} , \quad (1.8)$$

де $\Delta W_{\text{техн}}$ – технічні втрати електроенергії;

$\Delta W_{\text{обл}}$ – втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками засобів її вимірювання.

Комерційні втрати представляють собою різницю між фактично зафіксованими втратами та обчисленими технологічними втратами електроенергії, надалі цей вид втрат не розглядається.



Рисунок 1.1 – Структура втрат електроенергії в ПЛ

Технічні втрати електроенергії в повітряних лініях мають фізичну природу та складаються з навантажувальних і умовно постійних втрат [2, 4]:

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{нав}} + \Delta W_{\text{пост}}. \quad (1.9)$$

Перша складова (1.3) навантажувальні втрати, які є змінними і залежать від величини навантаження. Вони пов'язані з нагріванням проводів – так звані омичні втрати ($\Delta W_{\text{ом}}$).

Друга складова – це умовно постійні втрати, що не залежать від навантаження. Ці втрати спричинені явищем коронного розряду ($\Delta W_{\text{кор}}$), струмами витікання лінійної ізоляції ($\Delta W_{\text{діел}}$) та магнітними втратами в феромагнітних конструктивних елементах проводів та електроопор ($\Delta W_{\text{маг}}$).

Таким чином, вираз для складових технічних втрат матиме вигляд:

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{ом}} + \Delta W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{діел}} + \Delta W_{\text{маг}} + \Delta W_{\text{пл.ож}}. \quad (1.10)$$

Аналіз відсоткового розподілу технічних втрат електроенергії у повітряних лініях показує, що найбільша частку складають омичні втрати у проводах – 60-80%, друге місце посідають втрати на коронування проводів 5-24%, а третє втрати в ліній ізоляції – 3-5% та індуктивні втрати – 2-5%[4]. Втрати внаслідок нагрівання технологічного обладнання та з'єднувальних елементів складають до 2-3%. Середні значення відсоткового розподілу втрат для ПЛ напругою 220 кВ представлені на рис. 1.2.

Технічні втрати в ПЛ значною мірою залежать від погодних умов. Зміни температури навколишнього середовища, швидкості вітру, вогдості повітря, інтенсивності сонячного випромінювання температури чи обледеніння впливають на опір провідників і виникнення явища корони, що призводить до зміни втрат енергії. Саме через таку залежність від кліматичних факторів частину цих втрати називають кліматичними. Так втрати на корону ПЛ та від

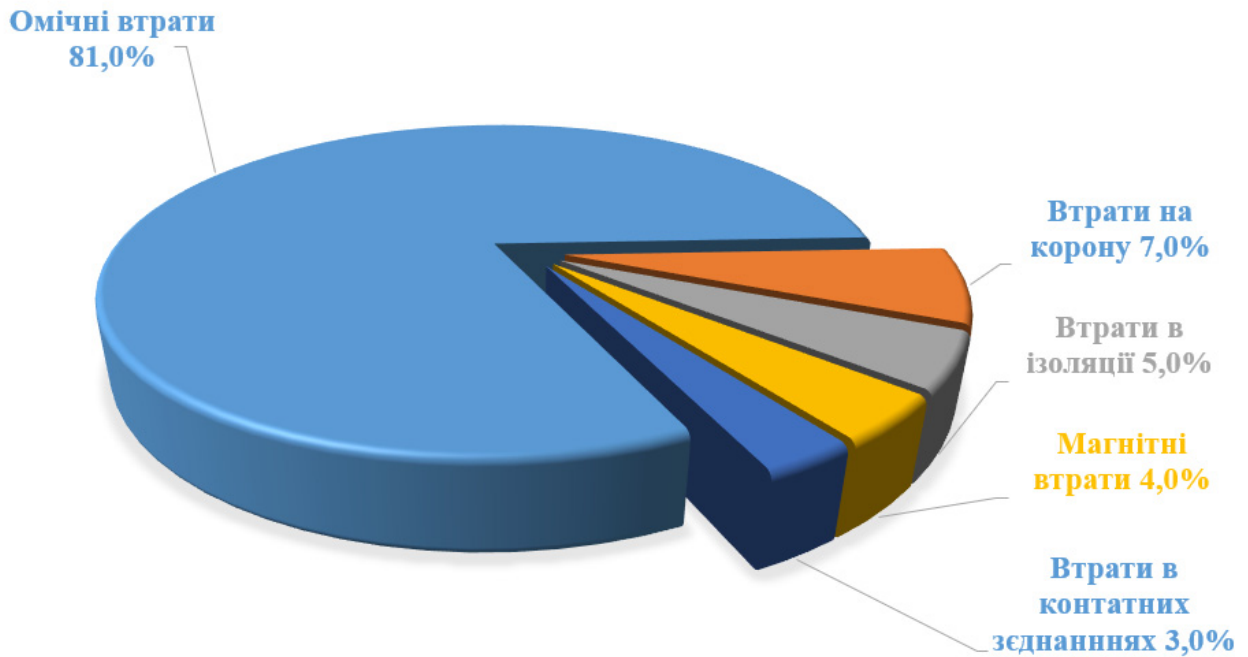


Рисунок 1.2 – Середній відсотковий склад технічних втрат електроенергії в ПЛ 110 кВ

струмів витікання в ізоляторах можуть змінюватися на 1-2 порядки впродовж доби. До кліматичних також належать і витрати електроенергії на плавку ожеледі. При проведенні плавки ожеледі за методом трифазного КЗ, ці витрати лежать у межах 0,5-12,0 МВА/км (для ПЛ 6-500 кВ) [5]. Однак, аналіз технологічних порушень у роботі електричних мереж доводить, що плавка ожеледі проводиться на поодиноких ПЛ.

Із проведеного аналізу слідує, що переважаючими складовими в загальному підсумку втрат електроенергії у повітряних лініях є навантажувальні та кліматичні втрати, тоді вираз (1.10) набуде вигляду:

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{нав}} + \Delta W_{\text{інд}} + \Delta W_{\text{клім}} \quad (1.11)$$

де $\Delta W_{\text{клім}}$ – кліматичні втрати енергії в ПЛ

$$\Delta W_{\text{клім}} = \Delta W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{діел}} \quad (1.12)$$

Всі складові виразу (1.11) не є постійними, і навіть за однакового навантаженні ПЛ, навантажувальні втрати будуть відрізнятися в залежності від типу погодних умов. Тобто, втрати в проводі визначаються не тільки режимом роботи ПЛ, а і кліматичними факторами, які змінюють його активний опір. Зокрема, зміни температури повітря впливають на проводи лінії, підвищуючи або знижуючи їх опір, що призводить до коливань у них втрат.

Індуктивні втрати також можуть змінюватися при зміні відстані між фазними проводами ПЛ, внаслідок дії вітру. Збільшення або зменшення відстані між проводами впливає на величину струмів, що викликані взаємною індукцією між фазами, і може спричиняти додаткові втрати енергії, хоча такі зміни бути незначними порівняно з іншими типами втрат..

Кліматичні втрати, найбільш залежні від погоди та проявляються в таких процесах, як коронний розряд на проводах ПЛ, який при стабільних погодних умовах однозначно залежить від напруги. Проте в реальних умовах метеорологічна обстановка постійно змінюється, що призводить до варіації інтенсивності коронування, що і показує рис. 1.3. Наприклад, під час паморозі втрати потужності можуть бути в 25-40 разів більшими, ніж у ясну погоду, і тривати протягом багатьох годин або навіть діб [4, 6, 7]. Ці втрати значно впливають на загальні технічні втрати і потребують додаткових заходів для їх мінімізації

Таким чином, кліматичні фактори впливають фактично на всі складові технічних втрат у ПЛ.

Теоретично технічні втрати електроенергії можуть бути виміряні за допомогою приладів обліку, які фіксують надходження й відпуск електроенергії на конкретній повітряній лінії. Проте, практично оцінити дійсне їх значення з прийнятною точністю для окремої лінії досить складно. Це пояснюється порівняно низьким рівнем втрат, які можуть бути близькі до похибки приладів обліку, що знижує точність вимірювань. Наприклад, фактичні втрати енергії у ПЛ можуть становити 1,5%, а похибка приладів обліку – $\pm 0,5\%$, що створює додаткові труднощі для їх точного визначення.

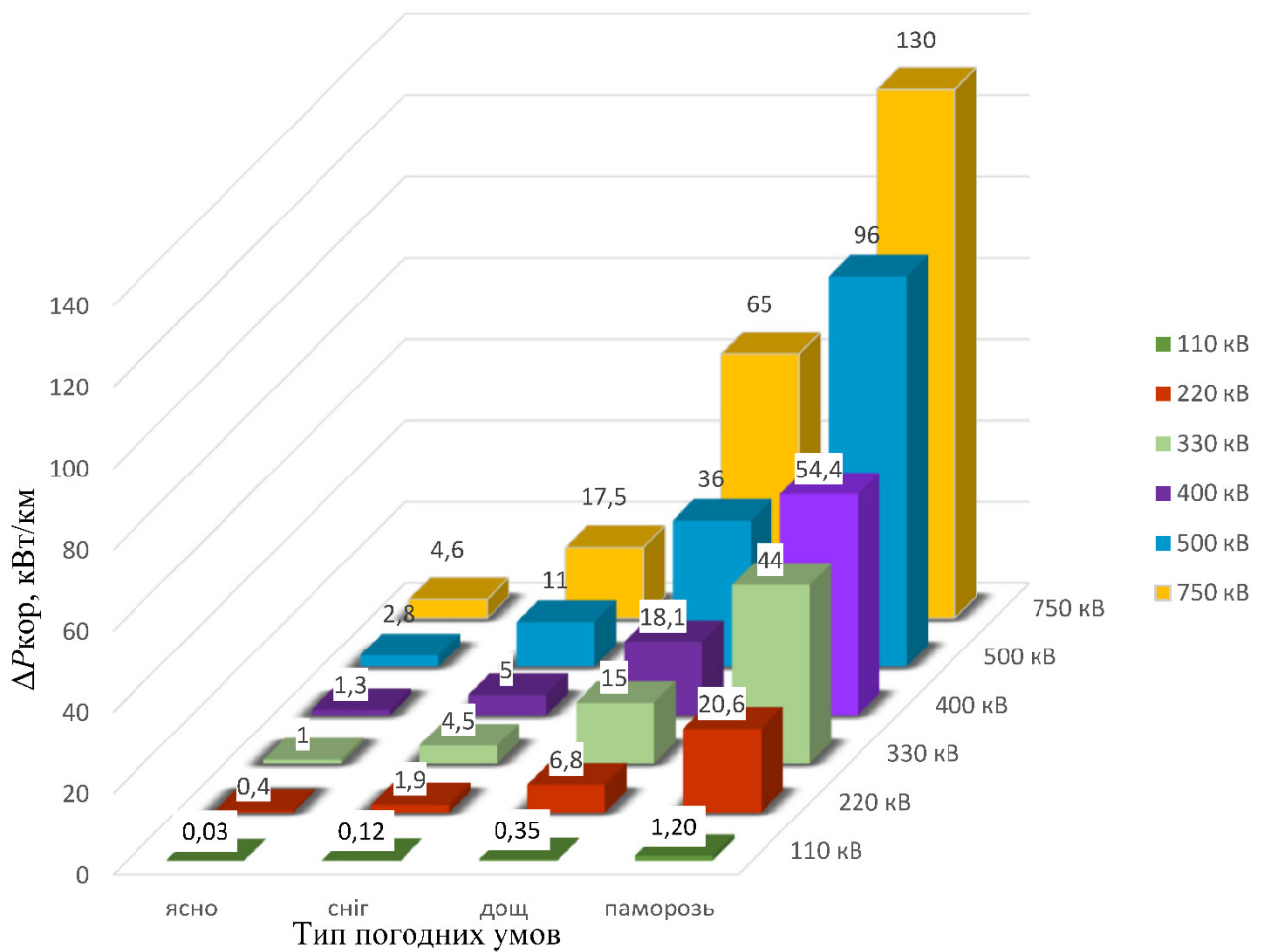


Рисунок 1.3 – Питомі втрати потужності на корону ПЛ [2, 6]:

110 кВ – $F = 240 \text{ мм}^2$; 220 кВ – $F = 240 \text{ мм}^2$; 330 кВ – $F = 2 \times 300 \text{ мм}^2$;
 400 кВ – $F = 2 \times 500 \text{ мм}^2$; 500 кВ – $F = 3 \times 300 \text{ мм}^2$; 750 кВ – $F = 4 \times 600 \text{ мм}^2$

Згідно чинної методики Міненерговугілля України складові технологічних втрат визначаються розрахунковим шляхом. При цьому, навантажувальні втрати розраховуються при температурі проводу 20 °С, а втрати на корону згідно середньорічних питомих втрат. Такий підхід, не дозволяє точно визначити складові втрат для конкретної ПЛ, а отже й розробити дієві заходи, щодо їх зниження. Тому необхідно провести дослідження механізмів виникнення технічних втрат у ПЛ.

1.2 Механізми виникнення електричних втрат

Втрати електроенергії в повітряних лініях електропередавання є одним із ключових факторів, що впливають на ефективність електропостачання. Розуміння механізмів виникнення втрат дозволить розробити заходи щодо зменшення технічних втрати та покращити загальну надійність мереж. Особливо важливо досліджувати ці втрати в умовах змінних кліматичних факторів, оскільки вони можуть значно впливати на параметри роботи ПЛ.

У металах, зокрема в алюмінії, електрони частково відокремлені від своїх атомів і можуть хаотично переміщатися. Це вільні носії зарядів, які хаотично рухаються відносно атомів кристалічної решітки провідника. Після підключення ПЛ до електромережі, напруга на проводах створить навколо них в електричне поле $\vec{E}$. Це поле, в свою чергу створить вздовж них різницю потенціалів, яка викличе направлений рух електронів – електричний струм. Під дією поля електрони прискорюються і набувають кінетичної енергії, однак через короткий проміжок часу відбувається зіткнення з іонами решітки, яке уповільнює їхній рух. При зіткненні електрони втрачають частину своєї енергії, передаючи її іонам кристалічної решітки. Ця передача енергії спричиняє коливання іонів, що призводить до підвищення температури проводу ПЛ. Цей процес перетворення електричної енергії на теплову і буде омічними втратами:

$$\Delta W_{\text{ом}} = \vec{J} \cdot \vec{E} \cdot t. \quad (1.13)$$

Чим вища температура провідника, тим інтенсивніше коливаються атоми решітки, що призводить до більшої частоти зіткнень електронів з атомами. Це збільшує омічний опір проводу, і як наслідок, до додатково посилює втрати.

На макроскопічному рівні омічні втрати провідника знаходяться на основі закону Джоуля:

$$\Delta W_{\text{ом}} = I^2 \cdot R \cdot t. \quad (1.14)$$

де I – струм, що протікає у проводі;

R – омичний опір проводу.

На ПЛ високих класів напруги використовують багатодотові біметалеві проводи. До них також відносяться комбіновані проводи – сталеалюмінієві (рис. 1.3). Конструктивно вони складаються зі сталюого осердя 2, навколо якого навиваються алюмінієві дровини 1. Стальне осердя збільшує механічну міцність проводу, а зовнішня алюмінієва частина забезпечує необхідні електричні характеристики проводу в цілому. Коли через сталеалюмінієвий провід протікає змінний струм, навколо нього створюється змінне магнітне поле. Це поле проникає в сталеве осердя проводу та індукує в ньому вихрові струми – локальні струми, що циркулюють всередині сталевої частини осердя. Ці вихрові струми нагрівають матеріал осердя внаслідок великого внутрішнього опору сталі. Енергія, що розсіюється у вигляді тепла в осерді – це втрати, що зменшують ефективність передачі електроенергії. Величина втрат від вихрових струмів також залежить від їх частоти, чим вона більша, тим інтенсивніше генеруються вихрові струми, отже зростають втрати.

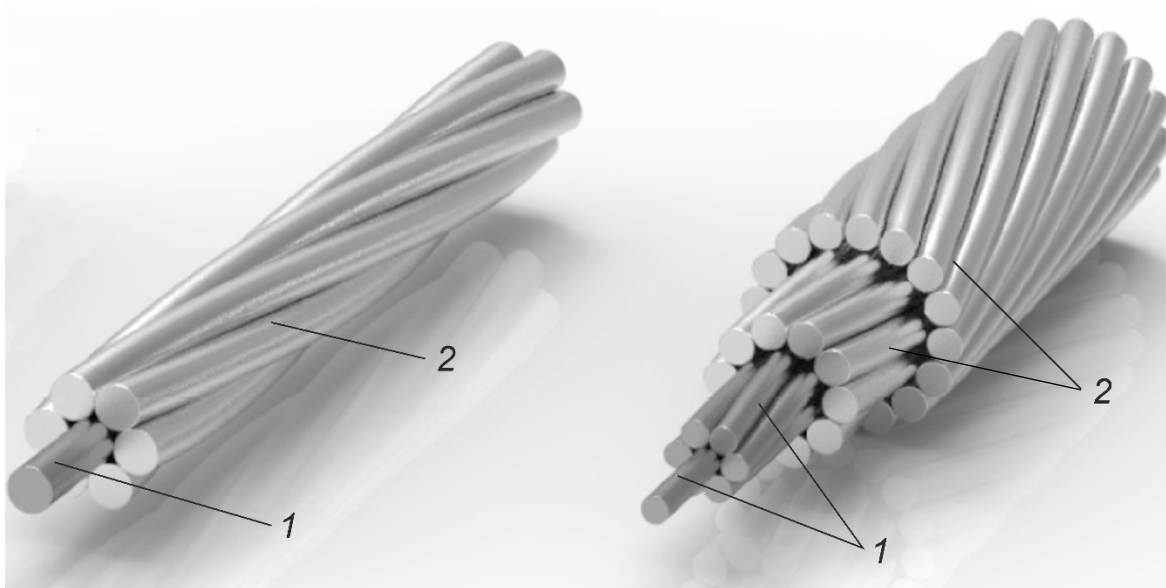


Рисунок 1.3 – Проводи марки АС:

1 – сталеве осердя; 2 – алюмінієва оболонка

Якщо зробити припущення, що матеріал осердя проводу однорідний, знаходиться в однорідному магнітному полі, немає Скін-ефекту то рівень втрат потужності внаслідок вихрових струмів на одиницю маси для тонкої дротини, приблизно можливо оцінити за таким рівнянням [8]:

$$\Delta P_{\text{ос}} = \frac{(\pi \cdot B_{\text{max}} \cdot d \cdot f)^2}{6k \cdot \rho \cdot D}, \quad (1.14)$$

де B_{pmax} – пікове магнітне поле, Т;

d – діаметр сталевих осердя, м,

f – частота змінного струму, Гц;

k – константа, для дроту дорівнює 2;

ρ – питомий опір сталі, Ом м;

D – густина сталі, кг/м³.

Аналіз виразу (1.14) показує, що втрати від вихрових струмів пропорційні квадрату магнітної індукції, частоти і товщини феромагнітного матеріалу та обернено пропорційні, питомого опору і густині матеріалу.

Осердя проводу є феромагнітним матеріалом, а отже його магнітні властивості змінюються під впливом змінного магнітного поля. Коли струм у проводах змінюється, змінюється і магнітне поле, яке проникає у сталеве осердя. При кожному циклі зміни магнітного поля сталеве осердя намагнічується і розмагнічується, цей процес супроводжується енергетичними втратами внаслідок магнітного гістерезису. Суть цього явища полягає в тому, що для зміни магнітного стану сталі потрібна певна енергія, яка не повертається назад, а розсіюється у вигляді тепла.

Втрати на магнітний гістерезис в феромагнітному осерді сталевих алюмінієвих проводів, можливо визначити за формулою [9]:

$$\Delta P_{\text{гіс}} = \eta \cdot B_{\text{max}}^n \cdot f \cdot V, \quad (1.14)$$

де η – емпіричний коефіцієнт, що залежить від типу матеріалу та його магнітних властивостей;

$B_{\max}$ – максимальна індукція магнітного поля в матеріалі, Тл;

n – показник степені, який залежить від властивостей матеріалу, для сталі зазвичай, $n \approx 1,6$);

V – об'єм матеріалу феромагнітного осердя, м³.

Втрати на магнітний гістерезис пропорційні частоті зміни струму і залежить від площі петлі гістерезису для сталі. Чим більша частота, тим більше циклів намагнічування та розмагнічування, що веде до збільшення втрат.

Аналогічно до проводів, металеві елементи опор, такі як траверси, стояки та ін. конструктивні частини, також опиняються в зоні впливу змінного магнітного поля від струму, що протікає через ПЛ. Це поле індукує вихрові струми в металевих конструкціях опор, навіть якщо вони не є частиною провідної системи. Вихрові струми, що виникають у металі опор, також нагрівають ці елементи через внутрішній опір матеріалу. Це призводить до додаткових втрат енергії у вигляді тепла. Подібно до осердя сталевих проводів, чим вищою є частота струму і чим сильніше магнітне поле, тим більше індукованих вихрових струмів і, відповідно, втрат.

Отже, магнітні втрати в ПЛ будуть мати дві складові

$$\Delta P_{\text{маг}} = \Delta P_{\text{інд}} + \Delta P_{\text{гіс}}, \quad (1.14)$$

Магнітні втрати у проводах зазвичай враховані в довідникових значеннях їх опору для змінного струму при різних температурах [3, 10, 11]. Тому у більшості випадків окремі розрахунки магнітних втрат не виконуються. Важливо відзначити, що сталеве осердя в сталевих проводах вважається компонентом для механічного зміцнення алюмінієвих жил, і виробники зазвичай не контролюють магнітні властивості сталевих осердь у таких проводах.

Коронний розряд на ізоляторах ПЛ – це складне фізичне явище, яке виникає під дією високої напруги, коли електричне поле поблизу провідника або ізолятора досягає критичної величини, достатньої для іонізації повітря. Даний процес призводить до втрат потужності, так як певна частка електроенергії розсіюється в різних формах енергії.

Коронний розряд виникає, коли напруженість електричного поля поблизу провідників або ізоляторів перевищує критичне значення $E_{кр}$ для іонізації повітря (≈ 30 кВ/см за нормальних умов). Область з високою концентрацією градієнтів потенціалу зазвичай локалізується у вузькій смужі простору, що розташована близько до поверхні електродів з малими радіусами кривизни. Це призводить до утворення вільних електронів, що прискорюються під дією електрополя та зіткнувшись з молекулами повітря, іонізують їх. Цей процес викликає лавиноподібне збільшення числа заряджених частинок, які й створюють плазму.

Коронний розряд виникає тоді, коли напруженість електричного поля E навколо провідника або ізолятора перевищує критичну напругу для іонізації навколишнього повітря:

$$E_i \geq E_{крит}, \quad (1.15)$$

де E_i – поточна напруженість електричного поля ПЛ;

$E_{кр}$ – критичне значення напруженості електричного поля.

Для аналізу виникнення коронного розряду запишемо закон Гауса в інтегральній формі

$$\oint_S \vec{E} d\vec{A} = -\frac{q_{вн}}{\epsilon_0}, \quad (1.16)$$

де $d\vec{A}$ – елемент площі поверхні, через яку інтегрується потік поля;

$q_{вн}$ – внутрішній заряд, що вкладений всередині поверхні S ;

ϵ_0 – електрична стала.

Припустимо, що провід ПЛ має циліндричну форму, тоді напруженість електричного поля навколо провідника на відстані r від його осі можна знайти за допомогою (1.16) через диференціальну форму закону Гаусса:

$$\nabla \cdot \vec{E} = -\frac{\rho}{\epsilon_0}, \quad (1.17)$$

де ρ — об'ємна густина заряду.

Для провідника, припускаючи, що заряд розподілений по поверхні, можна виразити вектор напруженості електричного поля $\vec{E}$, як

$$E(r) = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 rL}, \quad (1.18)$$

де $E(r)$ — напруженість електричного поля на відстані r від проводу;

q — загальний заряд на довжині провідника

L — довжина проводу.

З урахуванням (1.18) вираз (1.15) набуде вигляду

$$\frac{q}{2\pi\epsilon_0 rL} \geq E_{\text{крит}}, \quad (1.19)$$

тобто, умова виникнення коронного розряду в циліндричному провіднику зводиться до перевищення електричним полем критичної напруженості $E_{\text{крит}}$.

Втрати енергії через коронний розряд виникають через кілька фізичних процесів:

- іонізацію молекул повітря;
- виділення тепла;
- електромагнітне випромінювання
- звукові втрати.

При досягненні критичної напруги поблизу ізоляторів, електричне поле викликає іонізацію молекул повітря, яка потребує енергії. Іонізовані частинки взаємодіють з іншими молекулами, викликаючи зіткнення та виділення тепла, яке розсіюється в навколишньому середовищі. Частина енергії розсіюється у вигляді світлового випромінювання (ультрафіолетового) та радіохвиль, що також є втратами енергії. Зазвичай, коронний розряд супроводжується характерним шипінням і потріскуванням, що є наслідком звукових втрат, які також є результатом процесів іонізації.

Питомі втрати енергії від коронного розряду у ПЛ можливо оцінити за допомогою формули Піка, кВт/км:

$$\Delta p_{\text{кор}} = 241(f + 25) \left(\frac{U_p - U_{\text{кр}}}{\delta} \right) \sqrt{r} L, \quad (1.20)$$

де f – частота змінного струму, Гц;

U_p – робоча напруга ПЛ, кВ;

$U_{\text{кр}}$ – критична напруга для виникнення корони, кВ;

δ – відносна густина повітря (за нормальних умов густина $\delta = 1$)

r – радіус проводу, см,

L – довжина лінії, км.

Отже, втрати потужності через коронний розряд у повітряній лінії виникають внаслідок процесів іонізації повітря, теплового випромінювання, звукових втрати та випромінювання електромагнітних хвиль. Кожен із цих механізмів робить свій внесок у сумарні технічні втрати повітряної лінії, впливаючи на ефективність передачі електричної енергії.

З огляду на це, важливим є наступний етап – аналіз сучасних підходів до зниження втрат електричної енергії в повітряних лініях, що є критично важливим для підвищення ефективності електропередачі в цілому.

1.3 Сучасні підходи до зниження втрат електроенергії в ПЛ

Повітряні лінії електропередавання – невід'ємною частиною електричних мереж, що забезпечують передачу електроенергії на великі відстані. Однак під час їх експлуатації виникають втрати електроенергії, які знижують ефективність передачі та призводять до економічних збитків. Враховуючи важливість мінімізації втрат, в останні роки було розроблено та впроваджено ряд сучасних технологій і підходів, спрямованих на зниження втрат електроенергії у ПЛ. Ці підходи спрямовані на мінімізацію кожного з вищезазначених видів втрат, що дозволяє значно покращити економічність і надійність роботи повітряних ліній.

Проаналізувавши види втрат та механізми їх виникнення, слід виокремити основні заходи щодо зниження втрат електроенергії в ПЛ:

- режимні;
- конструктивні.

Кожна із зазначених груп заходів включає в себе як організаційні, так і технічні підходи щодо їх реалізації.

До організаційних заходів відносяться:

- складання плану заходів різної тривалості (добові, тижневі і т. д.);
- розробка організаційно-розпорядних документів, які визначають відповідальних за певні складові втрат і за виконання заходів щодо їх зниження у встановлені планом терміни;
- створення системи мотивації персоналу для ефективного до скорочення втрат електроенергії;
- запровадження механізму моніторингу за реалізацією заходів зі зниження втрат електричної енергії, а також відповідної системи їх обліку та аналізу;
- впровадження спеціалізованого програмного забезпечення для точної оцінки рівня втрат.

Заходи, що пов'язані з оптимізацією робочих режимів ПЛ мають на увазі зміни в експлуатації та управлінні роботою ПЛ з метою зменшення втрат. До них відноситься зміна рівнів напруги ПЛ, оптимізація режимів навантаження.

Регулювання рівня напруги ПЛ дозволяє підтримувати у ній втрати енергії на мінімальному рівні. Воно здійснюється за допомогою РПН силових трансформаторів (СТ) або вольтододаючих трансформаторів (ВДТ), що установлені на живлячих і вузлових підстанціях енергосистеми. Трансформатори з РПН мають досить широкі діапазони регулювання напруги, і в залежності від номінальної напруги та потужності трансформатора складають від 18% до 32%. Такі широкі межі регулювання напруги дозволяють здійснювати регулювання на ПЛ розподільних мереж фактично незалежно від режиму напруги системоутворюючої мережі. Однак, таке регулювання повинно забезпечувати належний рівень напруги у споживачів відповідно до [12]. При цьому, також важливо враховувати метеорологічні умови, оскільки підвищення напруги на ПЛ може значно збільшити втрати на коронний розряд, особливо в умовах високої вологості чи забруднення повітря. Максимально допустима напруга ПЛ призведе до підвищення інтенсивності іонізації повітря навколо проводів і буде причиною додаткових втрат електроенергії.

Контроль навантаження на ПЛ і пропорційний розподіл потужності між іншими лініями мережі допомагає уникати їх перевантажень, які є причиною додаткових втрат. Оптимізація розподілу навантаження дозволяє ефективніше використовувати наявну інфраструктуру та зменшити омічні втрати в провідниках. Крім того, такий підхід сприяє подовженню терміну служби обладнання та підвищенню загальної надійності електромережі.

До технічних заходів відносяться:

- будівництво ПЛ за новими проектами;
- реконструкція та модернізація ПЛ.

Нові ПЛ повинні будуватися з використання проводів з низьким опором і з композитним осердям, включати оптимізовані конструкції опор і їх елементів.

Встановлення проводів із покращеними провідними властивостями дозволяє значно зменшити омичні втрати. До таких проводів належать компактні проводи. Їх виготовляють за допомогою щільного скручування струмопровідних дротин, або формування верхніх шарів проводу зі спеціально профільованих дротин. Серед проводів із попередньо профільованими струмопровідними дротинами найбільшого розповсюдження отримала конструкція з трапецієподібним профілем – марки ACSS (Aluminum Conductor, Steel-Supported). Вони мають будову аналогічну до будови проводу марки AC, але верхні шари дротин виконуються з трапецієподібним профілем (ACSS/TW). Така будова дозволяє збільшити загальний переріз провідної частини без значного збільшення загального діаметра проводу. Це технічне сприяє покращенню передачі енергії за тієї самої номінальної напруги.

Магнітні втрати в ПЛ можливо знизити шляхом використання проводів з композитним немагнітним осердям. Прикладом є провід марки ACCC (Aluminum Conductor Composite Core) – це концентрично багатожильний провідник з одним або декількома шарами трапецієподібної форми на центральному сердечнику з легкого вуглецевого скла (волоконний композит). Осердя з вуглецевого волокна, на 25% міцніше і на 60% легше за традиційний сталевий осердя. Це разом із алюмінієвими жилами трапецієподібної форми допомагає збільшити вміст алюмінію в ACCC більш ніж на 28% без збільшення загального діаметра чи ваги проводу.

Нові проекти повинні використовувати оптимізовані конструкції опор, що дозволить зменшити індуктивні втрати за рахунок покращення розміщення проводів і застосування матеріалів із низькою магнітною проникністю. Якщо проводи фаз розташовані на неоптимальних відстанях один від одного або опори не відповідають оптимальній конфігурації, це може призводити до підвищених втрат через взаємну індукцію між фазами.

Використання матеріалів з низькою магнітною проникністю або заміна металевих компонентів опор на композитні матеріали, допомагає знизити цей ефект, тим самим зменшуючи індуктивні втрати. Конструкція опор також

повинна враховувати механічну стійкість, щоб уникнути провисання проводів, особливо під впливом кліматичних умов (вітер, ожеледь). Неправильне розташування проводів на опорах може призвести до зміни відстаней між ними під час експлуатації, що підвищує індуктивні втрати.

Реконструкція ПЛ передбачає наступні технічні заходи:

- заміна проводів;
- перевід ПЛ на вищий клас номінальної напруги;
- установка пристрої компенсації реактивної потужності (ПКРП);
- установка коронних кілець, удосконалених ізоляторів.

Заміна проводів на існуючих ПЛ на проводи більшого перерізу є дозволяє значно знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній електропередачі без необхідності її суттєвої модернізації. Збільшення перерізу проводів призводить до зниження їхнього електричного опору, що безпосередньо впливає на зменшення омичних втрат при передачі електроенергії. Це особливо важливо для ліній, які працюють з високим навантаженням або мають велику протяжність. Крім того, використання проводів більшого перерізу дозволяє передавати більшу кількість електроенергії по існуючих лініях без зміни їх габаритів. Таке технічне рішення дозволяє відтермінувати або навіть усунути потребу в будівництві нових ПЛ у регіонах зі зростаючим попитом на електроенергію.

Переведення ПЛ на вищий клас номінальної напруги є ефективним методом зниження втрат електроенергії та підвищення пропускну здатності мережі. Наприклад, при переведенні ПЛ з 6 кВ на 10 кВ втрати в ній знизяться у 2,78 разу, а при переведенні з 10 кВ на 20 кВ – у 4 рази. Цей ефект пояснюється тим, що при збільшенні напруги для передачі тієї ж потужності потрібен менший струм, що призводить до квадратичного зменшення втрат енергії. Зниження втрат відбувається пропорційно квадрату відношення напруг, тобто $(U_1/U_2)^2$.

Однак слід зазначити, що переведення ПЛ на вищий клас напруги потрубує заміни не лише проводів, але й ізоляторів та ін. обладнання. Тому рішення про

проведення такої модернізації ПЛ прийматися лише на основі техніко-економічного обґрунтування.

Установка пристроїв компенсації реактивної потужності на ПЛ електропередавання також дозволяє знизити втрати електроенергії або ж підвищити її пропускну здатність лінії за незмінних втрат, що особливо важливо для довгих ліній. Завдяки зменшенню реактивної складової досягається зменшення загального струму в лінії, що призводить до зниження втрат та покращення якості електроенергії. Найпоширенішими пристроями компенсації реактивної потужності на ПЛ є шунтуючі реактори, конденсаторні батареї..

Впровадження систем компенсації реактивної потужності не тільки підвищує ефективність передачі електроенергії, але й сприяє стабілізації напруги в мережі, що особливо важливо для забезпечення якісного електропостачання споживачів на великих відстанях від генеруючих потужностей.

Зниження коронних втрат у ПЛ є важливим аспектом підвищення ефективності передачі електроенергії. Цього можна досягти шляхом встановлення нових захисних елементів, таких як антикоронні кільця, та застосування покращених ізоляторів, які перешкоджають виникненню коронного розряду. Антикоронні кільця – це спеціальні металеві кільця, що встановлюються на кінцях гірлянд ізоляторів або на проводах поблизу затискачів. Вони сприяють більш рівномірному розподілу електричного поля, знижуючи його напруженість у критичних точках і, таким чином, зменшуючи ймовірність появи коронного розряду.

До ізоляторів удосконаленої конструкції, відносяться полімерні та склопластикові. Вони мають більш гладку поверхню та оптимізовану форму, що також сприяє зменшенню напруженості електричного поля. Крім того, вони менш схильні до забруднення та накопичення вологи, що додатково знижує ризик виникнення коронного розряду.

Застосування цих технологій не тільки зменшує втрати енергії, але й підвищує надійність роботи ПЛ, особливо в складних погодних умовах, таких як дощ або сніг, коли ризик виникнення коронного розряду значно зростає.

У цілому, найбільш ефективними заходами щодо зниження втрат вважаються:

- заміна проводів на перезавантажених ПЛ на компактні;
- підвищення класу напруги в ПЛ;
- регулювання напруги ПЛ у допустимих межах;
- встановлення і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності;
- для ПЛ високих класів напруги застосування антикоронних кілець і ізоляторів удосконаленої конструкції;
- впровадження автоматизації та систем моніторингу.

Отже, у ПЛ присутні технічні втрати, а їх зменшення є важливим завданням для підвищення ефективності передачі електроенергії. Проведений попередній аналіз показав, що всі види втрат електроенергії в повітряних лініях у тій чи іншій мірі залежать від кліматичних факторів, тому дослідження цих залежностей є актуальною задачею.

1.4 Висновки до розділу 1

1. Встановлено, що до основних технічних втрат електроенергії в повітряних лініях відносяться омичні, магнітні та втрати на коронний розряд, їх відсотковий склад визначається класом напруги ПЛ, при цьому кожен із цих видів втрат має певну залежність від кліматичних умов, які можуть суттєво впливати на ефективність роботи ПЛ.

2. Виявлено, що різні види втрат у повітряній лінії мають відмінні механізми виникнення, так омичні втрати виникають через електричний опір матеріалу провідників, і ці втрати зростають із підвищенням температури навколишнього середовища, індуктивні втрати в осерді сталевалюмінієвих проводів та металевих елементах опор зумовлені вихровими струмами та магнітним гістерезисом, і їхня величина залежить від частоти струму та магнітних властивостей матеріалів, а коронний розряд на ізоляторах і проводах

виникає, коли напруженість електричного поля перевищує критичне значення, що призводить до додаткових втрат енергії через іонізацію повітря.

3. Встановлено, що основними технічними заходами з енергозбереження у повітряних лініях є заміна проводів на компактні, підвищення класу напруги, регулювання напруги в допустимих межах, встановлення та введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності, для ПЛ високих класів напруги застосування антикоронних кілець і ізоляторів удосконаленої конструкції, впровадження автоматизації та систем моніторингу.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ НА НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ПЛ

2.1 Аналіз математичних моделей розрахунку навантажувальних втрат електроенергії

Згідно [2] навантажувальні втрати електричної енергії в трифазній ПЛ за умови використання засобів обліку інтегрального типу (рівень інформаційного забезпечення А) за час роботи T_p під навантаженням, $\text{кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{год}$:

$$\Delta W_{\text{нав.пл}} = \Delta W_{\text{нав.пл}}^{(P)} + j \Delta W_{\text{нав.пл}}^{(Q)}, \quad (2.1)$$

де $\Delta W_{\text{нав.пл}}^{(P)}$ – втрати активної енергії, $\text{кВт} \cdot \text{год}$:

$$\Delta W_{\text{нав.пл}}^{(P)} = 3 I_{\phi}^2 \cdot R_{\phi.\text{ек}} \cdot T_p \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3}, \quad (2.2)$$

I_{ϕ} – діюче значення фазного струму ПЛ, А;

$R_{\phi.\text{ек}}$ – активний опір фази лінії, Ом:

$$R_{\phi.\text{ек}} = \sum_{i=1}^n r_{0.i} l_i, \quad (2.3)$$

$r_{0.i}$ – питомий опір фази ПЛ однакового перерізу проводу, Ом/км;

l_i – довжина i -тої ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, км;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження ПЛ.

$\Delta W_{\text{нав.пл}}^{(Q)}$ – втрати реактивної енергії в трифазній ПЛ, $\text{квар} \cdot \text{год}$:

$$\Delta W_{\text{нав.пл}}^{(Q)} = 3 \cdot I_{\phi}^2 \cdot X_{\text{е.пл}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_{i=1}^m \Delta q_{\text{ген.}i} \cdot l_{\text{пл.}i} \cdot T_{\text{т.в}} = ,$$

$$= 3 \cdot I_{\phi}^2 \cdot X_{\text{е.пл}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_{\text{р}} \cdot 10^{-3} - \sum_{i=1}^m b_i \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot T_{\text{т.в}} \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

де $X_{\text{е.пл}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ПЛ, Ом;

$$X_{\text{е.пл}} = \sum_{i=1}^n x_{0.i} l_i, \quad (2.5)$$

$x_{0.i}$ – питомий індуктивний опір фази i -ї ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

Δq_i – питома генерація реактивної потужності i -ї ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ПЛ із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_i – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга;

$T_{\text{т.в}}$ – тривалість вмикання ПЛ, год.

З аналізу рівнянь (2.2) і (2.4) слідує, що єдиний параметр, який впливає на навантажувальні втрати в ПЛ і залежить від температури навколишнього середовища – це активний опір проводу:

$$r_0 = r_t \left(1 + \alpha (t_{\text{пр}} - t) + \zeta (t_{\text{пр}} - t)^2 \right), \quad (2.6)$$

де r_t – питомий опір проводу при температурі t , Ом;

α – температурний коефіцієнту опору, $1/^{\circ}\text{C}^2$.

ζ – квадратична складова температурного коефіцієнту опору, $1/^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{пр}}$ – температура проводу, $^{\circ}\text{C}$.

Квадратична складова температурного коефіцієнту опору має істотний вплив на r_0 , якщо $t_{\text{пр}} \geq 130$ $^{\circ}\text{C}$. Допустиме значення температури для

неізолюваних сталелегуючих проводів марки АС, що використовуються на ПЛ 110 кВ згідно [14] складає, 70 °С у нормальному режимі та 90 °С у аварійному. Тому в подальших розрахунках квадратична складова температурного коефіцієнту опору не враховується.

Використовуючи вираз (2.6) отримаємо залежність опору фази ПЛ від температури

$$R_{\text{пл}} = r_{0.20} l_{\text{пл}} \left(1 + \alpha_{Al} (t_{\text{пр}} - 20^\circ) \right), \quad (2.7)$$

Якщо струмопровідна частина проводу ПЛ виконана алюмінію, тоді:

$$R_{\text{пл.Ал}} = r_{0.20} l_{\text{пл}} \left(1 + 4,3 \cdot 10^{-3} (t_{\text{пр}} - 20^\circ) \right), \quad (2.8)$$

де $r_{0.20}$ – питомий омичний опір проводу ПЛ при температурі 20 °С, Ом/км;

α_{Al} – температурний коефіцієнт опору алюмінію, рівний $4,3 \cdot 10^{-3} \text{ } 1/^\circ\text{C}$.

На основі рівнянь (2.2) та (2.8) отримаємо вираз для розрахунку навантажувальних втрат активної енергії в проводах з урахуванням дійсного опору та температури повітряної лінії за інтервал часу T_p

$$\Delta W_{\text{нав.пл}}^{(P)} = 3 I_{\phi}^2 \cdot r_{0.20} \left(1 + 4,3 \cdot 10^{-3} (t_{\text{д}} - 20^\circ) \right) \cdot T_p \cdot k_{\phi}^2 \cdot l_{\text{пл}} \cdot 10^{-3}. \quad (2.9)$$

Якщо втрати електричної енергії визначаються за допомогою засобів обліку інтервального типу (рівень інформаційного забезпечення Б), то вираз (2.9) набуде вигляду:

$$\Delta W_{\text{нав.пл}}^{(P)} = 3 \sum_{t=T_1}^{T_2} \left[\Delta I_t^2 \left(r_{0.20} \cdot l_{\text{пл}} \left(1 + 4,3 \cdot 10^{-3} (t_{\text{д}} - 20^\circ) \right) \cdot \Delta T_t \cdot 10^{-3} \right) \right], \quad (2.10)$$

де ΔT_t – інтервалу часу від T_1 до T_2 , год;

I_t – середнє значення сили струму навантаження, для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням, А:

$$I_t = \sqrt{\frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{3T_p^2 \cdot U_{\text{ном}}^2}} = \frac{1}{T_p \cdot U_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{1}{3} [(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2]}, \quad (2.11)$$

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга ПЛ, кВ.

З рівнянь (2.9) та (2.10) слідує, що уточнене визначення навантажувальних втрат у ПЛ можливе лише за умови врахування дійсного опору проводу ПЛ, який залежить від його температури та параметрів навколишнього середовища.

Визначити температуру проводу ПЛ можливо двома шляхами: експериментальним і розрахунковим. На сьогодні, більшість ПЛ електропередавання не обладнані системами моніторингу стану, тому на практиці широкого поширення набув розрахунковий метод, який базується на розв'язанні рівняння теплового балансу.

З цією метою виконаємо дослідження рівняння теплового балансу проводу повітряної лінії.

2.2 Аналіз рівняння теплового балансу неізолюваного проводу ПЛ

Розрахунковий метод визначення температури проводу ПЛ може бути реалізований двома способами: чисельним [36-39] і аналітичним [23-33]. У обох випадках температура проводу знаходиться з розв'язку рівняння (системи рівнянь) теплового балансу. У зв'язку з неможливістю аналітичного розв'язання рівняння теплового балансу, для інженерних розрахунків було розроблено значну кількість математичних моделей температури проводу, що знаходиться в стаціонарних умовах [23-34]. Більшість з них адаптовані для проводів марок А, АС шляхом введення емпіричних коефіцієнтів [43].

Чисельне моделювання (метод кінцевих елементів) теплових режимів проводу ПЛ [15, 16] має ряд суттєвих переваг ніж аналітичний розв'язок рівнянь теплового балансу, однак для його проведення необхідне спеціалізоване, високовартісне програмне забезпечення [17, 18] та інженер-теплотехнік високої кваліфікації. Тому широке розповсюдження отримали аналітичні методи розрахунку втрат електроенергії у ПЛ для неізолюваних витих проводів типів А, АС [3, 13, 19, 20]. Проте при розробці таких методів, доцільно проводити їх верифікацію за допомогою методів чисельного моделювання, а саме методу кінцевих елементів [17, 18].

Рівняння теплового балансу неізолюваного проводу ПЛ при розрахунку електричних втрат розглядається для його усталеного режиму роботи [3, 19]. Тобто, вважається, що на момент розрахунку температура проводу вважається постійною та всі інші чинники, що можуть вплинути на неї:

- струм навантаження ПЛ;
- температурою довкілля;
- інтенсивність сонячного випромінювання;
- швидкість та напрям вітру.

Тоді кількість тепла, яку набуває провід, переважним чином, внаслідок втрат Джоуля та сонячного випромінювання дорівнює кількості тепла, що провід втрачає внаслідок механізмів природної / вимушеної конвекції та випромінювання в навколишнє середовище. До другорядних джерел нагріву проводу відносяться втрати на корону та магнітні втрати в проводах марки АС.

З урахуванням всіх джерел нагріву та механізмів втрат тепла проводом рівняння теплового балансу для одиниці довжини матиме вигляд [3, 13]:

$$P_{дж} + P_{с.в} + P_{м} + P_{кор} = P_{конв} + P_{випр} + P_{вип}, \quad (2.12)$$

де $P_{дж}$ – потужність втрат Джоуля в проводі, Вт/м;

$P_{с.в}$ – потужність від нагріву сонячним випромінюванням, Вт/м;

$P_{м}$ – потужність магнітних втрат в проводі, Вт/м;

$P_{\text{кор}}$ – потужність втрат на корону, Вт/м;

$P_{\text{конв}}$ – потужність конвективних втрат тепла проводом, Вт/м;

$P_{\text{випр}}$ – потужність втрат тепла проводом внаслідок випромінювання, Вт/м;

$P_{\text{виш}}$ – потужність охолодження проводу опадами (дощ, Вт/м).

Втрати активної потужності на корону, зазвичай, мають суттєвий вплив лише при складних погодних умовах (іній, туман, тощо), тоді як за нормальних умов їх немає сенсу враховувати, оскільки домінуючим фактором стають конвективні механізми теплообміну, які ефективно відводять тепло від провідників. Втрати на корону доцільно розглядати окремо причому для кожного стану погоди.

Остання складова рівняння (2.12) має значний вплив лише під час дощу. Однак розподіл дощу вздовж лінії досить складно врахувати та відокремити від впливу сильного вітру. Тому зважаючи на складність визначення та короткочасність дії потужність охолодження проводу атмосферними опадами в подальших розрахунках не враховуються.

Отже, з урахуванням всіх нюансів і припущень для нормальних умов роботи ПЛ рівняння (2.12) набуде вигляду

$$P_{\text{дж}} + P_{\text{с.в}} + P_{\text{м}} = P_{\text{конв}} + P_{\text{випр}}, \quad (2.13)$$

Розглянемо більш детально окремі складові рівняння (2.13).

2.2.1. Розрахунок втрат Джоуля в проводі

Оцінка втрат Джоуля втрат є важливим етапом при аналізі ефективності роботи електричних мереж і розрахунку температури проводу. У загальному підсумку частка цих втрат у проводах повітряних лініях є найбільшою, і може досягати – 60-80%. Ці втрати спричинені наявністю електричного опору в проводах, який перешкоджає проходженню струму, перетворюючи частину електричної енергії на теплову.

Потужність втрат Джоуля в проводі при протіканні в ньому змінного електричного струму, Вт/м:

$$P_{дж} = k_{ск} I_{\phi}^2 \cdot R_{пл.Ал}, \quad (2.14)$$

де $k_{ск}$ – коефіцієнт, що враховує скін-ефект. Значення $k_{ск}$ збільшується зі збільшенням частоти та діаметру проводу. Для сталевалюмінієвих проводів визначається з рис. 2.1 [3].

З урахуванням (2.8) отримаємо кінцевий вираз для визначення втрат Джоуля на одиницю довжини проводу ПЛ, Вт/м:

$$P_{дж} = k_{ск} I_{\phi}^2 \cdot r_{0.20} l_{пл} \left(1 + 4,3 \cdot 10^{-3} (t_{пр} - 20^{\circ}) \right), \quad (2.15)$$

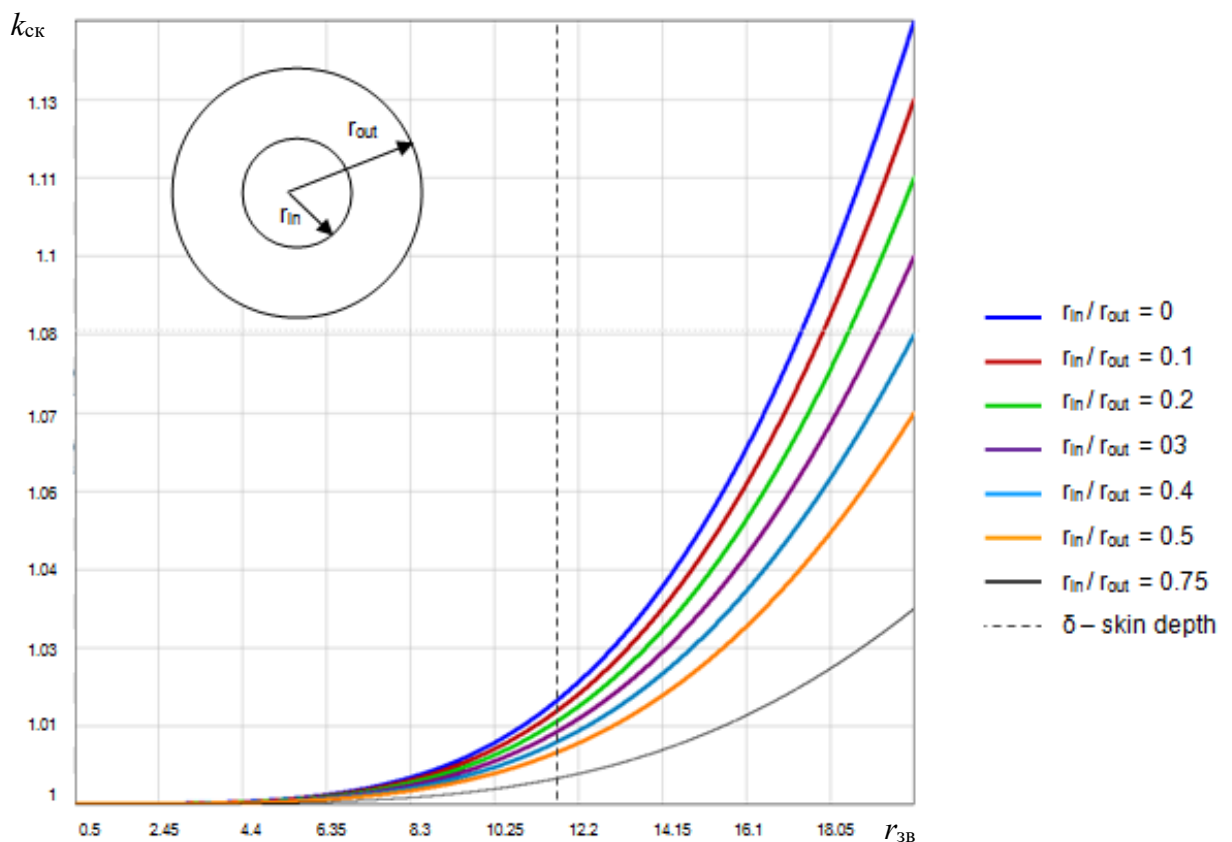


Рисунок 2.1 – Залежність $k_{ск} = f(r_{вн}/r_{зов})$

2.2.2. Нагрів проводу сонячним випромінюванням

Для визначення теплоти сонячного випромінювання розроблено декілька методик [3, 21]. Використаємо методику, що представлена в праці [21].

Максимальна потужність випромінювання сонця, що поглинає провід:

$$P_{\text{с.в}} = \varepsilon_{\text{п}} k_h W_{\Sigma} \cdot d_{\text{пр}} \cdot \sin \delta, \quad (2.16)$$

де $\varepsilon_{\text{п}}$ – коефіцієнт поглинання проводу повітряної лінії. Його значення варюється в широких межах від 0,2 для нового проводу, і до 0,9 для проводу, що знаходиться в експлуатації в промисловому середовищі. У розрахунках приймаємо $\varepsilon_{\text{п}} = 0,8$ [3];

k_h – коефіцієнт, який враховує висоту розташування ПЛ над рівнем моря, h . Якщо $h < 150$ м, то $k_h = 1$, якщо $h = 150-1000$ м, то значення коефіцієнта визначається за формулою

$$k_h = 0,1161 \lg h + 0,725, \quad (2.17)$$

W_{Σ} – сумарна інтенсивність сонячного випромінювання, у т.ч. пряма та відбита радіація, Вт/м²:

- для чистого повітря

$$W_{\text{ч.п}\Sigma} = 250,874 + 27,637h_{\text{соп}} - 0,3394h_{\text{соп}}^2 + 1,4435 \cdot 10^{-3}h_{\text{соп}}^3; \quad (2.18)$$

- для повітря середньої забрудненості

$$W_{\text{с.з}\Sigma} = 134,282 + 26,738h_{\text{соп}} - 0,3134h_{\text{соп}}^2 + 1,2893 \cdot 10^{-3}h_{\text{соп}}^3; \quad (2.19)$$

- для забрудненого повітря

$$W_{\text{з.п}\Sigma} = -21,092 + 27,492h_{\text{соп}} - 0,318h_{\text{соп}}^2 + 1,3357 \cdot 10^{-3}h_{\text{соп}}^3; \quad (2.20)$$

$h_{\text{сон}}$ – висота Сонця над горизонтом для північної півкулі Землі (кутове значення)

$$h_{\text{сон}} = 113,5 - \varphi; \quad (2.22)$$

φ – географічна широта місцевості, $\varphi \geq 23,5^\circ$;

$d_{\text{пр}}$ – діаметр проводу, м;

δ – кут падіння сонячних променів на поверхню проводу, визначається за стандартною астрономічною формулою:

$$\delta = \arccos(\sin(\varphi) \cdot \sin(\gamma) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(H)); \quad (2.23)$$

γ – сонячне відхилення, у день літнього сонцестояння $\gamma \approx +23,44^\circ$;

H – годинний кут Сонця, у полудень $H = 0$.

2.2.3. Потужність магнітних втрат у проводі

У сталевалюмінієвих проводах потужність магнітних втрат має дві складові: втрати в сталевому осерді $P_{\text{ос}}$ та втрати перерозподілу $P_{\text{пр}}$ у електропровідних алюмінієвих шарах:

$$P_{\text{м}} = P_{\text{ос}} + P_{\text{пр}}, \quad (2.24)$$

Першу складову викликає осьовий змінний магнітний потік, який створюється струмами, що протікають у повивах з алюмінієвих дротин. Він призводить до виникнення вихрових струмів у сталевому осерді проводу, який його нагріває.

Друга складова – це втрати, пов'язані з перерозподілом густини струму в провідних шарах проводу (ефект електромагнітної індукції).

Слід зазначити, що магнітні втрати мають істотну величину лише для високострумівих сталевалюмінієвих проводів з одним або трьома шарами алюмінієвих дротин. Так, у проводі марки АС з одинарним струмопровідним шаром з високою щільністю струму магнітні явища можуть збільшувати втрати до 20%, а проводі з трьома струмопровідними шарами до 5%.

Якщо ж провід містить парну кількість електропровідних шарів, то ці ефекти в значній мірі не проявляються та складають не більше 4%.

Таким чином, у найпростішому випадку магнітні втрати можливо врахувати шляхом введення коефіцієнту магнітних втрат у рівняння (2.14)

$$P_{\text{м}} = k_{\text{м.в}} P_{\text{дж}}, \quad (2.25)$$

де $k_{\text{м.в}}$ – коефіцієнт магнітних втрат на перемагнічування, для одношарових проводів приймається $k_{\text{м.в}} = 0,15$, а для двошарових – $k_{\text{м.в}} = 0,04$.

2.2.4. Конвективне охолодження проводу

За нормальних погодних умов конвективний теплообмін майже завжди є найважливішим механізмом охолодження проводів ПЛ, навіть при відсутності вітру. Температура проводу може бути високою лише тоді, коли його конвективне охолодження недостатнє. Завжди розглядаються два типи конвекції: природна та вимушена.

Природна конвекція виникає, коли швидкість вітру становить менше 0,5 м/с. За помірних і високих швидкостей вітру домінує вимушена конвекція. Випадковий характер поривів вітру, навіть в межах одного прогону, дуже ускладнює оцінку теплової поведінки повітряних ліній, особливо за низьких швидкостей вітру та високої густини струму. Як зазначалося раніше, осьові відмінності температури провідника можуть бути в основному дуже значними через мінливість вітру [22]. Таким чином, навіть незважаючи на те, що рівняння для моделювання локальної теплопередачі має високу точність, поведінка всієї ділянки лінії або окремого прольоту може відрізнятись.

Теплопередача від неізолюваного проводу до навколишнього середовища залежить від коефіцієнта конвективної теплопередачі h_k :

$$P_{\text{конв}} = \pi h_k d_{\text{пр}} (t_{\text{пов}} - t_{\text{пр}}), \text{ Вт/м.} \quad (2.26)$$

Коефіцієнт конвективного теплообміну визначається за методикою, представлена в [20] для двох випадків конвекції: природної та вимушеної.

Для теплообміну, що відбувається за внаслідок природної конвекції ($v_{\text{пов}} \leq 0,5 \text{ м/с}$), $\text{Вт/м}^2\text{К}$:

$$h_k = 1,287 \left(\frac{t_{\text{пр}} - t_{\text{пов}}}{d_{\text{пр}}} \right)^{0,25}. \quad (2.27)$$

Якщо теплообмін проводу з навколишнім середовищем відбувається при вимушеній конвекції ($v_{\text{пов}} > 0,5 \text{ м/с}$), а кут між нормаллю до поверхні проводу і вектором швидкості вітру, що перетинає цей провід дорівнює:

$\psi = 90^\circ$ тоді:

$$h_k = \frac{\lambda_{\text{пов}}}{d_{\text{пр}}} 10^{-0,07043+0,3153 \log(\text{Re})+0,03553(\log(\text{Re}))^2}; \quad (2.28)$$

– $\psi < 90^\circ$ тоді:

$$h_k = \frac{\lambda_{\text{пов}} \cdot k_{\psi}}{d_{\text{пр}}} 10^{-0,07043+0,3153 \log(\text{Re})+0,03553(\log(\text{Re}))^2}, \quad (2.29)$$

де $\lambda_{\text{пов}}$ – теплопровідність повітря, $\text{Вт/м} \cdot \text{К}$:

$$\lambda_{\text{пов}} = 2,44 \cdot 10^{-2} \left(\frac{T_{\text{пов}}}{273} \right)^{0,82}; \quad (2.29)$$

$T_{\text{пов}}$ – поточна температура повітря, К;

k_{ψ} – коефіцієнт, що враховує кут атаки вітру до проводу

$$k_{\psi} = 1,194 - \sin \psi - 0,194 \cos(2\psi) + 0,368 \sin(2\psi); \quad (2.30)$$

Re – число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{v_{\text{пов}} \cdot d_{\text{пр}}}{\nu}; \quad (2.31)$$

$v_{\text{пов}}$ – швидкість повітря, м/с;

ν – кінематична в'язкість повітря, м²/с;

$d_{\text{пр}}$ – діаметр проводу, м.

2.2.5. Втрати тепла проводом внаслідок випромінювання

Втрата тепла від випромінювання проводом – це повна енергія випромінювання, що передається від його поверхні. Його можливо розділити на дві складові [3]: тепло, що випромінюється в землю та навколишнє середовище, і тепло, що випромінюється безпосередньо атмосферу. Застосовуючи закон Стефана-Больцмана, втрати тепла проводом внаслідок випромінювання можливо визначити за формулою [3, 23]:

$$P_{\text{випр}} = \pi d_{\text{пр}} \sigma_B \varepsilon_s \left[(T_{\text{пр}} + 273)^4 - (T_{\text{пов}} + 273)^4 \right], \quad (2.32)$$

де $d_{\text{пр}}$ – зовнішній діаметр проводу, мм;

ε – ступінь чорноти поверхні проводу, для окисленого алюмінію, згідно [3] лежить в межах 0,8-0,9 відн. од.;

σ_B – коефіцієнт випромінювання абсолютно-чорного тіла, дорівнює $5,67 \cdot 10^{-8}$ Вт/м²;

$T_{\text{пр}}, T_{\text{пов}}$ – температура, відповідно, проводу та повітря, К;

Слід зазначити, що втрати тепла від провідника через випромінювання зазвичай набагато нижчі, ніж втрати тепла через конвекцію, і, отже, їх вплив на температуру проводу незначний.

2.3 Дослідження впливу кліматичних факторів на навантажувальні втрати активної потужності в ПЛ

Виконаємо дослідження впливу метеорологічних параметрів на втрати активної потужності в фазі повітряної лінії, що виконана сталевалюмінієвим проводом АС-240/36. Вихідні дані до розрахунків представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри навколишнього середовища та проводу ПЛ, що були прийняті при розрахунку

Параметр	Позначення	Одиниця вимірювання	Чисельне значення
Параметри проводу АС-240/39			
Струм навантаження	$I_{\text{нав}}$	А	50-610
Омічний опір проводу при 20 °С	$r_{0.20}$	Ом/м	$0,1222 \cdot 10^{-3}$
Зовнішній діаметр проводу	$d_{\text{пр}}$	м	$21,6 \cdot 10^{-3}$
Діаметр сталевого осердя	$d_{\text{ос}}$	м	$8,0 \cdot 10^{-3}$
Максимальна робоча температура	$t_{\text{пр.мах}}$	°С	70
Висота прокладання ПЛ над рівнем моря	h	м	< 150
Коефіцієнт магнітних втрат	$k_{\text{м.в}}$	—	0,04
Коефіцієнт, що враховує скінефект	$k_{\text{ск}}$	—	1,07
Параметри навколишнього середовища			
Температура повітря	t_a	°С	від -30 до +30
Швидкість вітру	$v_{\text{пов}}$	м/с	0,4-25
Кут атаки вітру	ψ		90°
Теплопровідність повітря	$k_{\text{пов}}$	Вт/м·К	$(2,22-2,66)10^{-2}$
Кінематична в'язкість повітря	ν	м²/с	$(1,17-1,6)10^{-6}$
Населений пункт	Київ	-	-

За параметри, що будуть варіюватися взято наступні:

- температура повітря -30, -15, 0, 15, 30 °С;
- швидкість вітру 0,5, 5, 10, 15 м/с;
- струм навантаження проводу 0 - 610 А;
- потужність сонячного випромінювання, що поглинає провід 0, 7 Вт/м.

У зв'язку з тим, що рівняння теплового балансу проводу не має аналітичного розв'язку розрахунок втрат потужності в проводі виконується ітераційним методом згідно з блок-схемою, що наведена на рис. 2.2. На кожному ітераційному кроці задаються параметри навколишнього середовища та струм, що протікає в проводі. Далі виконується обчислення i -го наближення температури проводу, якщо в результаті підстановки параметрів у рівняння тепловий баланс (2.13) отримується значення більше нуля, то температура, що розраховується повинна бути збільшена в $i+1$ -й ітерації та навпаки. Ітераційний процес зупиняється, якщо різниця між лівою та правою частинами теплового балансу близька до нуля.

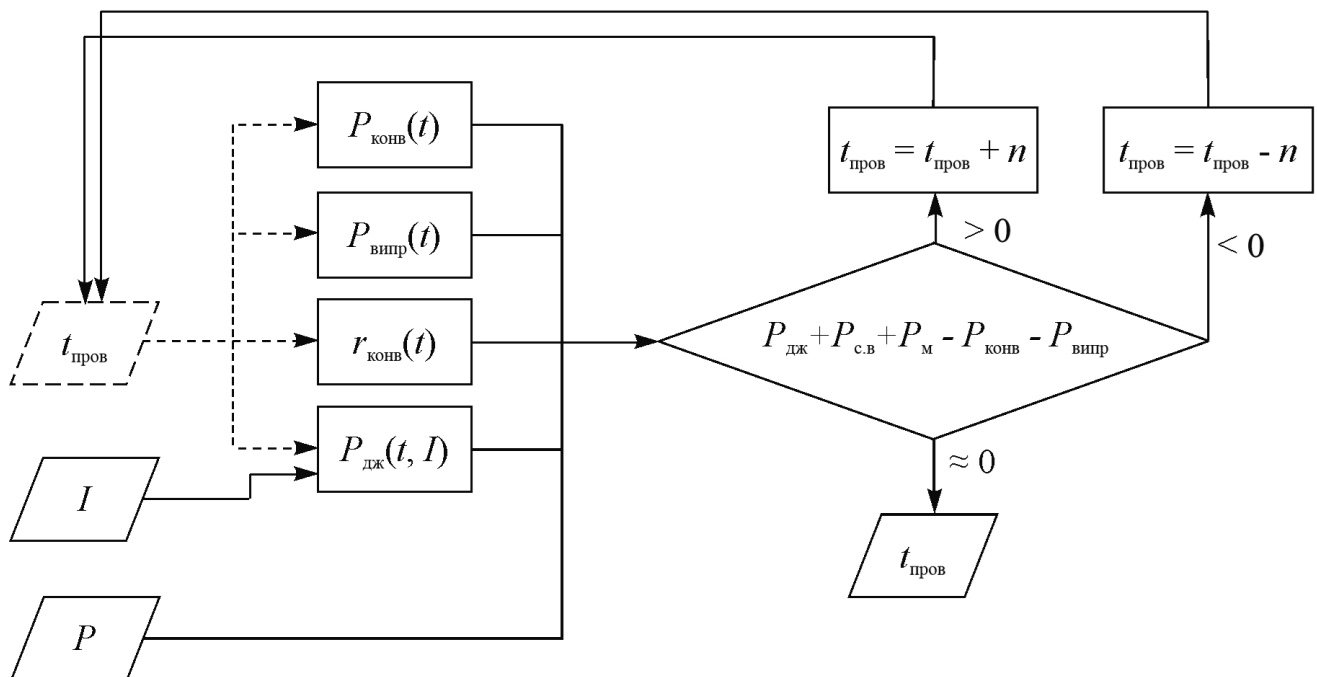


Рисунок 2.2 – Блок-схема порядку розрахунку $t_{\text{пров}}$

При розрахунку температури проводу магнітні втрати враховуються за допомогою коефіцієнта $k_{м.в} = 1,04$ (2.23).

По рис. 2.1 для проводу АС-240/39 визначаємо коефіцієнт, що враховує скінефект $k_{ск} = 1,07$.

За розрахованими значенням температури визначаються фактичні втрати активної потужності в проводі.

Визначимо максимальну потужність випромінювання Сонця, що поглинає провід АС-240/39 довжиною 1 м:

$$P_{\text{сон}} = \varepsilon_{\text{п}} k_h W_{\Sigma} \cdot d_{\text{пр}} \cdot \sin \delta = 0,8 \cdot 1 \cdot 897,3 \cdot 21,6 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(27^{\circ}) = 7,0 \text{ Вт/м};$$

де W_{Σ} – сумарна інтенсивність прямої та відбитої сонячної радіації для повітря середньої забрудненості, Вт/м²:

$$\begin{aligned} W_{\text{sun}\Sigma} &= 134,282 + 26,738 h_{\text{сон}} - 0,3134 h_{\text{сон}}^2 + 1,2893 \cdot 10^{-3} h_{\text{сон}}^3 = \\ &= 134,282 + 26,738 \cdot 63 - 0,3134 \cdot 63^2 + 1,2893 \cdot 63^3 \cdot 10^{-3} = 897,3; \end{aligned}$$

δ – кут падіння сонячних променів на поверхню проводу

$$\begin{aligned} \delta &= \arccos(\sin(\varphi) \cdot \sin(\gamma) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(H)) = \\ &= \arccos(\sin(50,5^{\circ}) \cdot \sin(23,44^{\circ}) + \cos(50,5^{\circ}) \cdot \cos(23,44^{\circ}) \cdot \cos(0^{\circ})) = 27^{\circ}; \end{aligned}$$

$h_{\text{сон}}$ – кутова висота Сонця для м. Київ

$$h_{\text{сон}} = 113,5 - \varphi = 113,5 - 50,5 = 63^{\circ}.$$

Результати розрахунків залежностей втрат активної потужності від струму навантаження, що протікає по проводу АС-240/39 за різних метеорологічних умов представлено на рис. 2.3-2.6.

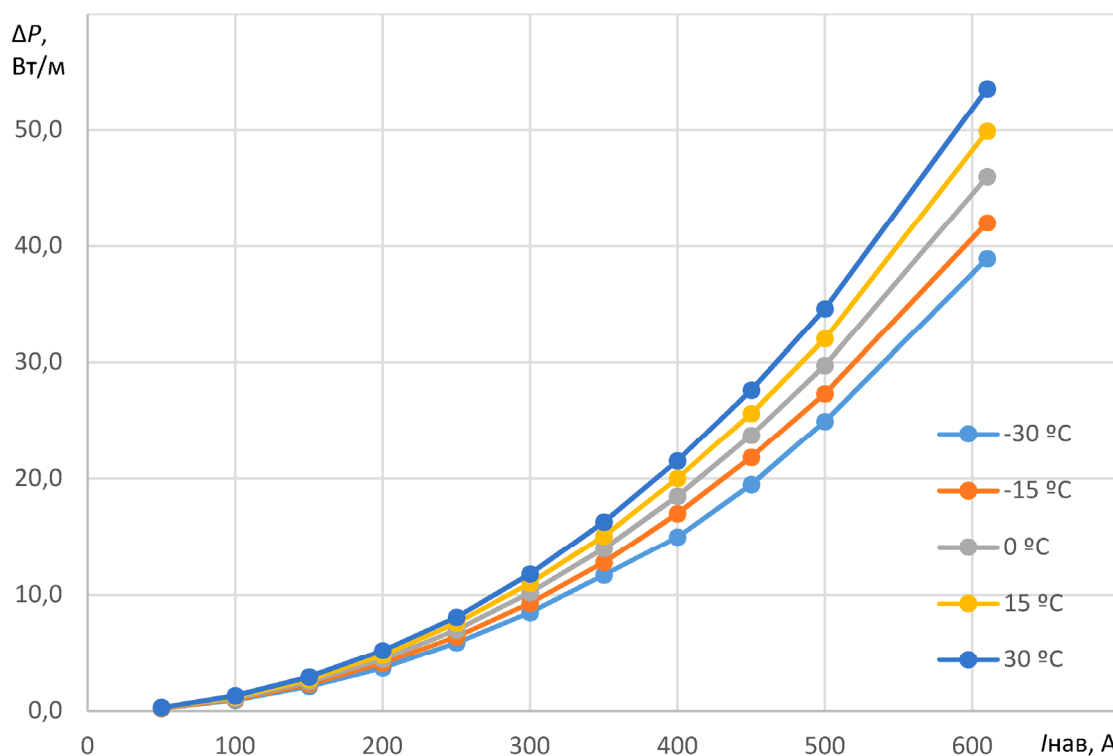


Рисунок 2.3 – Залежності втрат активної потужності від струму навантаження проводу АС-240/39 при $v_a = 0,5$ м/с та $P_{\text{сон}} = 7$ Вт/м

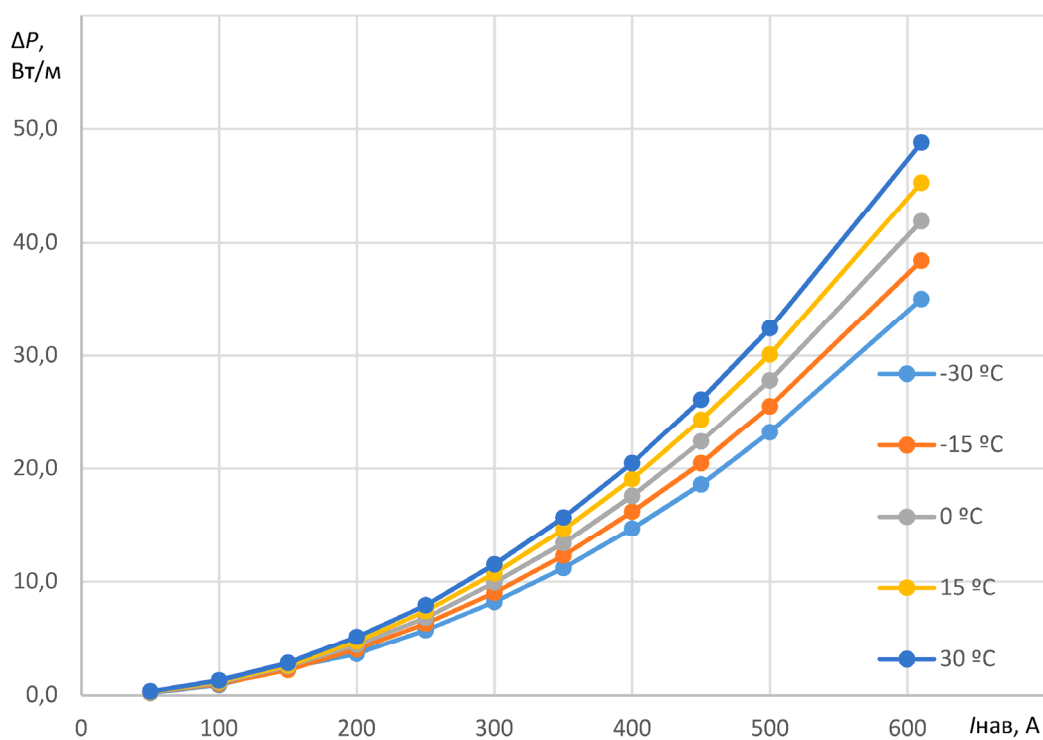


Рисунок 2.4 – Залежності втрат активної потужності від струму навантаження проводу АС-240/39 при $v_a = 5$ м/с та $P_{\text{сон}} = 7$ Вт/м

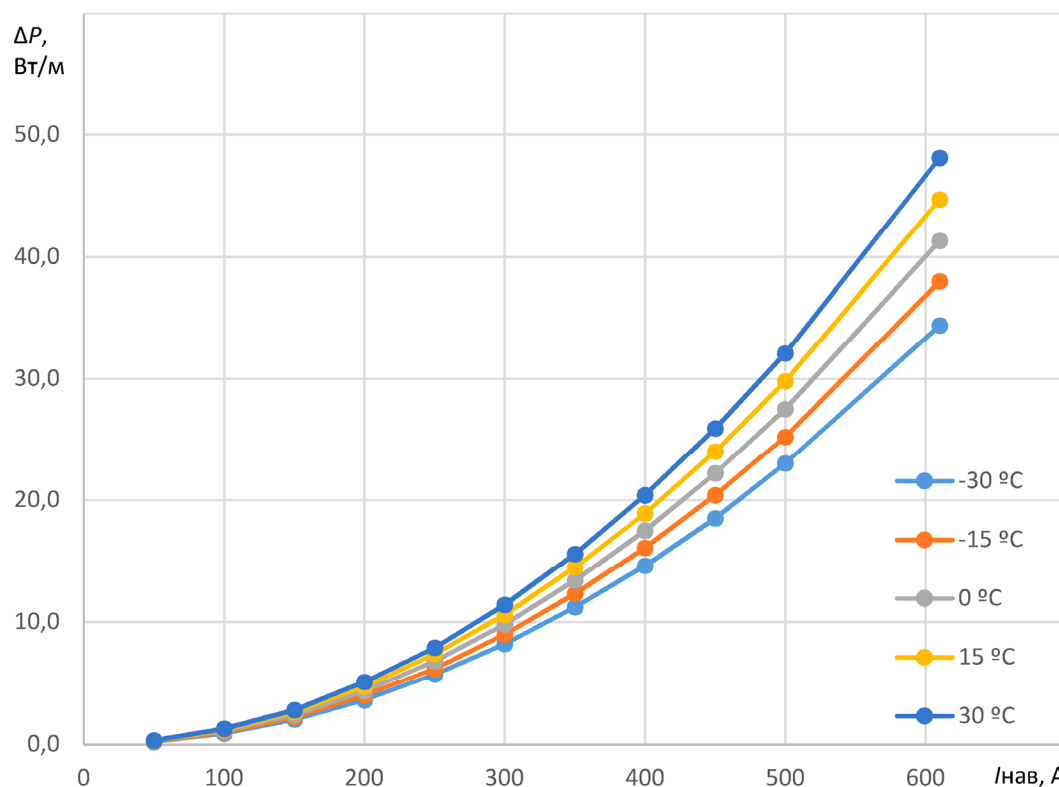


Рисунок 2.5 – Залежності втрат активної потужності від струму навантаження проводу АС-240/39 при $v_a = 10$ м/с та $P_{\text{сoн}} = 7$ Вт/м

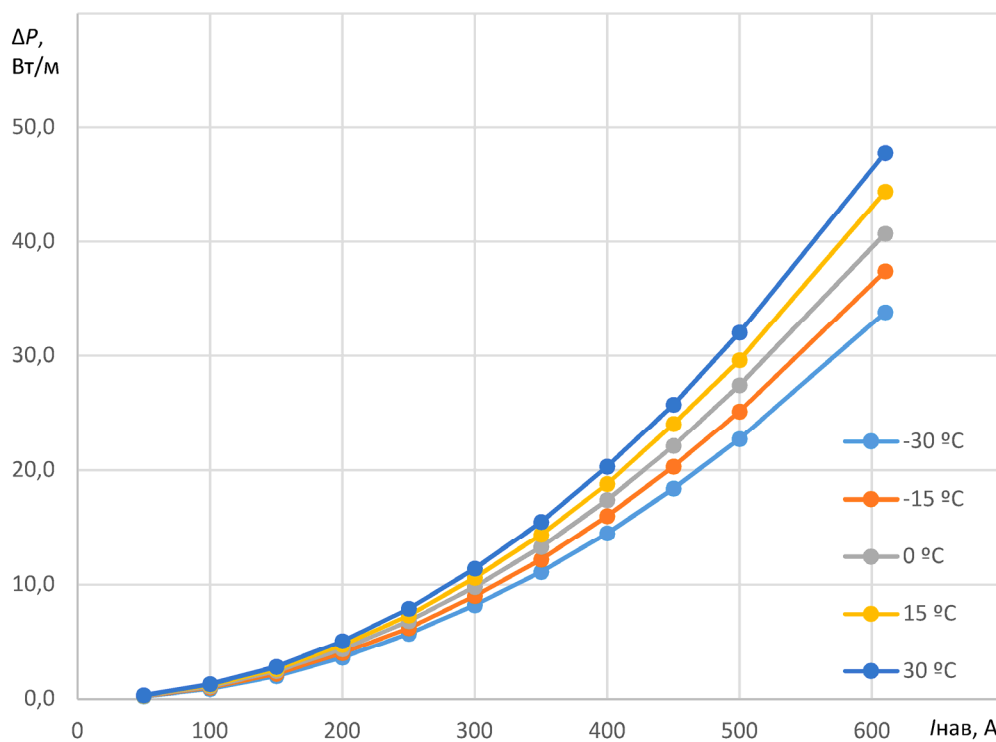


Рисунок 2.6 – Залежності втрат активної потужності від струму навантаження проводу АС-240/39 при $v_a = 15$ м/с та $P_{\text{сoн}} = 7$ Вт/м

Аналіз отриманих даних показує, що при струмах навантаження до $0,25I_{\text{доп}}$ втрати активної потужності в проводі практично не залежать від температури навколишнього середовища. Водночас, за струмів навантаження від $0,5I_{\text{доп}}$ і вище – на втрати активної потужності в проводі суттєвий вплив має як температура повітря так і швидкість вітру. Наприклад, при збільшенні швидкості вітру на 15 м/с при температурі навколишнього повітря $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$, втрати зменшуються на 5,8 Вт/м або 11%. За тих же умов сонячна радіація підвищує температуру проводу лише на $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, а втрати – на 0,5 Вт.

Залежність втрат активної потужності від температури повітря (рис. 2.7) носить лінійний характер. Причому при збільшенні температури навколишнього середовища втрати в проводі знижуються, оскільки струм навантаження проводу також знижується, для дотримання виконання умови $t_{\text{пр.кр}} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$. При температурі повітря $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ втрати в 3,7 рази нижчі ніж при $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, однак і корисна потужність, що може бути передана по ПЛ теж знижується.

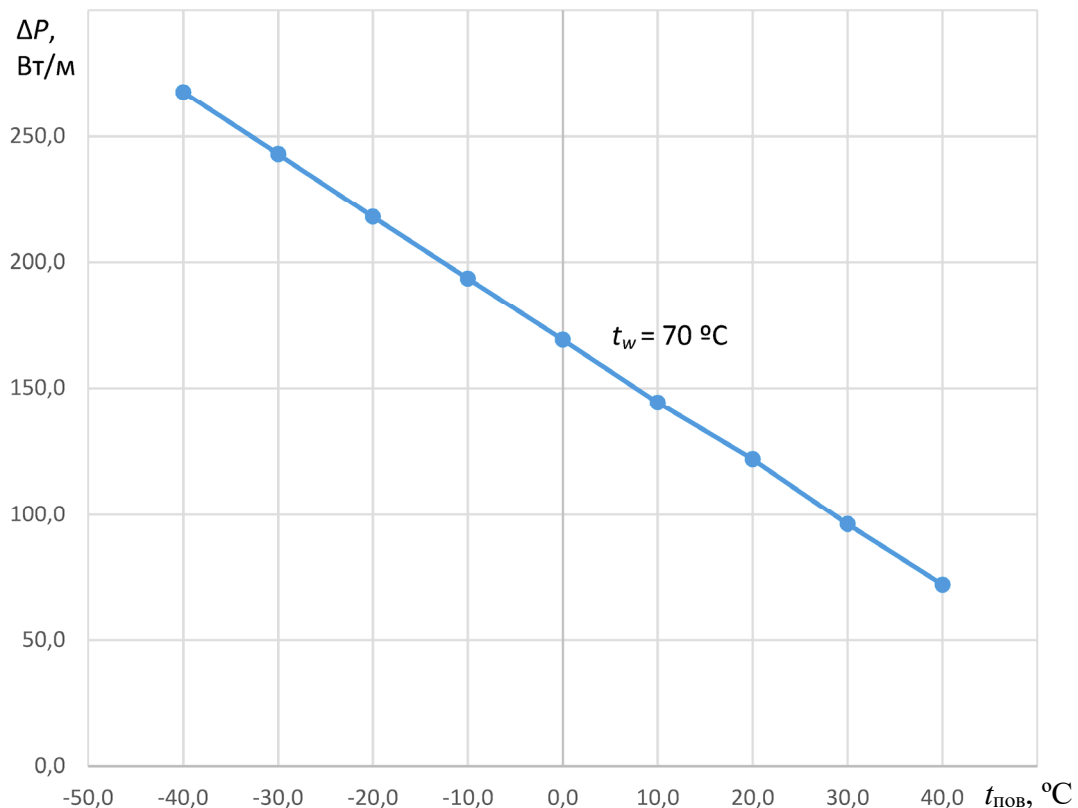


Рисунок 2.7 – Залежність втрат у проводі АС-240/39 від температури навколишнього середовища при $t_{\text{пр}} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v_a = 0,5\text{ м/с}$ та $P_{\text{сон}} = 0\text{ Вт/м}$

Таким чином, врахування кліматичних факторів є необхідним для точного визначення навантажувальних втрат активної потужності та забезпечення надійності роботи повітряних ліній електропередавання.

2.4 Заходи зі зниження навантажувальних втрат у повітряних ліній електропередавання

На основі результатів дослідження впливу метеорологічних параметрів на навантажувальні втрати в повітряних лініях електропередачі доцільно запровадити наступні заходи для їх зниження (рис. 2.8):

Організаційні заходи:

- прогнозування оптимального завантаження ліній;
- моніторинг температури проводів у реальному часі;
- режимні (перерозподіл навантаження між лініями);



Рисунок 2.8 – Заходи зі зниження навантажувальних втрат у ПЛ

- підвищення напруги ПЛ до максимально допустимого рівня;
- розчищення трас ліній від дерев та чагарників для покращення охолодження проводів;

Технічні заходи:

- заміна проводів на проводи більшого перерізу;
- використання проводів нових конструкцій з покращеними технічними характеристиками;
- застосування покриттів або фарб для зменшення поглинання сонячного випромінювання та зниження температури проводів.

Прогнозування оптимального завантаження ПЛ передбачає визначення оптимального рівня струму навантаження, який дозволяє зменшити втрати електроенергії та уникнути перегріву проводів. Цього можливо досягнути шляхом враховувати метеорологічних умов, оскільки висока температура та слабкий вітер можуть знижувати ефективність охолодження проводів, що вимагає зниження навантаження.

Моніторинг температури проводів у реальному часі передбачає безперервне відстеження температури проводів за допомогою спеціальних сенсорів, що встановлюються безпосередньо на проводі ПЛ. Таке технічне рішення дозволяє оперативно визначати температуру проводу та корегувати навантаження ПЛ, для запобігання його перегріву та збільшення втрат електроенергії, а також аварійних ситуацій. Отримані дані використовуються також для прийняття рішень щодо інших заходів, спрямованих на забезпечення безпечної та ефективної роботи електромережі.

Режимні заходи, зокрема перерозподіл навантаження між лініями, дозволяють забезпечити рівномірне завантаження ПЛ мережі, щоб уникнути перевантажень та зменшити втрати активної потужності. Це означає, що у разі надмірного навантаження на одну з ліній електроенергія може бути перенаправлена до інших, менш завантажених ліній. Такий перерозподіл навантаження дозволяє знизити температуру проводів, підвищити їхню енергетичну ефективність та подовжити термін експлуатації обладнання. Крім

того, це сприяє забезпеченню стабільної роботи мережі навіть за умов змін у метеорологічних факторах. Для зниження втрат також можливо вмикати дволанцюгові лінії на паралельну роботу ланцюгів за, що дозволить зменшити навантаження на окремі лінії та підвищити ефективність мережі в цілому.

Підвищення напруги ПЛ до максимально допустимого рівня дозволяє зменшити струм навантаження, що, у свою чергу, знижує нагрів проводів і зменшує втрати Джоуля, які залежать від квадрата сили струму. Однак підвищення напруги слід здійснювати з урахуванням технічних обмежень обладнання, вимог безпеки та поточних погодних умов. За несприятливих погодних умов, таких як утворення інію на проводах, підвищення напруги може, навпаки, призвести до збільшення втрат активної енергії внаслідок збільшення втрат на корону.

Наявність густих зелених насаджень (лісосмуги, ліси), що знаходяться занадто близько до проводів, може створювати бар'єри для вільного руху повітря, що погіршує природне охолодження ПЛ. Це особливо актуально в теплу пору року, коли висока температура навколишнього середовища спричиняє підвищений нагрів проводів, а листя на деревах значно затримує потік повітря. Розчищення траси ПЛ забезпечує належну циркуляцію повітря навколо проводів, що допомагає ефективніше охолоджувати їх і, як наслідок, зменшує навантажувальні втрати енергії.

Провід із більшим перерізом має менший електричний опір, що дозволяє зменшити втрати Джоуля, які пропорційні квадрату струму і опору проводу. Крім того, менший опір сприяє зниженню нагріву проводів під час передачі електроенергії, що особливо важливо в умовах високих температур навколишнього середовища. Це підвищує надійність та ефективність роботи ліній, а також дозволяє збільшити пропускну здатність системи, забезпечуючи передачу більшої кількості електроенергії з меншими втратами.

Впровадження новітніх типів проводів з покращеними технічними характеристиками, зокрема, зі зниженим електричним опором, з більш ефективним теплообміном, композитним осердям і т.п. Наприклад,

використання проводів із спеціальним композитним осердям дозволяє виключити магнітні втрати в проводі. Такі покращення дозволяють знизити втрати Джоуля, підвищити пропускну здатність ліній та продовжити термін їх експлуатації, навіть в умовах несприятливого середовища.

Застосування спеціальних покриттів (фарб) проводу дозволяє збільшити його площу поверхні та зменшити поглинання сонячного випромінювання. За рахунок збільшення площі поверхні проводу покращується його теплообмін з навколишнім середовищем, а отже знижується температура. Крім того, захисне покриття краще відбиває сонячне випромінювання ніж стандартний сталевалюмінієвий провід, завдяки чому знижується його температура в умовах інтенсивного сонячного випромінювання. Зниження температури проводу запобігає його перегріву, зменшує втрати активної потужності сприяє підтриманню натягу проводів у допустимих межах і підвищує надійність роботи ПЛ навіть у спекотні дні.

2.5 Висновки до розділу 2

1. Встановлено, що уточнене визначення навантажувальних втрат у повітряних лініях можливе за умови врахування дійсного опору проводу, який змінюється залежно від температури та параметрів навколишнього середовища. Для більшості повітряних ліній, що не обладнаних системами моніторингу стану, основним залишається розрахунковий метод, що базується на розв'язанні рівняння теплового балансу. Цей підхід дозволяє врахувати взаємозв'язок між струмом, опором проводу та зовнішніми умовами, що визначають температуру проводу і, відповідно, втрати електроенергії.

2. Розроблено математичну модель, що описує втрати в неізолюваному проводі повітряної лінії електропередачі на основі рівняння теплового балансу, шляхом врахування джерел нагріву, зокрема втрат Джоуля, сонячного випромінювання та магнітних втрат, а також наступних механізмів

охолодження: природної і вимушеної конвекції, втрати тепла через випромінювання.

3. За допомогою розробленої теплової моделі проводу повітряної лінії встановлено, що:

- при струмах навантаження до $0,25I_{\text{доп}}$ втрати активної потужності в проводі практично не залежать від температури навколишнього середовища;
- при збільшенні швидкості вітру на 15 м/с втрати активної потужності зменшуються на 11% за температури повітря 30 °С;
- нагрів проводу від сонячної радіації підвищує його температуру не суттєво, однак є вагомим при передаванні максимально допустимих потужностей.

4. Встановлено, що до організаційних заходів, які дозволяють підвищити ефективність роботи ПЛ відносяться: прогнозування оптимального завантаження ліній; моніторинг температури проводів у реальному часі, режимні, підвищення напруги ПЛ до максимально допустимого рівня, розчищення трас ліній від щільних зелених насаджень.

5. Визначено, що такі технічні заходи, як заміна проводів на провідники більшого перерізу, використання проводів нових конструкцій з покращеними характеристиками, застосування дволанцюгових ліній з паралельним включенням ланцюгів, а також покриттів для зменшення поглинання сонячного випромінювання, забезпечують значне зниження втрат електроенергії.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СТАНІВ ПОГОДИ НА КЛІМАТИЧНІ ВТРАТИ В ПЛ

3.1 Корона змінного струму

Коронний розряд або корона – один із видів самостійного розряду у газі достатньо високої густини. Обов'язковою умовою існування цього явища є значна неоднорідність електричного поля, яка формується між електродами при подачі напруги на розрядний проміжок.

При передачі електроенергії по неізолюваних проводах розрізняють два типи коронного розряду – "загальний" та "місцевий". Ці види розрядів здатні існувати самостійно, без додаткових джерел іонізації. Виникнення місцевої корони пов'язане з нерівностями на поверхні неізолюваного проводу, які утворюють ділянки з вищою густиною заряду та високими значеннями напруженості електричного поля. В таких місцях створюються локальні зони, де напруженість електричного поля перевищує поріг, необхідний для виникнення самостійного розряду.

Із зростанням номінальної напруги ПЛ, напруженість електричного поля біля всієї поверхні проводу може досягти значень критичного рівня напруженості E_0 , який є характерним для кожного типу проводу. За таких умов виникає так звана загальна корона, момент появи якої чітко може бути зафіксованим лише для проводів із гладкою поверхнею. Її поява супроводжується різким збільшенням втрат потужності та візуальним свіченням навколо провідника.

У реальних умовах експлуатації повітряних ліній електропередавання, чітка межа між місцевою та загальною короною стирається. Зі збільшенням напруги перехід від однієї форми корони до іншої відбувається менш чітко. Це пов'язано з наявністю місцевої корони, яка зумовлена коронуванням локальних нерівностей на поверхні дротин проводу з малим радіусом кривизни, таких як задирки, вм'ятини, забруднення тощо. Стан поверхні проводу істотно залежить від умов

його монтажу. Зокрема, найгіршим випадком є розкочування проводу по землі, внаслідок чого він значно пошкоджується. Крім того, запилення навколишнього середовища спричиняє утворення твердих відкладень на проводі. Тому для ПЛ часто визначають E_0 по так званих редукованих характеристиках, які описують залежність втрат потужності на корону від рівня напруги.

У практичних розрахунках коли радіус проводу менше 1 см зазвичай використовують формулу Піка, кВ/см [24]:

$$E_0 = 30,3m\delta \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0\delta}} \right), \quad (3.1)$$

де m – коефіцієнт, що характеризує ступінь гладкості поверхні проводу: за сприятливої погоди $m = 0,82$, під час дощу та мокрого снігу – $m = 0,65$, під час сухого снігу – $m = 0,75$, за наявності паморозі, інію та ожеледі на проводі – $m = 0,6$;

δ – відносна густина повітря: за сприятливої погоди при атмосферному тиску $p = 101325$ Па і температури повітря $t_{\text{пов}} = 20$ °С – $\delta = 1$, під час дощу та мокрого снігу – $\delta = 0,93$, під час сухого снігу – $\delta = 1,06$, за наявності паморозі, інію та ожеледі на проводі – $\delta = 1,05$;

r_0 – радіус проводу, см.

Формула Піка добре узгоджується з експериментальними даними для проводів з малого радіусу, однак найточніші результати вона дає для проводів з радіусами в межах 16-18 мм.

Для розрахунку втрат на корону існують інші формули, однак вони відрізняються лише значеннями вхідних коефіцієнтів та показників степеню в знаменнику, наприклад, при $r_0 > 1$ см використовують формулу Залесьського

$$E_0 = 24,5\delta m \left(1 + \frac{0,613}{(r_0\delta)^{0,4}} \right), \text{ В/м.} \quad (3.2)$$

Крім забрудненості атмосфери та умов монтажу, на виникнення місцевої корони суттєво впливає наявність опадів – як тих, що осідають на поверхні проводу, так і крапель дощу чи сніжинок, що пролітають поряд. Зниження напруги появи місцевої корони зазвичай характеризують за допомогою коефіцієнта погодних умов та коефіцієнта шорсткості проводу, які вводять у формули (3.1), (3.2) як множники.

Загалом, місцева корона може починатись навіть при дуже низьких рівнях напруги, оскільки локальне підсилення електричного поля на нерівностях досить суттєве.

Різні атмосферні явища, такі як дощ, сніг, туман, висока вологість повітря, іній та ожеледь, мають істотний вплив на коронний розряд на проводах ПЛ. Це призводить до значного зростання втрат потужності на корону порівняно з умовами ясної погоди. Серед усіх атмосферних факторів найбільш детально вивчено вплив дощу на коронування. Його дослідження проводилися як в лабораторних, так і в польових умовах на діючих та експериментальних лініях. Ці дослідження дали змогу обґрунтовано розробити розрахункові методики для оцінки втрат потужності та енергії на корону в дощових умовах.

3.2 Втрати потужності й енергії на корону при дощу і снігу

Питанню розрахунку втрат на корону в дощову погоду присвячено значну увагу в наукових дослідженнях. Це зумовлено високим рівнем втрат потужності на корону під час дощу. Крім того, дощова погода є характерною для більшої частини території світу, тоді як ожеледно-паморозеві явища в багатьох країнах виникають досить рідко. Саме тому в ряді зарубіжних досліджень приділено менше уваги втратам на корону від ожеледно-паморозевих відкладень, хоча рівень втрат за цих умов навіть вищий, ніж під час дощу.

Під час дощу можливі два основні механізми розвитку коронного розряду:

- пробій між провідником та краплями дощу, що пролітають поблизу;
- розряд з крапель, які накопичуються на поверхні провідника.

Перший механізм, коли пробій відбувається між проводом і великими краплями дощу, є більш характерним, оскільки такі краплі втрачають стійкість при менших значеннях напруженості електричного поля, які можна визначити за формулою [25], кВ/см:

$$E_{\text{кр}} = 0,447 \sqrt{\frac{S}{\rho_0}}, \text{ кВ/см}, \quad (3.3)$$

де S – поверхневий натяг краплі води;

ρ_0 – радіус краплі.

Поверхневий натяг крапель води значною мірою залежить від їхнього забруднення, і значно менше – від температури. Для температури 20 °С, значення поверхневого натягу становить близько 72 дин/см. Згідно з розрахунками, критична напруженість електричного поля, при якій відбувається пробій між краплями радіусом 1,4 мм та проводом, дорівнює 10 кВ/см. Такі краплі, потрапивши в електричне поле проводу ПЛ, поляризуються і швидко змінюють свою форму, витягуючись у напрямку поля. Цей процес супроводжується виникненням коронного розряду на краплі та її пробоем між краплею та проводом.

Процес деформації крапель, що осіли на поверхню проводу, є аналогічним до описаного раніше поведінки крапель, що пролітають поблизу. Відповідно, механізми їх поляризації також подібні. Дрібні краплі, які знаходяться поряд із проводом, зазвичай не руйнуються, оскільки для них критичне значення напруженості електричного поля $E_{\text{кр}}$ є дуже високим і практично не досягається. Такі краплі, поляризуючись, притягуються до проводу і, опинившись на його поверхні, деформуються та коронують, набуваючи спочатку конусоподібної форми. При дуже високих напругах вони можуть сильно витягуватись і, врешті-решт, руйнуватись.

Під час стійкої дощової погоди, коли поверхня проводу повністю змочена, описані процеси в основному локалізуються на нижній його частині, куди стікає вода. Кількість води, що потрапляє на провід, залежить від інтенсивності дощу. На відміну від зливи, мряка попри велику кількість дрібних крапель, не призводить до таких значних електричних втрат на коронний розряд. Однак, є категорія помірних дощів, які також характеризуються великою кількістю крапель, і при яких спостерігаються втрати, порівнянні з інтенсивними дощами. Вважається, що більш потужний стример розвивається між краплею та провідником, ніж той, що виникає через краплі на поверхні проводу. Це стосується як амплітуди, так і тривалості таких стримерів.

Втрати на коронний розряд під час дощу характеризуються нерегулярністю та різкими коливаннями, що залежать від його інтенсивності та структури. На ранніх етапах досліджень було досить складно оцінити частку таких втрат у середньорічних втратах енергії на корону. Тому була розроблена модель, що зв'язувала річні втрати на корону з кількістю опадів H , що випали:

$$A = kH, \quad (3.4)$$

де k – коефіцієнт, що характеризує питомі втрати енергії на коронний розряд при 1 мм опадів, що випали та вважається постійним для даного проводу і напруги.

Однак, прямопропорційна залежність втрат енергії від кількості опадів спостерігається лише для регіонів з однорідним розподілом дощів за річною інтенсивністю. При цьому коефіцієнт k визначається експериментальним шляхом, базуючись на вимірюваннях впродовж періоду, коли сукупна інтенсивність опадів була б ідентичною річному розподілу інтенсивностей. Тому застосування таких методик для різних локацій з відмінними характеристиками опадів утруднене.

У праці [25] рекомендовано для розрахунку втрат на корону в будь-якій локації використовувати «Криві сумарних втрат потужності на корону при всіх видах погоди» в залежності від інтенсивності опадів I , що визначається як відношення сумарної кількості опадів до тривалості річного періоду:

$$P_k = f(I) = f\left(\frac{H}{8760}\right). \quad (3.5)$$

З формули (3.5) випливає, що існує пропорційна залежність між кількістю опадів та часом їхнього випадання. Однак, у реальних умовах однакова кількість опадів у різних місцевостях може випадати за різні проміжки часу, що визначається середньорічною інтенсивністю дощів, характерною для кожного конкретного регіону.

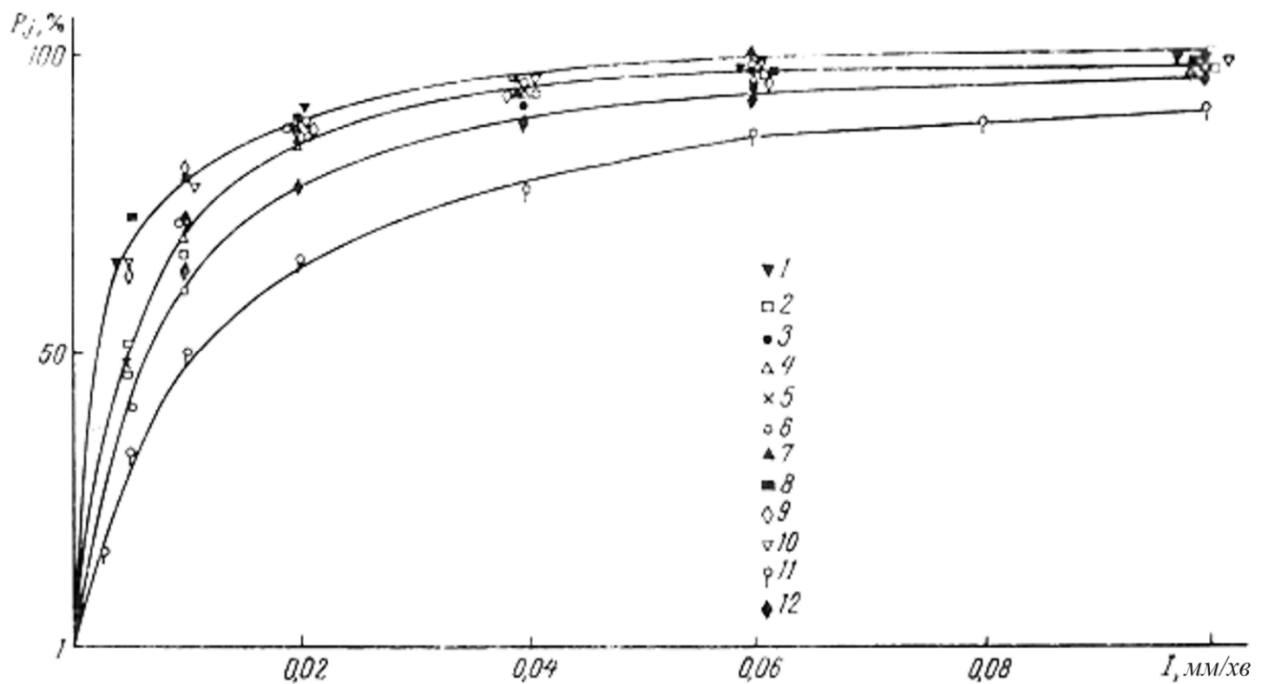


Рисунок 3.1 – Залежність $P_i = f(I)$ за даними спостережень

за опадами на різних метеорологічних станціях [25]:

- 1 – $I_{\text{ср.р}} = 0,72$ мм/год; 2 – $I_{\text{ср.р}} = 0,88$ мм/год; 3 – $I_{\text{ср.р}} = 1,18$ мм/год; 4 – $I_{\text{ср.р}} = 0,86$ мм/год;
 5 – $I_{\text{ср.р}} = 0,87$ мм/год; 6 – $I_{\text{ср.р}} = 0,91$ мм/год; 7 – $I_{\text{ср.р}} = 0,94$ мм/год; 8 – $I_{\text{ср.р}} = 0,57$ мм/год;
 9 – $I_{\text{ср.р}} = 0,62$ мм/год; 10 – $I_{\text{ср.р}} = 0,513$ мм/год; 11 – $I_{\text{ср.р}} = 2,7$ мм/год; 12 – $I_{\text{ср.р}} = 1,3$ мм/год;

Для глибшого вивчення цього питання було проведено аналіз даних про інтенсивність дощів з багатьох метеостанцій. Дослідження показало, що для місцевостей і років з однаковою середньорічною інтенсивністю опадів $I_{\text{ср.р}}$ кумулятивні криві майже збігаються (рис. 3.1). Середньорічна інтенсивність опадів – це відношення річної кількості опадів (в т.ч. дощ та мокрий сніг, що чергується з дощем) до тривалості їх випадання впродовж року.

Для метеостанцій із близькими значеннями $I_{\text{ср.р}} = 0,6-0,7$ мм/рік точки накопичених частот розташовуються у досить вузькому діапазоні. Кумулятивна крива для метеостанцій з $I_{\text{ср.р}} = 0,85-0,95$ мм/рік проходить дещо нижче (рис. 3.1). А для метеостанцій із середньорічною інтенсивністю опадів 1,2-1,3 мм/рік кумулятивна крива розташовується ще нижче.

Дослідження даних дощомірів демонструє, що середньорічний показник інтенсивності опадів дає повну картину розподілу їхніх миттєвих інтенсивностей протягом року. У регіонах, де спостерігається однакова середньорічна інтенсивність опадів, загальний час випадання дощу певної миттєвої інтенсивності буде ідентичним для кожної точки спостереження.

Ця залежність має ключове значення для розробки методики розрахунку втрат на коронний розряд в дощову погоду. Враховуючи, що величина втрат на корону корелює з інтенсивністю опадів, у місцевостях з однаковим показником $I_{\text{ср.р}}$ будуть спостерігатися однакові середні значення втрат потужності на корону під час дощу. Загальні втрати енергії на корону обчислюються як добуток середніх втрат потужності на сумарний час випадання дощу за рік:

$$\Delta W = \sum_I P_{\text{д.}j} T_j = P_{\text{ср.д}} T_{\text{д}} . \quad (3.6)$$

де T_j – тривалість дощу даної інтенсивності;

$P_{\text{д.}j}$ – середні втрати активної потужності для дощу даної інтенсивності, кВт;

$P_{\text{д.ср}}$ – середні втрати активної потужності на корону, кВт;

$$P_{\text{ср.д}} = \sum_I P_{\text{д.}j} \frac{T_j}{T_{\text{д}}} , \quad (3.7)$$

T_d – річна тривалість випадання дощу, год.

Втрати на коронний розряд під час випадання мокрого снігу аналогічні до втрат під час дощу, тому їх слід розглядати разом. Це підтверджується тим, що мокрий сніг часто чергується з дощем, і точно розділити тривалість цих явищ технічно складно.

Під час випадання сухого снігу втрати на корону, як і при дощі, корелюють з інтенсивністю опадів. Характер розподілу інтенсивності снігу впродовж року підпорядковується тим самим закономірностям, що й для дощу. Однак є дві ключові відмінності: діапазон інтенсивності при снігопадах зміщений у бік менших значень, а середньорічна інтенсивність снігових опадів становить приблизно одну десяту від інтенсивності дощових опадів.

Загалом, рівень втрат потужності на коронний розряд під час снігопаду значно нижчий, ніж під час дощу, за винятком дуже сильних хуртовин. Значні втрати спостерігаються у двох випадках:

- коли вологі сніжинки налипають на провід;
- коли сухий сніг падає на провід, вкритий памороззю чи інієм.

При розрахунках втрат 1-й випадок відносять до періоду дощових опадів, а другий – до періоду з памороззю або інієм.

Характерною особливістю коронного розряду під час снігопаду є більша стабільність рівня втрат порівняно з дощем. Це пояснюється тим, що інтенсивність снігопаду є більш стабільною, ніж інтенсивність дощу.

Однією з характерних рис коронного розряду під час снігопаду є стабільніший рівень втрат для окремих випадків снігопаду, що пояснюється меншою мінливістю його інтенсивності порівняно з дощем.

Отже, умови формування коронного розряду при снігопаді є складнішими, ніж при дощу. Рівень втрат на корону визначається не лише інтенсивністю снігопаду, яка вимірюється еквівалентною кількістю води. Важливу роль відіграють також відносна густина та форма сніжинок, які визначають швидкість їхнього падіння. Наприклад, пухкі сніжинки, маючи меншу швидкість падіння, призводять до нижчої інтенсивності опадів порівняно з зернистим снігом.

3.3 Втрати потужності і енергії на корону при поганій погоді інших видів

До збільшення рівня втрат потужності й енергії на корону на ПЛ електропередачі високої напруги призводить не тільки дощ і сніг, але й ряд інших атмосферних явищ:

- підвищена вологість повітря;
- туман;
- паморозь, іній;
- ожеледь.

При поясненні збільшення рівня втрат потужності на корону при високій вологості вважалося, що це зумовлено конденсацією вологи на поверхні холодних проводів, яка знижує початкову напругу коронування і, відповідно, підвищує втрати. Оскільки на проводах, що нагріваються робочим струмом, конденсація вологи неможлива, то на діючих лініях електропередавання збільшення втрат на корону в умовах підвищеної вологості не повинно відбуватися. Однак, тривалі систематичні дослідження втрат на корону на проводах діючих ПЛ показали, що їх збільшення порівняно з умовами гарної погоди регулярно спостерігається при високій вологості і тумані. Отже, ці види атмосферних явищ не можна відносити до сприятливої погоди для роботи ПЛ.

Дослідження достовірно показали, що вологість повітря не впливає на зниження початкової напруги виникнення корони. Однак, рівень вологості може впливати на струм корони, особливо у випадку її стримерної форми. При зміні вологості змінюється діапазон рівнів напруги, в якому можливе існування стримерної корони, а також частота появи окремих стримерів (імпульсів струму).

За відсутності видимих опадів та при стандартній експлуатаційній напрузі корона на проводах ліній високої напруги спостерігається лише в окремих точках проводів, де на їх поверхні присутні неоднорідності (наприклад, подряпини, опіки, вибоїни, тощо). У таких місцях у позитивні напівперіоди напруги виникає стримерна корона. Наявність неоднорідностей на поверхні проводу знижує

початкову напругу загальної корони, оскільки об'ємний заряд, що утворюється на поверхнях поблизу неоднорідностей, впливає на прилеглі ділянки проводу.

Дія об'ємного заряду, утвореного в попередній напівперіод зміни напруги, посилює поле на поверхні проводу в поточний напівперіод, що може спричинити виникнення корони на ділянках проводу, що мають неоднорідності. Зі збільшенням об'ємного заряду, який створюється локальною короною, область його впливу вздовж поверхні проводу природно розширюється. Так як, підвищена вологість сприяє активнішому розвитку стримерної корони на неоднорідностях та зростанню об'ємного заряду, утвореного короною, очікується розширення зони його дії й поява корони на ділянках поверхні проводу, прилеглих до неоднорідностей. Крім того, волога може осідати на проводах, чому сприяє місцева корона, яка створює газові іони, що за певних умов можуть бути центрами конденсації. Також спостерігається посилення стримерної корони під впливом вологості. При одночасному впливі цих двох процесів рівень втрат потужності на корону залежить від ступеня нагріву проводів робочим струмом.

З наведеного випливає, що фізичний механізм, який визначає якісний зв'язок між вологістю повітря та процесом коронування проводів, досі не вивчений повною мірою. Така ж ситуація стосується і кількісних характеристик, які мають бути основою для розрахункової методики визначення втрат потужності та енергії на корону за умов підвищеної вологості повітря.

Якщо осідання вологи на проводах ПЛ при підвищеній вологості повітря не є безумовно доведеним фактом, то при наявності туманів це явище безперечно має місце. На коронування проводів впливає щільність туману та розмір крапель, які може уловлювати даний провід. За певних характеристик кількість вологи, що осідає на проводах, визначається коефіцієнтами інтегрального захоплення крапель туману, які, в свою чергу, залежать від кількох факторів. До них належать градієнт електричного поля на поверхні проводів, швидкість руху туману (або вітру) відносно проводів і розмір самих проводів.

Також залишається невизначеним вплив інтенсивності наземних опадів, таких як іній, паморозь та ожеледь, на процес коронування ПЛ. Немає функцій, які б описували розподіл інтенсивності відкладення цих видів опадів, і тим більше відсутні залежності коефіцієнта погоди від їх інтенсивності. Єдина характеристика, яку можливо визначити для корони за наявності зазначених видів наземних опадів (особливо для паморозі), – це узагальнена характеристика втрат потужності на корону, зображена на рис. 3.2. При обробці експериментальних даних використовувався метод зведення характеристик, що дозволив визначити критичну напругу загальної корони та коефіцієнт b_p . На основі цих значень були побудовані окремі характеристики для різних типів проводів.

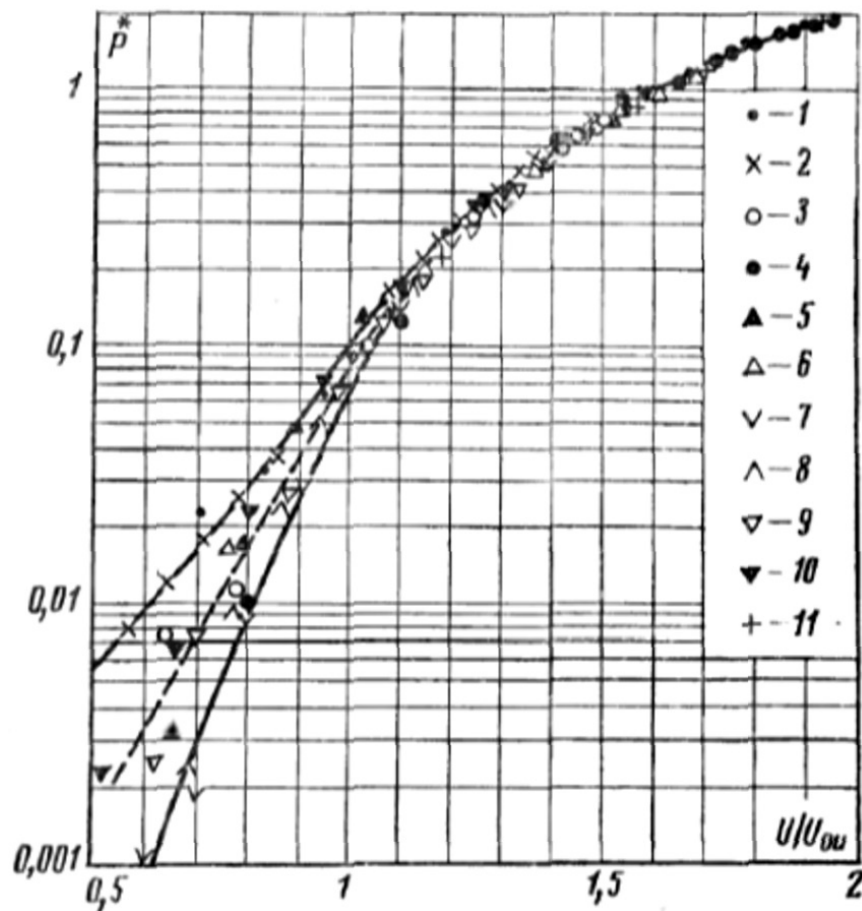


Рисунок 3.2 – Узагальнена характеристика втрат потужності на коронування за умови наявності паморозі [25]:

1, 2 – АС-150; 3, 4, 5 – АСУ-300; 6 – АСУ-400; 7 – 2хАСУ-00/300;
8 – 2хАСО-330/400; 9 – 3хАСУ-400/400; 10 – 4хАСО-700/600; 11 – 3хАСО-700/100

Мінімальні значення коефіцієнта погоди, визначені за параметрами $U_{0в}$, сягають 0,45, що відповідає значенням, характерним для дощів з дуже високою інтенсивністю. При співвідношенні $U/U_{0в} > 1$ значення практично збігаються між собою. Для випадків, коли $U/U_{0в} < 1$, спостерігається значне розкидання експериментальних точок, причому цей розкид збільшується зі зменшенням відношення $U/U_{0в}$. З метою зручності використання графіка на рис. 3.2 у практичних розрахунках була побудована середня крива (пунктиром). Порівняння цієї середньої кривої з аналогічною для дощу показує їх практичну ідентичність, хоча вони відрізняються від характеристик для сухого снігу та гарної погоди. Якщо ж розглядати всі узагальнені характеристики для області $U/U_{0в} > 1$, то вони майже не відрізняються, незалежно від типу проводів, густини повітря чи виду опадів.

Використовуючи узагальнені характеристики втрат потужності на корону за різних погодних умов, запишемо залежність для їх визначення у вигляді:

$$P_{\kappa} = P_0 \cdot f(U, U_{0в}, k_{\text{пог}}), \quad (3.8)$$

де P_0 – базове значення втрат потужності на корону в умовах гарної;

U – напруга ПЛ;

U_0 – початкове значення напруги коронування;

$k_{\text{пог}}$ – коефіцієнта погодних умов.

Деталізуємо функцію $f(U, U_{0в}, k_{\text{пог}})$ з урахуванням конкретних параметрів проводу та напруженості електричного поля, в результаті отримуємо:

$$P_{\kappa} = \delta^2 n r_0^2 E \cdot e^{-b \left(\frac{E}{E_0} - c \right)^2}, \quad (3.9)$$

де r_0 – радіус проводу, см;

n – кількість проводів у фазі;

E – напруженість електричного поля на поверхні проводу;

E_0 – початкова напруженість для коронування;

a, b, c – емпіричні коефіцієнти.

З огляду на відсутність узагальнених характеристик для туману та умов підвищеної вологості повітря, а також складність математичних моделей і їх значні похибки, точне визначення рівня втрат потужності й енергії на корону для різних погодних умов можливе лише експериментальним шляхом.

3.4 Інженерні методи розрахунку втрат енергії на корну

На сьогоднішній день для вирішення завдання оцінки фактичних втрат на корону в режимі реального часу в електромережах існує вся необхідна інформаційна база. Усі об'єкти мережі оснащені засобами вимірювання параметрів режиму та пристроями телемеханіки, активно впроваджуються інформаційні системи моніторингу стану повітряних ліній. До оперативної диспетчерської служби постійно надходить телеінформація про параметри режиму на кінцях кожної ПЛ та кожного автотрансформатора. У таких умовах методика визначення втрат на корону стає досить простою. На основі вимірюваних даних активної потужності або витрат електроенергії на кінцях ПЛ за певний часовий інтервал Δt визначаються загальні втрати потужності в ПЛ. Втрати, залежні від навантаження, можна обчислити розрахунковим шляхом за П-подібною схемою заміщення. Втрати на корону тоді визначаються як різниця між загальними виміряними втратами в гілці мережі та розрахованими навантажувальними втратами [53].

Втрати, що залежать від навантаження можна визначити розрахунковим шляхом за П-подібною схемою заміщення. Втрати на корону визначиться як різниця вимірюваних загальних втрат в гілці мережі ΔW_{Σ} й розрахованих навантажувальних $\Delta W_{\text{нав}}$:

$$\Delta W_{\text{кор}}^{(p)} = \Delta W_{\Sigma} - \Delta W_{\text{нав}}^{(p)}. \quad (3.10)$$

де ΔW_{Σ} – сумарні втрати в гілці мережі;

$\Delta W_{\text{нав}}^{(p)}$ – розраховані навантажувальні втрати мережі.

У рекомендаціях [2] кліматичні втрати електроенергії рекомендовано обчислювати втрати електроенергії для повітряної лінії у кВт·год за виразом

$$\Delta W_{\text{кор}}^{(p)} = \sum_m \sum_k^4 \Delta p_{\text{кор},k,m} \cdot l_m \cdot \Delta T_k, \quad (3.11)$$

де $\Delta P_{\text{кор},k,m}$ – питомі втрати потужності на корону ПЛ m -го виду за k -тих погодних умов, кВт/км;

l_m – довжина ПЛ m -го виду, км;

ΔT_k – тривалість погодних умов k -го виду за час заходження ПЛ під напругою, год;

m – кількість ділянок ПЛ з проводами різного перерізу.

За відсутності даних про стан погоди втрати електроенергії на корону можна розрахувати за виразом:

$$\Delta W_{\text{кор}}^{(p)} = \sum_m \Delta p_{\text{кор.сер},m} \cdot l_m \cdot T_n, \quad (3.12)$$

де $\Delta p_{\text{кор.сер},m}$ – середньорічні питомі втрати потужності на корону ПЛ m -го типу, кВт/км, приймаються згідно [2];

T_n – час знаходження ПЛ під напругою за розрахунковий період, год.

Якщо напруга повітряної лінії відрізняється від номінальної, тоді у (3.12) вираз вводиться поправочний коефіцієнт [2]:

$$\Delta W_{\text{кор}}^{(p)} = \sum_m \Delta P_{\text{кор.сер},m} \cdot l_m \cdot T_n \cdot k_U, \quad (3.13)$$

де k_U – поправочний коефіцієнт на дійсну напругу ПЛ:

$$k_U = 6,88U_*^2 - 5,88U_*, \quad (3.14)$$

U_* – відносне значення напруги ПЛ, $U_* = U_d / U_{ном}$.

Методика [2] не зобов'язує визначати втрати енергії на корону у ПЛ нижче 220 кВ. Однак, значна частина повітряних ліній з номінальною напругою 110 кВ, що знаходяться в експлуатації, була побудовані з використанням застарілих стандартів, наприклад, ПУЕ 1987 року та ін. Тому доцільно оцінити втрати на корону саме в таких повітряних лініях.

У табл. 3.1 представлені усереднені за втрат активної потужності на корону для ПЛ 110 кВ, що знаходиться в різних фіксованих погодних умовах.

Рівні критичної напруженості для різних перерізів проводів ПЛ 110 кВ були визначені за виразом (3.1). Результати розрахунку представлені в табл. 3.2. Очікувано, зі збільшення діаметру проводу рівень напруженості знижується, однак, не дуже інтенсивно. Так, при збільшенні площі перерізу 1,84 рази рівень напруженості знижується лише на 2,7 кВ/см за сприятливої погоди. Для інших погодних станів ця тенденція аналогічна.

Розповсюдженою формулою для розрахунку втрат на корону на змінному струмі є наступна формула, кВт/км·фаза:

$$\Delta P_{кор}^{(p)} = \frac{24,1}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r_0}{D}} (U_\phi - U_0)^2 \cdot 10^{-5}, \quad (3.15)$$

де E_n – початкова напруженість електричного поля, кВ/см;

U_ϕ – діюче значення фазної напруги, кВ;

D – відстань між проводами, см;

f – частота змінного струму, Гц;

m_1 – коефіцієнт погоди.

U_0 – початкова напруга за якої виникає корона, кВ:

$$U_0 = 21,2\delta \cdot m \cdot m_1 \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{D}{r_0}\right). \quad (3.16)$$

Коронуючі електроди характеризуються двома параметрами:

- початковою напругою корони U_0 ;
- початковою напруженістю корони E_0 .

Важливою відмінністю між ними є те, що початкова напруженість E_0 , згідно формули (3.1), не змінюється при зміні відстані між електродами, тоді як початкова напруга U_0 залежить від цієї відстані. Саме ця незалежність від міжелектродної відстані робить E_0 більш загальною та практичною характеристикою коронуючих електродів порівняно з U_0 . Зазвичай інші параметри визначають через E_0 [24]:

$$U_0 = E_0 r_0 \ln\left(\frac{2h}{r_0}\right), \quad (3.17)$$

де h – висота підвісу проводу, м.

На основі представлених математичних моделей були розраховані втрати потужності на корону для одноланкової ПЛ 110 кВ, що виконана одностійкових залізобетонних опорах. Розрахунок проводився для проводів марки АС різних перерізів. При цьому, також бралися до уваги експериментальні значення та результати розрахунків інших авторів.

Таблиця 3.1– Усереднені значення втрат потужності на корону ПЛ 110 кВ

Параметр	Тип погоди			
	сприятлива	дощ	іній	сніг
Δp , кВт/км	0,03	0,35	1,2	0,12

Таблиця 3.2 – Максимальні (амплітудні) рівні напруженості кВ/см ПЛ 110 кВ

$F_{\text{пр}}, \text{мм}^2$	$r_0, \text{см}$	Тип погоди			
		сприятлива	дощ	іній	сніг
70/11	0,57	34,7	25,8	26,4	33,1
95/19	0,675	33,9	25,2	25,8	32,3
120/19	0,76	33,3	24,8	25,5	31,8
150/19	0,84	32,9	24,5	25,1	31,4
185/24	0,945	32,5	24,1	24,8	31,0
240/32	1,08	32,0	23,8	24,4	30,5

На рис. 3.3 представлені результати розрахунку втрат активної потужності для різних станів погоди ПЛ 110 кВ, що виконані проводами різних перерізів.

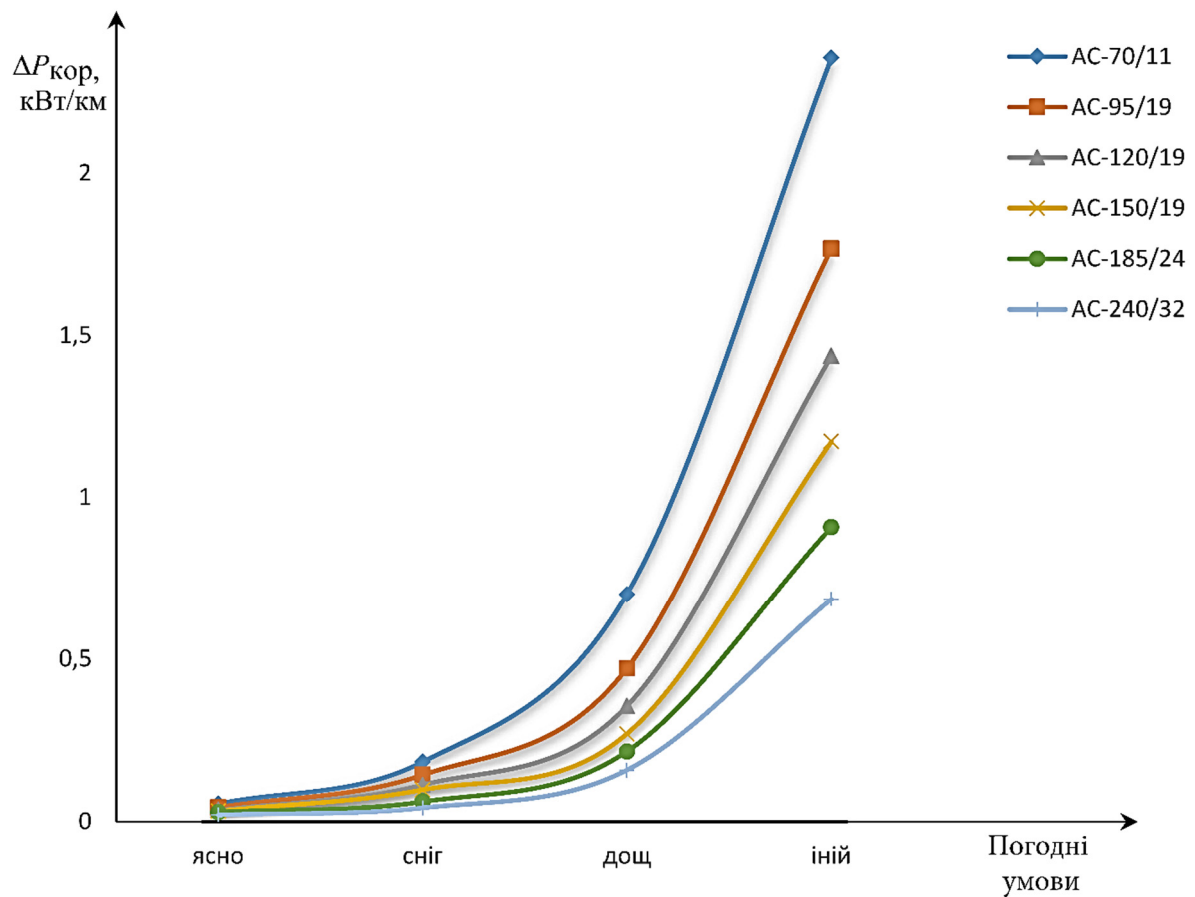


Рис. 3.3 – Залежності втрат активної потужності від погодних умов для ПЛ 110 кВ

За хорошої погоди (ясної, без опадів) незалежно від перерізу проводу втрати на корону практично однакові та близькі до нуля. Однак, з погіршенням погоди ця різниця різко зростає. Наприклад, для проводів АС-70/11 і АС-240/32, що вкриті інієм втрати на корону відрізняються приблизно в 3,5 рази. Зростання втрат активної потужності має залежність, близьку до експонентної.

Це пояснюється збільшенням інтенсивності іонізації повітря навколо проводів за несприятливих умов, таких як обледеніння, висока вологість чи туман. Більший переріз проводів сприяє зниженню втрат, проте абсолютні втрати на корону залишаються істотними при інію.

Визначимо річні втрати активної енергії на коронування для ПЛ напругою 110 кВ і довжиною 1 км, що виконана проводом одного перетину, тоді вираз (3.13) набуде більш простої форми:

$$\Delta W_{\text{кор}}^{(P)} = l \sum_k^4 \Delta p_{\text{кор},k} \cdot \Delta T_k, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (3.18)$$

де l – довжина ділянки ПЛ, км.

Тривалість кожного виду погоди приведено в табл. 3.3, а результати розрахунку представлені на рис. 3.4. Характеристики втрат активної енергії на коронування мають складну нелінійну залежність, що пов'язано з неоднаковою тривалістю різних типів погоди. Розрахунок показує, що найбільші втрати активної енергії спостерігаються за умов «інію» та «ясної, без опадів» погоди, а найменші – під час «снігу» і «дощу». Розподіл втрат енергії за різних типів погоди, поданий на графіку, демонструє, що навіть короточасні періоди несприятливих умов, таких як «іній», можуть суттєво впливати на загальні річні втрати, що робить їх критичними для аналізу енергоефективності ліній. Очевидно, рівень втрат енергії для конкретного типу погоди значною мірою залежить від кліматичного району, через який проходить повітряна лінія.

Таблиця 3.3 – Річні тривалості різних погодних умов [26]

Параметр	Тип погоди			
	сприятлива	дощ	іній	сніг
Тривалість, год	7035	644	790	291

Як і втрати активної потужності, річні втрати активної енергії на коронування виявляються найбільшими для проводів з меншим перерізом, що обумовлено вищою густиною електричного поля навколо таких проводів, особливо за несприятливих погодних умов.

Залежності представлені на рис. 3.3 були отримані за умови роботи при ПЛ номінальній напрузі. Аналогічно до формули (3.12), визначимо залежність втрат активної потужності від рівня напруги ПЛ:

$$\Delta P_{\text{кор.и}} = \Delta P_{\text{кор}} \cdot k_U, \quad (3.19)$$

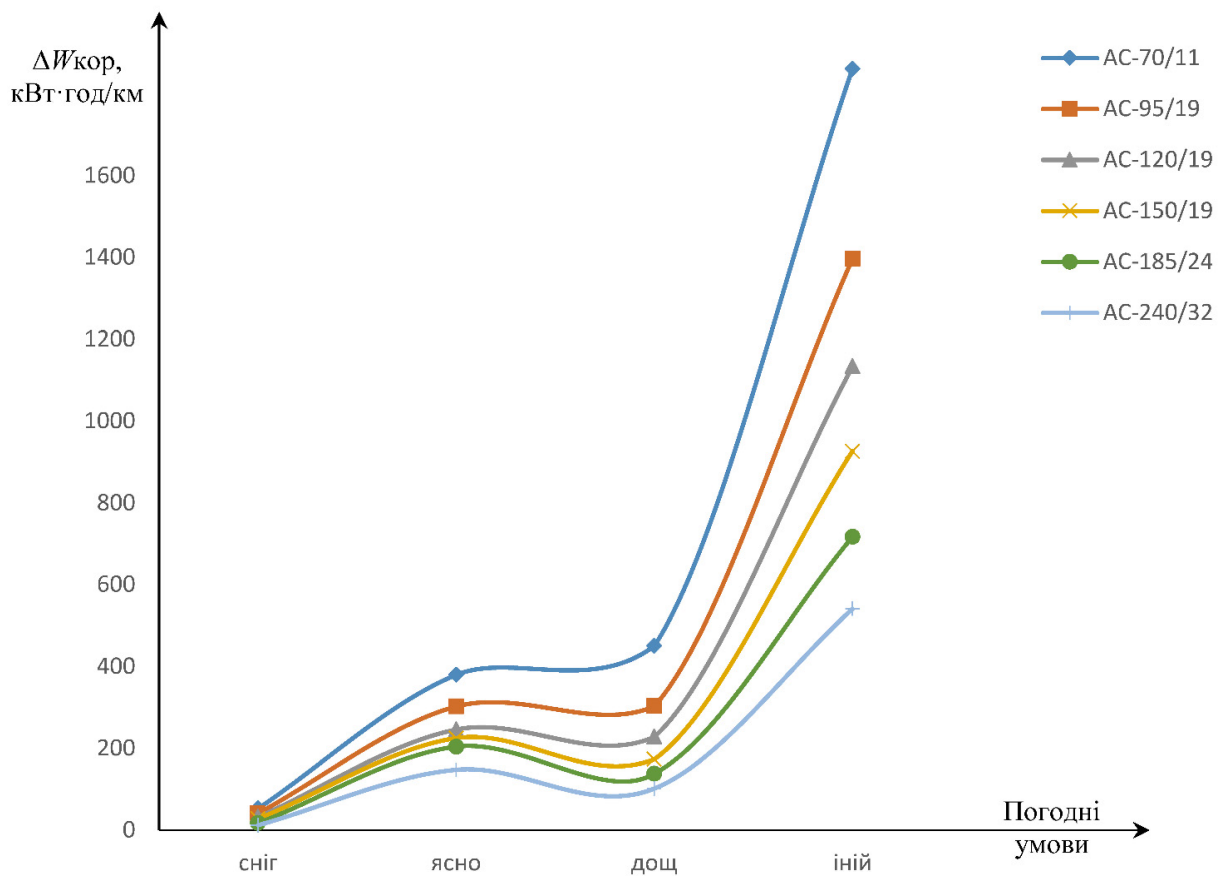


Рисунок 3.4 – Річні втрати активної енергії ПЛ 110 кВ за різних станів погоди

Для аналізу був вибраний діапазон зміни напруги $\pm 10\% U_{\text{ном}}$. Результати розрахунку для одноланкової ПЛ із проводами АС-150/24 представлено на рис. 3.5. Отримані залежності мають практично лінійний характер. На рис. 3.5 можна побачити, що навіть незначні відхилення напруги від номінального значення призводять до суттєвих змін у рівні втрат, особливо в умовах зниженої напруги. Різниця між втратами потужності на межах вибраного діапазону складає близько 6,6 разів, що підтверджує значний вплив рівня напруги на втрати активної потужності. Тому, за несприятливих погодних умов, таких як «іній», «дощ» чи висока вологість, для зменшення втрат на корону, які різко зростають, необхідно підтримувати максимально низький допустимий рівень напруги. Такий підхід дозволяє мінімізувати інтенсивність іонізації повітря навколо проводів, зменшуючи втрати активної потужності, що є особливо актуальним для забезпечення енергоефективності роботи ПЛ у складних кліматичних умовах.

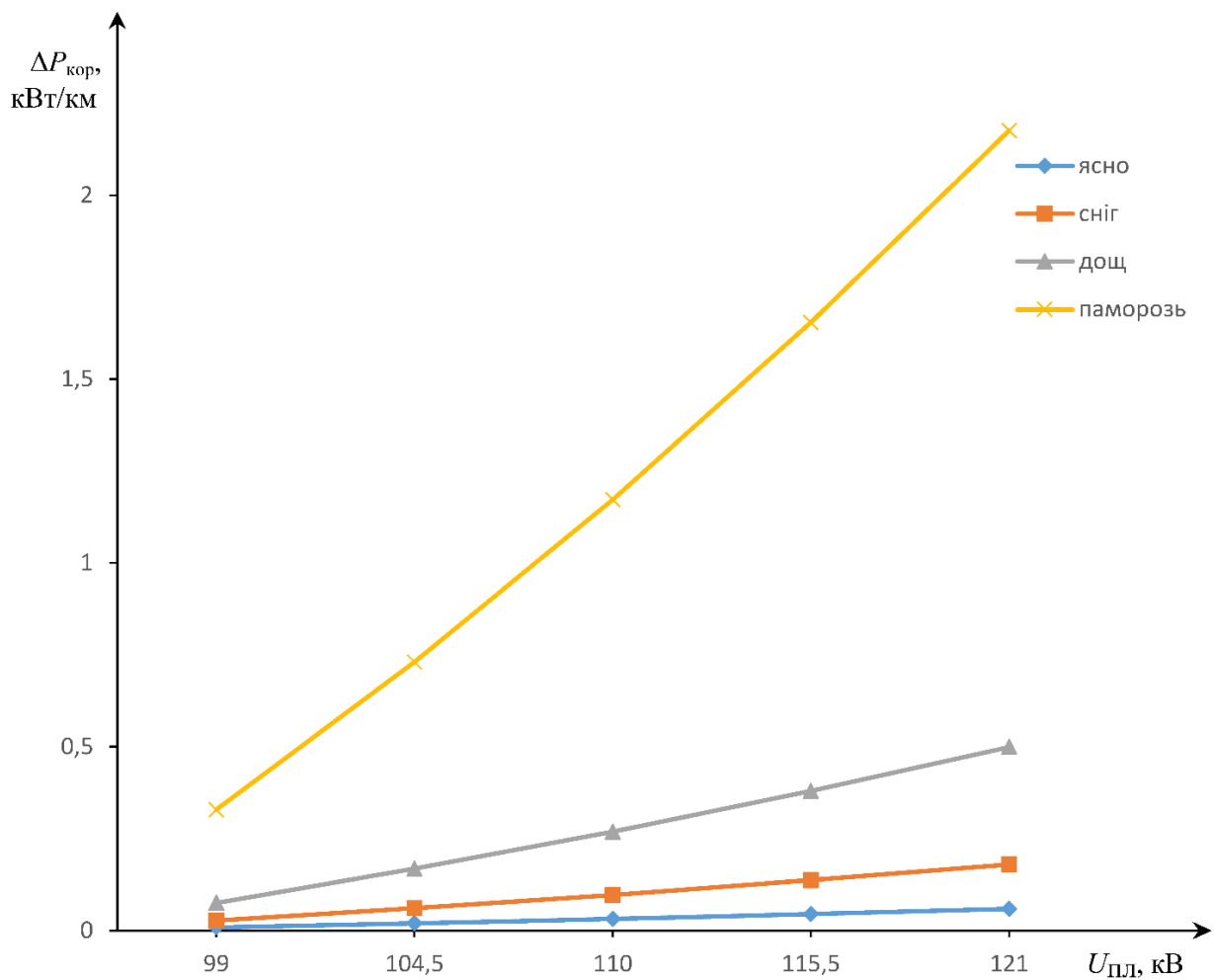


Рисунок 3.5 – Залежність $\Delta P_{\text{кор}} = f(U_{\text{пл}})$

3.5 Заходи зі зниження втрат на коронування

Втрати потужності на корону залежать від низки факторів:

- стану поверхні проводу;
- рівня напруги повітряних ліній,
- особливостей конструкції фази (тип та діаметр проводів);
- відстань між проводами;
- величини струму навантаження.

Довготривалі спостереження виявили значну залежність втрат від метеорологічних умов. За різних несприятливих погодних явищ: інію, сухого снігу, дощу (мокрого снігу) чи підвищеної вологості повітря – втрати активної енергії для ПЛ 110 кВ можуть перевищувати показники при сприятливій погоді у 3,5-5,5 разів. Враховуючи істотні рівні втрат потужності на корону в повітряних лініях, важливим впровадження організаційних і технічних заходів (рис. 3.6) для їх мінімізації.



Рисунок 3.6 – Заходи зі зниження втрат на коронування

До найбільш важливих організаційних заходів слід віднести наступні:

- підвищення обізнаності технічного персоналу, шляхом проведення регулярних навчань щодо впливу кліматичних умов на коронування та необхідності своєчасного вжиття заходів;
- планування профілактичних робіт, які полягають в регулярному огляді та виявленні ушкоджених ділянок проводів ПЛ від дії коротких замикань, блискавки, корозії, усуненні накидів, що знижують ступінь гладкості поверхні проводу;
- оптимізація режимів роботи ПЛ у несприятливих погодних умовах (іній, дощ, туман), що полягає в підтримуванні напруги на рівні, близькому до нижньої межі допустимого діапазону, щоб зменшити інтенсивність коронного розряду;
- моніторинг кліматичних умов, який заключається у використанні інформації з автоматизованих метеорологічних постів установлених на ПЛ для прогнозування періодів несприятливих погодних умов, таких як дощ або туман, що дозволить оперативно коригувати режими роботи ПЛ.

Технічні заходи, що дозволяють знизити втрати активної енергії на коронування в ПЛ 110 кВ можуть бути реалізовані шляхом:

- використання проводів із більшим діаметром;
- покращення якості поверхні та часткова ізоляція проводів;
- рівномірне натягування проводів;
- впровадження грозозахисних тросів;
- оптимізація відстані між проводами;
- проведення профілактичних прогрівів і плавок ожеледно-паморозевих відкладень.

Збільшення діаметру проводу дозволяє зменшити напруженість електричного поля E_0 на його поверхні, що знижує втрати на корону. Наприклад, перехід із проводів АС-70/11 на АС-150/24.

Використання проводів із гладкою поверхнею або спеціальним покриттям, яке зменшує коефіцієнт шорсткості, щоб підвищити початкову напругу

коронування. У регіонах із частими несприятливими умовами можливо розглянути часткову ізоляцію проводів, щоб запобігти коронуванню.

Правильне натягування та монтаж проводів для уникнення локальних нерівностей і провисань, які сприяють появі місцевої корони.

Застосування грозозахисних тросів, що мають мінімальний вплив на електричне поле проводів для зменшення коронного розряду.

Збільшення міжфазної відстані для зменшення напруженості електричного поля, яке виникає між проводами.

Проведення профілактичних прогрівів і плавок ожеледно-паморозевих відкладень полягає у короткочасному пропусканні через провід підвищеного струму, що викликає його нагрівання і сприяє таненню льоду та паморозі. Видалення відкладень дозволяє висушити поверхню проводу і зменшити шорсткість поверхні проводу, підвищити початкову напругу коронування U_0 і, відповідно, знизити втрати потужності. Такий підхід є ефективним у регіонах із частими обледеніннями та забезпечує підвищення надійності та енергоефективності повітряних ліній.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Встановлено, що місцева корона, викликана нерівностями та забрудненням на поверхні проводу, створює локальні зони підвищеної напруженості, які сприяють поступовому переходу до загальної корони при підвищенні напруги, що супроводжується різким зростанням втрат потужності, а застосування формул Піка і Залеського забезпечує точну оцінку енергетичних втрат ПЛ залежно від параметрів проводу та погодних умов.

2. З'ясовано, що втрати на коронний розряд під час дощу значною мірою залежать від інтенсивності та структури опадів, причому механізм утворення корони визначається як пролітаючими краплями, так і краплями, що накопичуються на проводі, а для точного визначення втрат рекомендовано враховувати середньорічну інтенсивність опадів, яка є ключовим фактором у розрахунках енергетичних втрат.

3. Досліджено, що підвищена вологість, туман, паморозь, іній та ожеледь істотно впливають на рівень втрат потужності на корону, причому механізми їх дії обумовлені як локальними неоднорідностями на поверхні проводів, так і утворенням об'ємного заряду, точне визначення втрат у цих умовах можливе лише при проведенні експериментальних досліджень через складність існуючих моделей та їх значні похибки.

4. Визначено, що втрати на корону мають складну залежність від типу погоди, рівня напруги та перерізу проводів, причому найбільші втрати спостерігаються за умов інію та на проводах з меншим перерізом, а навіть короточасні періоди несприятливих погодних умов суттєво впливають на загальні річні втрати активної енергії, для їх мінімізації за несприятливих умов доцільно підтримувати максимально низький допустимий рівень напруги в мережі, що сприяє зменшенню інтенсивності іонізації повітря навколо проводів.

5. Встановлено, що зниження втрат на коронування в ПЛ 110 кВ можливе шляхом підвищення обізнаності технічного персоналу щодо впливу кліматичних умов на коронування, впровадження організаційних заходів, зокрема планування профілактичних робіт, моніторингу кліматичних умов, оптимізації режимів роботи ПЛ.

6. З'ясовано, що технічні заходи зниження втрат на коронування в ПЛ 110 кВ включають використання проводів із більшим діаметром, покращення якості їх поверхні, впровадження грозозахисних тросів, оптимізацію відстані між проводами, а також проведення профілактичних прогрівів і плавок ожеледно-паморозевих відкладень.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У цій кваліфікаційній роботі розв'язано науково-прикладне завдання, спрямоване на зниження технічних втрат електричної енергії в повітряних лініях від дії кліматичних факторів.

Ключові результати роботи полягають у наступному:

1. Встановлено, що рівень основних складових технічних втрат електроенергії в повітряних лініях, таких як омичні, магнітні та втрати на коронний розряд, залежать від класу напруги ПЛ і впливають на її ефективність роботи залежно від кліматичних умов. Кожен із цих видів втрат має свою специфіку виникнення: омичні втрати зумовлені електричним опором матеріалів, індуктивні пов'язані з вихровими струмами та магнітним гістерезисом, а коронний розряд виникає за умови перевищення критичного значення напруженості електричного поля.

2. Показано, що загальні заходи з підвищення енергетичної ефективності повітряних ліній включають заміну проводів на компактні, підвищення класу напруги, регулювання напруги в допустимих межах, введення в експлуатацію пристроїв компенсації реактивної потужності, застосування антикоронних кілець і вдосконалених ізоляторів для високовольтних ПЛ, а також впровадження автоматизованих систем моніторингу стану та управління ПЛ.

3. Встановлено, що точне визначення навантажувальних втрат у повітряних лініях можливе за умови врахування дійсного опору проводу, який змінюється залежно від температури та параметрів навколишнього середовища. Для більшості повітряних ліній, не обладнаних системами моніторингу стану, основним залишається розрахунковий метод, що базується на рівнянні теплового балансу, який враховує взаємозв'язок між струмом, опором проводу та зовнішніми умовами, що визначають температуру проводу і, відповідно, втрати електроенергії.

4. На основі розробленої математичної моделі погонних втрат активної потужності в неізолюваному проводі повітряної лінії визначено, що при струмах навантаження до $0,25I_{\text{доп}}$ втрати в проводі практично не залежать від температури навколишнього середовища, збільшення швидкості вітру на 15 м/с зменшує втрати активної потужності на 11% за температури повітря 30 °С, а нагрів проводу від сонячної радіації підвищує його температуру не суттєво.

5. Обґрунтовано перелік організаційних та технічних заходів, що забезпечують зниження втрат потужності, зокрема прогнозування оптимального завантаження ліній, моніторинг температури проводів у реальному часі, підвищення напруги до максимально допустимого рівня, розчищення трас ліній від щільних зелених насаджень, заміну проводів на провідники більшого перерізу, використання проводів нових конструкцій з покращеними характеристиками, застосування дволанцюгових ліній з паралельним включенням ланцюгів, а також покриттів для зменшення поглинання сонячного випромінювання.

5. Встановлено, що втрати на корону в ПЛ визначаються кліматичними умовами, типом та станом проводів, а також рівнем напруги, причому найбільші втрати спостерігаються за умов підвищеної вологості, туману, інію та ожеледі, які створюють локальні неоднорідності на поверхні проводів і сприяють утворенню об'ємного заряду, а короточасні періоди несприятливих погодних умов можуть суттєво впливати на загальні річні втрати активної енергії.

6. Визначено, що мінімізація втрат на корону можлива шляхом впровадження технічних та організаційних заходів, таких як використання проводів із більшим діаметром, покращення стану їх поверхні, оптимізація режимів роботи повітряних ліній, моніторинг погодних умов, проведення профілактичних робіт та підтримка допустимо низького рівня напруги для зменшення інтенсивності іонізації повітря навколо проводів.

7. Встановлено, що під час експлуатації повітряних ліній основними загрозами для персоналу є ризик ураження електричним струмом при контакті зі

струмопровідними елементами та негативний вплив електромагнітних полів і випромінювань промислової частоти.

8. Розроблено комплекс організаційних та технічних заходів для забезпечення електробезпеки при роботах на повітряних лініях, головними елементами з яких є: належне документальне оформлення робіт, контроль допуску персоналу, відключення ремонтованих ліній, накладання переносних заземлень у робочій зоні та вивішування попереджувальних плакатів безпеки та установка заземлюючих пристроїв біля опор, кожен з яких містить з чотири заземлювачі з горизонтальним (довжиною 2 м) та вертикальним (довжиною 2,5 м) електродами діаметром 20 мм кожен.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку системи передачі на 2022-2031 роки. Укренерго, 422 с.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методичні рекомендації. К.: Міненерговугілля України, 2013. 68 с.
3. CIGRE Technical Brochure 601, Thermal Behavior of Overhead Conductors, Working Group B2.43. 2014. 93 p.
4. Лежнюк П.Д. Добровольська Л. Н., Кулик В. В. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем /Під ред. Лежнюка П.Д. Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. 328 с.
5. Приступа А. Л. Оцінювання діючих методик розрахунку технологічних витрат електричної енергії в розподільних електричних мережах Вісник чернігівського державного технологічного університету № 1 (77), 2015
6. Мельник І. В., Баженов В. А. Розрахунок втрат на корону для стандартних перерізів ПЛ 110, 220 кВ. Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики», 2019. 118-121 с.
7. Кучанський В. В., Зайцев Є. О., Коваленко О. М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. Вісник ВПІ. Вип. 4, 2024. С. 22–29.
8. Fiorillo F. Measurement and Characterization of Magnetic Materials. Elsevier Academic Press. 2004, 647 p.
9. Snelling E. C. Soft Ferrites – Properties and Applications. Butterworths, 1988. 366 p.
10. Southwire Company. Overhead Conductor Manual, 2nd Edition. Carrollton GA (Ed. Ridley Thrash), 2007.
11. Alcoa Aluminum Overhead Conductor Engineering Data, “Resistance and Reactance of Aluminum Conductors”, 1960.

12. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT).
13. Bakulevskiy V. Research into the influence of climatic factors on the losses of electric energy in overhead power transmission lines. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. Vol 5. Np 8(83). 2016. P. 9-19
14. Правила улаштування електроустановок. Х.: Вид-во «Форт», 2017. 760 с.
15. Kozlovskiy O., Trushakov D., Rendzinyak S. Computer simulation of measuring transducers used for diagnosis of icing in Solidworks software package / O. Kozlovskiy, // *Computational Problems of Electrical Engineering*. 2016. Vol. 6. No. 2. P. 75-81.
16. Numerical study of the thermal behavior of bare overhead conductors in electrical power lines / F. Alvarez Gomez, J. M. Garcia De Maria, D. Garcia Puertas, A. Bairi, R. Granizo Arrabe, World Scientific and Engineering Academy and Society, p. 143–153, USA, 2011.
17. Matsson J. *An Introduction to SOLIDWORKS Flow Simulation 2020*. USA: SDC Publications, 2020. 350 p.
18. Matsson, J. E. (2021). *An Introduction to ANSYS Fluent*. USA: SDC Publications, 2021. 552 p.
19. Бакулевський В.Л. Врахування температурного фактору при розрахунках технічних втрат електроенергії в повітряних лініях електропередачі. Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика: матеріали XIII Міжнародної науково-техніч. конф. (18 – 20 трав. 2011 р., м. Кременчук). Кременчук: КремНУ ім. М. Остроградського, 2011. Вип.1/(1). С. 172–173.
20. Black W. Z., Rehbery R. L. Simplified model for steady state and real-time ampacity of overhead conductors. *IEEE Transactions on power apparatus and system*. 1985, oct. V. PAS-104, №10, p. 2942-2953.
21. Zarudskiy G.K. Calculation of the temperature of overhead power transmission line wires based on the criterial experimental planning method. *Bulletin of MPEI*, 1997. No. 1. P. 85-89.

22. Shelley L. Chen, W.Z. Black and H.W. Loard, “High-Temperature Ampacity Model for overhead Conductors”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, pp. 1136-1141, October 2002.
23. Lienhard J.H. IV and V, “Heat transfer textbook” 3rd ed. Phlogiston press, Cambridge, Massachusets, 2008.
24. Проценко О. Р. Троценко Є. О. Сто років формулі Піка для визначення початкової напруженості коронного розряду. Наукові вісті НТУУ «КПІ» : науково-технічний журнал. 2014. № 6(98). С. 35–41
25. Емельянов Н.П. Козлов В.С. Коронный разряд на проводах. Минск, «Наука и техника», 1971. 240 с
26. Мельник І.В., Баженов В.А. Розрахунок втрат на корону для стандартних перерізів ПЛ 110, 220 кВ Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». 2019. 118-121 с.
27. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. НПАОП 40.1-1.21-98.

ДОДАТОК А

ОХОРОНА ПРАЦІ

А.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при експлуатації повітряних ліній

До основних шкідливих та небезпечних виробничих факторів належать:

1) електричний струм. Небезпека ураження електричним струмом виникає за наступних обставин: коли людина наближається на недопустимо близьку відстань до конструктивних елементів ПЛ, що знаходяться під напругою, при потраплянні в зону впливу обірваного проводу, або через контакт з електропровідними елементами обладнання, на які відбулося замикання напруги зі струмопровідних частин. Додаткову небезпеку становлять пристрої, виробниче обладнання, інструменти та вимірювальні прилади, функціонування яких базується на використанні електричного струму. Всі ці елементи можуть стати потенційним джерелом електротравматизму при порушенні правил експлуатації або їх несправності.

Електричний струм здійснює комплексний вплив на організм людини, що проявляється у чотирьох основних формах:

- термічна дія проявляється через опіки на різних ділянках тіла та надмірне нагрівання внутрішніх органів, що призводить до серйозних функціональних порушень їхньої роботи;
- електролітична дія характеризується розщепленням органічних рідин організму на іони, внаслідок чого порушується їх природний хімічний склад і фізіологічні властивості;
- біологічний вплив виражається через подразнення та збудження тканин організму, спричиняє мимовільні м'язові скорочення та порушує перебіг важливих біологічних процесів в організмі;

- механічна дія струму проявляється через пошкодження тканин та розрив судин.

Вплив електричного струму на організм людини може мати фатальні наслідки, призводячи до тяжких травм або летального результату.

Особливо небезпечними є електричні удари, що супроводжуються неконтрольованими судомними скороченнями м'язової тканини.

2) електромагнітні поля та випромінювання. Електромагнітна хвиля являє собою динамічний процес взаємопов'язаних електричних і магнітних полів, що змінюються у просторі та часі. Простір, де поширюються ці хвилі, формує електромагнітне поле. Хоча повітряні лінії не призначені для генерації електромагнітного випромінювання, під час їх експлуатації виникає побічне випромінювання електромагнітних хвиль внаслідок протікання електричного струму. Найбільшу чутливість до впливу електромагнітних полів на людський організм демонструють центральна нервова, серцево-судинна, гормональна та репродуктивна системи організму. Тривалий вплив електромагнітних полів промислової частоти (50 Гц) спричиняє комплекс розладів, що проявляються через головний біль, підвищену втомлюваність, порушення сну, погіршення пам'яті, дратівливість, апатію. При цьому можливий розвиток функціональних порушень центральної нервової системи та зміни гематологічних показників.

3) рухомі механізми та обладнання. Потенційними джерелами травматизму виступають: працюючі механізми та машини, незачищені гострі краї деталей, необроблені поверхні виробів із задирками та шорсткістю, вантажопідйомні механізми та транспортне устаткування. Особливу небезпеку становлять предмети, що можуть впасти з висоти. Значний ризик також представляють процеси корозії металевих конструкцій, які призводять до зниження їх міцності та можуть спричинити раптове руйнування обладнання.

4) хімічні шкідливі речовини. При контакті організму людини з різними хімічними сполуками у формі рідин, аерозолів та їх сумішей можуть виникати порушення здоров'я різного ступеня тяжкості або розвиватися професійні

захворювання. Вплив таких речовин часто призводить до токсичних уражень організму.

На підставі аналізу небезпечних і шкідливих виробничих факторів при експлуатації повітряних ліній встановлено, що першочергову небезпеку для електротехнічного персоналу становить ризик ураження електричним струмом. Це може статися через безпосередній контакт зі струмопровідними елементами під напругою або при потраплянні в зону дії крокової напруги та напруги дотику.

Суттєві додаткові ризики створюють:

- виконання робіт на висоті (понад 1,3 метра)
- вплив несприятливих метеорологічних умов при роботі на просо неба.

Враховуючи комплексний характер виробничих загроз, безпечна експлуатація повітряних ліній потребує впровадження комплексної системи захисних заходів.

4.2 Заходи з безпечної експлуатації повітряних ліній

Відповідно до Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС), роботи на ПЛ класифікуються за такими категоріями безпеки:

- роботи на відключеній лінії, що виконуються поблизу діючих ліній електропередачі;
- роботи на відключеній лінії в зоні впливу інших функціонуючих ліній;
- роботи, що проводяться під напругою.

Комплексний аналіз потенційних ризиків та шкідливих виробничих факторів при експлуатації ПЛ вказує на необхідність впровадження системи організаційних та технічних заходів безпеки.

Для безпечної експлуатації ПЛ досягається шляхом впровадження наступних організаційних заходів [27]:

- затвердженням переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;

- призначенням осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформленням робіт нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;

- підготовкою робочих місць;
- допуском до роботи;
- наглядом під час виконання робіт;
- переведенням на інше робоче місце;
- оформленням перерв в роботі та її закінчення.

Згідно нарядів на ПЛ повинні виконуватися наступні роботи:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них;
- без зняття напруги зі струмопровідних частин, що знаходяться поблизу;
- з підйманням вище ніж на 3 м від рівня землі;
- з розбиранням конструкційних частин опори;
- з відкопуванням стійок опори па глибину більше ніж 0,5 м;
- із застосуванням вантажопідіймальних механізмів в охоронній зоні;
- з розчищення траси ПЛ, якщо існує ймовірність падіння зрубаних дерев на проводи;

- з розчищення траси ПЛ, коли воно пов'язане з небезпечним наближенням людей до проводів або можливістю падіння гілок і сучків на проводи.

За розпорядженням допускається виконувати такі роботи на ПЛ:

- огляд лінії в легкопрохідній місцевості та за сприятливої погоди;
- підймання до 3 м від рівня землі до ніг людини;
- відновлення постійних позначень на опорах;
- відкопування стояків електроопори на глибину менш ніж 0,5 м;
- розчищення траси ПЛ, коли немає потреби в заходах, що перешкоджають падінню на проводи дерев або гілок;
- заміряння габаритів приладами вимірювання кутів;
- протипожежне очищення площадок навколо опор;
- фарбування бандажів на опорах;

- інструментальні заміри під час визначення дефектних опор.

До початку виконання робіт, зазначених у наряді, виконавець повинен отримати дозвіл від відповідального оперативного персоналу, що відповідає за включення ПЛ. Виняток становлять роботи, що проводяться за розпорядженням або нарядом без відключення напруги.

Перед допуском бригади до роботи, виконавець зобов'язаний перевірити відсутність напруги на лінії та встановити переносне заземлення. Впродовж всього періоду робіт виконавець здійснює постійний нагляд за діями працівників. Після завершення всіх робіт і покиданням персоналу траси ПЛ, виконавець документує закінчення робіт у наряді, вказуючи: «Роботи за нарядом повністю закінчені, про закінчення робіт повідомив П. І. Б, час і дата» та засвідчує це власним підписом.

Технічні заходи, що забезпечують електробезпеку робіт на ПЛ, полягають у відключенні ліній, що ремонтуються і накладенні переносних заземлень на проводи на місці роботи, вивішування плакатів безпеки.

Напруга знімається шляхом відключення вимикачів і роз'єднувачів. Приводи відключених апаратів зачинають, а на їх рукоятки (ключі) вивішують плакати «НЕ вмикати – робота на лінії». Цей захід здійснює оперативний персонал підстанції, що живить лінію яка виводиться в ремонт.

На місці робіт виконавець робіт переконується, що напруга відсутня, після чого відразу накладає переносне заземлення, один кінець якого попередньо повинен бути приєднаним до заземлюючого спуску на опорі, а при його відсутності – до сталюого стержня, який забивається у ґрунт на глибину не менше 0,5 м. Заземлення накладається штангою і в діелектричних рукавицях.

Роботи з використанням вантажопідійомних машин у охоронній зоні ПЛ оформлюються нарядом, у якому передбачаються всі необхідні заходи безпеки.

При виконанні робіт з використанням автокранів, бурових машин, екскаваторів, що виконуються на ПЛ під напругою або поблизу них відстань від висувної частини машин до найближчого проводу не повинна бути менше 4 м за напруги 35-110 кВ.

При роботах з використанням вантажопідйомних робіт у межах охоронної зони П, що знаходиться під напругою, ці машини повинні бути заземлені проводом переносного заземлення з таким же перерізом, як і провід заземлення, що накладається на відключені проводи лінії.

Велику небезпеку становить робота на відключеній лінії, що знаходиться поблизу інших діючих ПЛ, від впливу напруги взаємної індукції, а також від напруги, наведеною грозовою хмарою. У першому випадку захистом служить замикання накоротко всіх фаз відключеної лінії, у другому – при наближенні грози всі роботи на ПЛ необхідно припиняти.

А.3 Розрахунок заземлюючого пристрою опори повітряної лінії 110 кВ

На повітряних лініях напругою 110 кВ обов'язковому заземленню підлягають опори, оснащені грозозахисним тросом або іншими системами блискавкозахисту, а також опори зі встановленим електротехнічним обладнанням (силовими та вимірювальними трансформаторами, роз'єднувачами, запобіжниками та ін. електроапаратами).

Для одноланкових опор висотою до 50 метрів опір заземлювачів не повинен перевищувати нормативні значення, наведені в табл. А.1. У випадку дволанкових опор допустимі значення опору мають бути вдвічі меншими. На великих переходах опори із захисними апаратами повинні мати опір заземлюючого пристрою не більше 10 Ом при питомому опорі ґрунту до 1000 Ом·м, та не більше 15 Ом в інших випадках [14].

У районах з глинистими, суглинистими та супіщаними ґрунтами, де питомий опір не перевищує 1000 Ом·м, для заземлення опор ПЛ напругою 110 кВ можливо використовувати природні заземлювачі у вигляді арматури залізобетонних фундаментів. Це допустимо за двох умов [14]:

- наявності надійного металевого з'єднання між анкерними болтами та арматурою фундаменту;
- за відсутності полімерної гідроізоляції залізобетонних конструкцій.

Виконаємо розрахунок параметрів заземлювального пристрою для металевої опори типу У-110-1 (рис. А.1) повітряної лінії 110 кВ, встановленої на орних землях за межами населеного пункту.

Таблиця А.1 – Найбільший опір заземлювальних пристроїв ПЛ [14]

№ п/п	Питомий опір ґрунту, Ом·м	Максимальний опір заземлювального пристрою, Ом
1	$\rho < 100$	10
2	$100 \leq \rho < 500$	15
3	$500 \leq \rho < 1000$	20
4	$1000 \leq \rho < 5000$	30
5	$\rho \geq 5000$	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

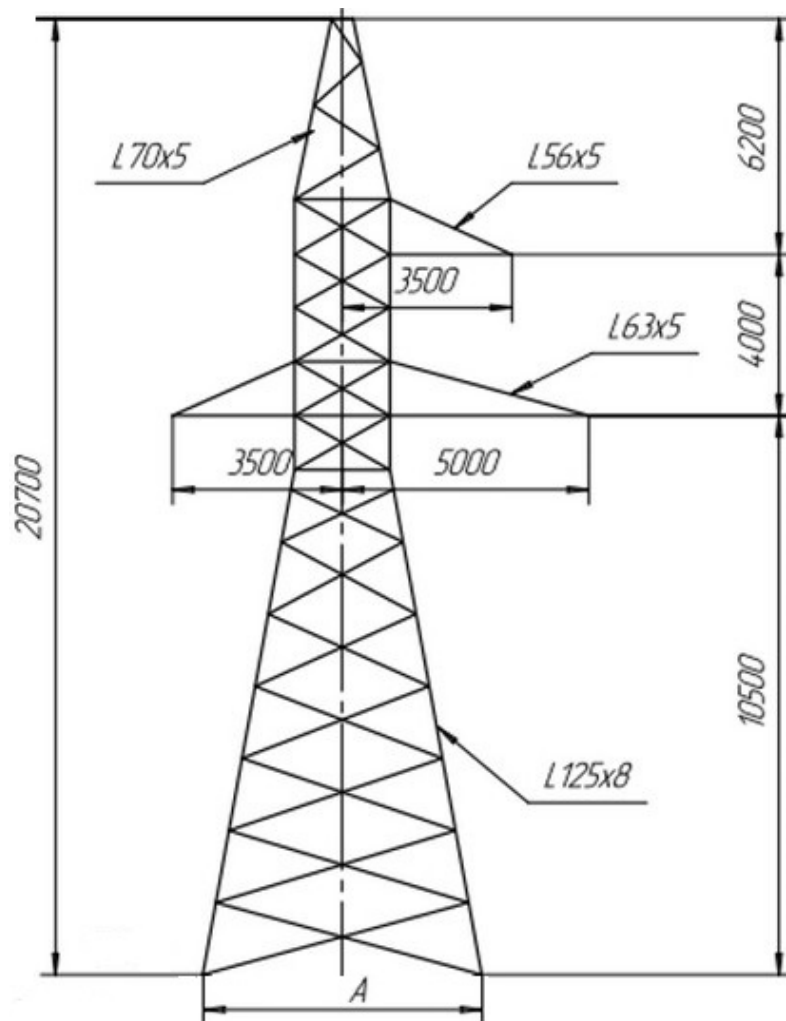


Рисунок. А.1 – Габаритні розміри одноланкової анкерно-кутової опори типу У-110-1 (А – база опори, дорівнює 4800 мм)

Опора встановлена на ділянці з двошаровим ґрунтом, де верхній шар – це чорноземом глибиною 0,5 м, а нижній шар – лесові породи. З огляду на с/г призначення землі, вертикальні електроди заземлювача повинні бути заглиблені не менше ніж на 1 м від поверхні ґрунту, що розміщує весь контур заземлення у нижньому шарі ґрунту. Через наявність полімерної гідроізоляції фундаменту опори його арматура не може використовуватися як природний заземлювач. Заземлюючий пристрій опори проектується відповідно до конструкції фундаменту (рис. 4.2) і включає два паралельно з'єднані заземлювачі.

Загальний опір заземлюючого пристрою повинен бути до 15 Ом (табл. 4.1) оскільки питомий опір лесу рівний 230 Ом·м. Тоді розрахункові питомі опори ґрунту для вертикальних та горизонтальних заземлювачів складують:

$$\rho_{p.v} = K_{з.в} \cdot \rho_{п} = 1,3 \cdot 230 = 299 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{p.г} = K_{з.г} \cdot \rho_{п} = 1,8 \cdot 230 = 414 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де $\rho_{п}$ – питомий опір ґрунту, Ом·м;

$K_{з.в}$, $K_{з.г}$ – коефіцієнти запасу.

Опір розтіканню одного вертикального електрода стрижневого типу:

$$\begin{aligned} R_{в.о} &= \frac{\rho_{p.в}}{2 \cdot \pi \cdot l_{в}} \cdot \left[\ln \frac{2l}{d_{в}} + 0,5 \cdot \ln \frac{4t_1 + l}{4t_1 - l} \right] = \\ &= \frac{299}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 2,5}{20 \cdot 10^{-3}} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot 2,25 + 2,5}{4 \cdot 2,25 - 2,5} \right] = 110,5 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де $l_{в}$, $d_{в}$ – відповідно, довжина та діаметр вертикального електрода, м;

t_1 – відстань від поверхні землі до середини вертикального електрода

$$t_1 = t_r + 0,5 \cdot l_{в} = 1,0 + 0,5 \cdot 2,5 = 2,25 \text{ м.}$$

t_r – відстань від поверхні ґрунту до верху вертикального електрода, м.

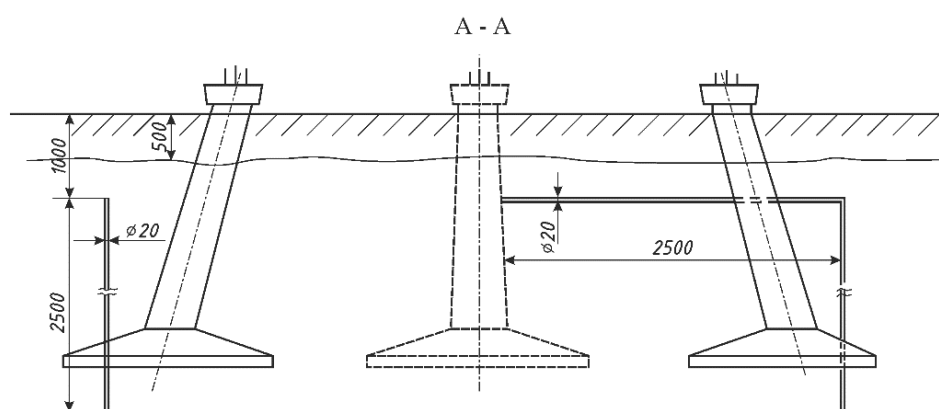
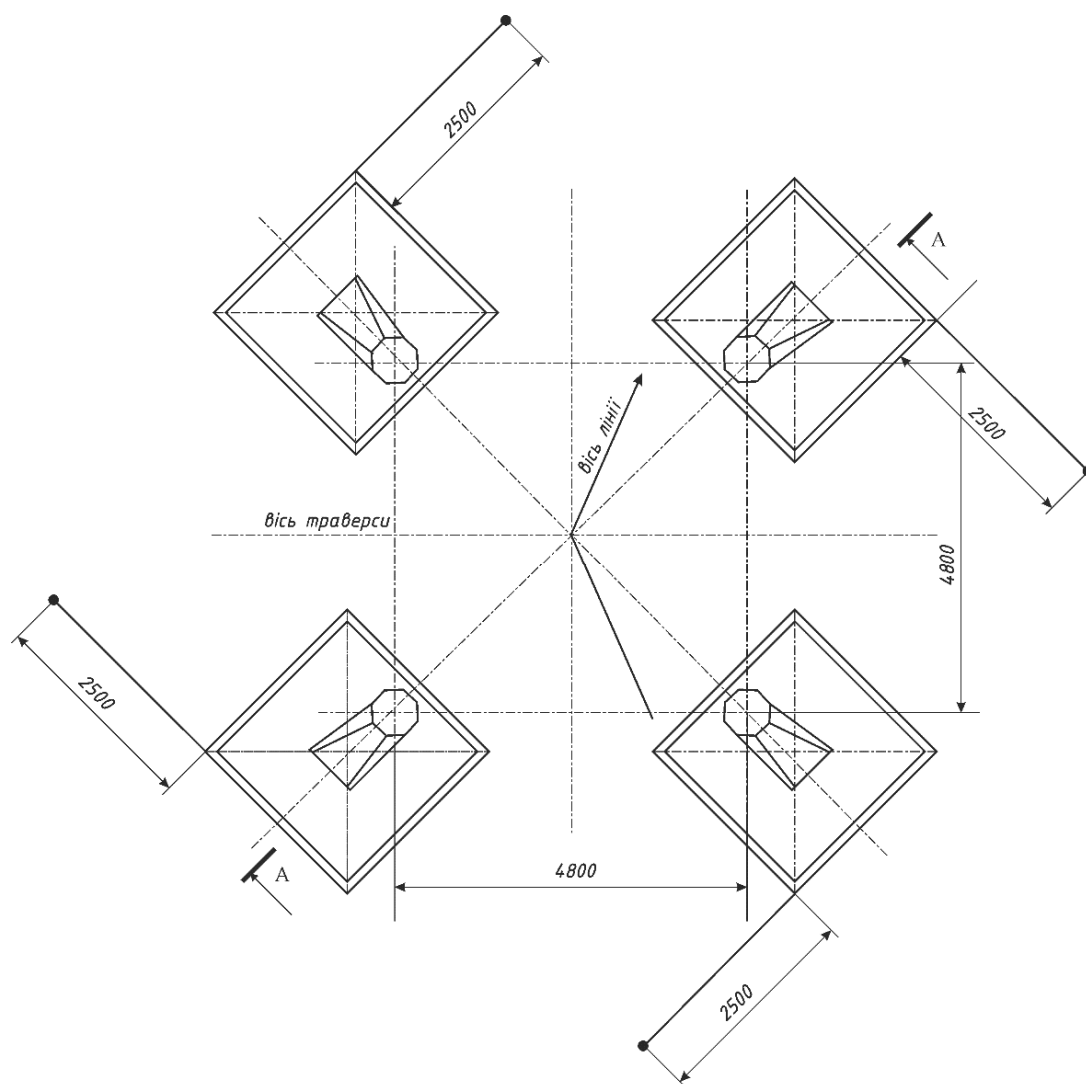


Рисунок А.2 – Схематичний план заземлювального пристрою
анкерно-кутової опори У-110-1

Попередньо, кількість вертикальних електродів за попередньо прийнятого коефіцієнту використання $K'_{i.B} = 0,71$ складе

$$n'_B = \frac{R_{B.O}}{K'_{i.B} \cdot R_i} = \frac{110,5}{0,71 \cdot 30} = 5,2 \approx 5 \text{ шт.}$$

де R_i – необхідний опір напівконтуру.

Розрахунковий опір розтіканню горизонтальних заземлювачів:

$$R_\Gamma = \frac{\rho_{p.\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l_\Gamma \cdot K_{i.\Gamma}} \cdot \ln \left[\frac{l_\Gamma^2}{d \cdot t_\Gamma} \right] = \frac{414}{2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 0,89} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot 5^2}{2 \cdot 20 \cdot 10^{-3}} \right] = 105,6 \text{ Ом.}$$

де l_Γ – довжина горизонтального електроду, м;

$K_{i.\Gamma}$ – коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів.

Уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_i}{R_\Gamma - R_i} = \frac{105,6 \cdot 30}{105,6 - 30} = 42,9 \text{ Ом.}$$

Приймаємо остаточно значення коефіцієнту використання $K_{i.B} = 0,7$, тоді кількість вертикальних електродів складе

$$n_B = \frac{R_{B.O}}{K_{i.B.e} \cdot R_B} = \frac{110,5}{0,7 \cdot 42,9} = 3,8 \approx 4 \text{ шт.}$$

Таким чином, приймаємо до установки 4 вертикальні електроди круглого перерізу, що захищенні цинковим покриттям нанесеним шляхом гарячого цинкування [14]. Тоді їх опір складе:

$$R_B = \frac{R_{B.O}}{K_{i.B} \cdot n_B} = \frac{110,5}{0,7 \cdot 4} = 39,5 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір горизонтального та вертикального електродів

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_B} + \frac{1}{R_T}} = \frac{1}{\frac{1}{39,5} + \frac{1}{105,6}} = 28,4 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір двох напівконтурів заземлення

$$R_{3\Sigma} = 0,5R_3 = 0,5 \cdot 28,4 = 14,4 \text{ Ом.}$$

Перевірка

$$R_{3\Sigma} = 14,4 < R_{3,\text{доп}} = 15 \text{ Ом.}$$

А.4 Висновки

1. Встановлено, що під час експлуатації повітряних ліній основними загрозами для персоналу є ризик ураження електричним струмом при контакті зі струмопровідними елементами та негативний вплив електромагнітних полів і випромінювань промислової частоти.

2. Розроблено комплекс організаційних та технічних заходів для забезпечення електробезпеки при роботах на повітряних лініях, головними елементами з яких є: належне документальне оформлення робіт, контроль допуску персоналу, відключення ремонтіваних ліній, накладання переносних заземлень у робочій зоні та вивішування попереджувальних плакатів безпеки.

3. Розраховано, що для забезпечення нормативного опору 15 Ом заземлюючого пристрою анкерно-кутової опори 110 кВ, що розташована на ділянці з лесовими ґрунтами, достатнім є встановлення чотирьох заземлювачів, що складаються з горизонтального (довжиною 2 м) та вертикального (довжиною 2,5 м) електродів діаметром 20 мм кожен.