

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Дослідження систем моніторингу повітряних ліній електропередач
напругою 110 кВ»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м спеціальності 141 –

Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Шамрай О. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

Малогоулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Шамрай Олексій Валерійович «Дослідження систем моніторингу повітряних ліній електропередач напругою 110 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 126 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 36 назв; рис.: 54; табл. 13.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено аналіз повітряних ліній, як об'єкта діагностування, досліджено методи моніторингу повітряних ліній та проблеми, які виникають при утворенні ожеледиці на проводах. Окремим розділом проаналізовано сучасні технології моніторингу повітряних ліній електропередач. Проведено оцінку економічної ефективності безпілотних літальних апаратів для обслуговування повітряних ліній електропередач. В розділі охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях розглянуто технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження, з гігієни праці та виробничої санітарії, по електробезпеці за робочим місцем, а також питання пожежної безпеки.

Ключові слова: повітряна лінія електропередавання, моніторинг, ожеледь.

ABSTRACT

УДК 621.316

Shamrai Oleksiy Valeriiovych «Research of 110 kV overhead power line monitoring systems». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2021. 126 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 36 titles; fig.: 54; tabl. 13.

In the master's qualification work the analysis of overhead lines as an object of diagnosis was carried out, the methods of overhead line monitoring and the problems that arise in the formation of ice on wires were studied. A separate section analyzes modern technologies for monitoring overhead power lines. The economic efficiency of unmanned aerial vehicles for servicing overhead power lines is evaluated. The section on labor protection and safety in emergencies discusses technical solutions for the safe implementation of the study, occupational health and industrial sanitation, electrical safety in the workplace, as well as fire safety.

Keywords: overhead power line, monitoring, ice.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
ANNOTATION	6
ВСТУП	10
1 ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЯК ОБ'ЄКТ ДІАГНОСТУВАННЯ	13
1.1 Опори	13
1.1.1 Надійність опор та фундаментів ПЛ	16
1.1.2 Залежність відмов від матеріалу опори	20
1.2 Надійність проводів та грозозахисних тросів	22
1.3 Арматура	26
2 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	30
2.1 Обслуговування ПЛ виїзною бригадою	30
2.1.1 Візуальне дослідження	32
2.1.2 Проводи та грозозахисні троси	38
2.1.3 Ізолятори	39
2.1.4 Лінійна арматура	43
2.2 Застосування безпілотних літальних апаратів для обстеження повітряних ліній електропередачі	44
3 ОЖЕЛЕДИЦЯ НА ПРОВОДАХ ЛЕП	49
3.1 Вплив ожеледиці на надійність ЛЕП	49
3.2 Фактори виникнення ожеледиці на ЛЕП	52
3.3 Вибір методу виявлення ожеледиці	66
3.3.1 Механічні методи	66
3.3.2 Фізичні методи	68
3.3.3 Локаційний метод	69
3.3.4 Термічна дія змінним струмом промислової частоти	74
3.3.5 Термічна дія постійним струмом	77
3.3.6 Термічна дія струмом ультранизької частоти	81
3.3.7 Термічна дія струмом високої частоти	83

3.3.8 Термодинамічний вплив	84
4 СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛЕП	86
4.1 Характеристики втрат енергії у повітряних лініях	86
4.2 Підвищення ефективності передачі потужності через ЛЕП	86
4.3 Історія розробки систем моніторингу повітряних ЛЕП	87
4.4 Структура систем моніторингу повітряних електромереж	88
4.4.1 Система живлення автономних вимірювальних блоків	90
4.4.2 Канал передачі даних	91
4.4.3 Моніторинг погодних умов вздовж ліній електропередачі	92
4.4.4 Стан проводів та ізоляції ЛЕП	92
4.4.5 Ожеледиця на проводах ЛЕП	93
4.4.6 Коронний розряд на дротах	93
4.4.7 Вплив гармонік	94
4.5 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних мереж	94
ЛЕП	
4.5.1 Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1	95
4.5.2 Безконтактні вимірювачі струму та температури проводу	96
4.5.3 Осцилографування історії аварій	98
4.6 Методи локалізації струмів витоку та КЗ у ЛЕП	98
4.7 Лазерна картографія ЛЕП	99
4.8 Монтаж системи моніторингу під напругою	101
5 ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ БЕЗПЛОТНИХ	103
ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ ДЛЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ	
ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ	108
СИТУАЦІЯХ	
6.1 Задачі розділу	108
6.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження	105
6.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	111
6.3.1 Мікроклімат	111

6.3.2	Склад повітря робочої зони	112
6.3.3	Виробниче освітлення	113
6.3.4	Виробничий шум	113
6.3.5	Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні	114
6.4	Пожежна безпека	117
6.4.1	Технічні рішення системи запобігання пожежі	114
6.4.2	Технічні рішення системи протипожежного захисту	118
	ВИСНОВОК	120
	ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	122
	ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	125
	ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	126
	ДОДАТОК В Графічний матеріал	139

ВСТУП

Робота присвячується дослідженням систем моніторингу повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) напругою 110 кВ з метою підвищення надійності та довготривалості служби.

Актуальність теми. На сьогоднішній день ринкові відносини між споживачем та виробником електричної енергії зобов'язують виробника до безперебійного та якісного електропостачання. Але, на жаль, нинішнє обладнання, що використовується в Україні, морально і фізично застаріло. ПЛЕП є одними з найнадійніших елементів сучасної енергетичної системи.

Значною частиною пошкодження повітряних ліній (ПЛ) є обриви проводів (зокрема через атмосферні тиски) та короткі замикання. При цьому, щоб визначити місце пошкодження і локалізувати його, потрібно витратити велику кількість грошей і часу.

В цій ситуації розгляд питань діагностики старого електричного обладнання та запобіжні заходи щодо уникнення можливих аварій, так само і на ПЛ, стають дуже актуальними. Серед основних - крадіжка частин конструкції анкерних опор, дефекти в ізоляторах (тріщини, сколи), а також метод виявлення ожеледиці на проводах ЛЕП. Через тяжкість відкладень ожеледиці можуть траплятися обриви проводів і вихід з ладу опор ПЛЕП. Також, при появі ожеледиці, погіршується високочастотний зв'язок по електричним лініям, що застосовується для передачі сигналів релейного захисту (РЗ) та протиаварійної автоматики і технологічної інформації.

Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а «розпорошене» по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ найчастіше виявляються масово і вимагають великих економічних вкладень. Завчасне виявлення ожеледиці та передчасне усунення її наслідків на ПЛ шляхом плавлення є основними завданнями організацій, що займаються енергопостачанням.

Останні десятиріччя характеризуються низьким рівнем інвестицій в технічне переозброєння електричних станцій і мереж. Спад промислового виробництва призвів до різкого збільшення зношеного енергетичного обладнання. За інформацією ДП «НЕК» Укренерго» близько 30% обладнання підстанцій 110 - 750 кВ вичерпало розрахунковий ресурс, а в електричних мережах 40 - 50%. На багатьох промислових підприємствах ситуація ще більш критична - середній термін служби електрообладнання перевищує 30 років і більш ніж 80% відпрацювало свій фізичний ресурс, а темпи зростання частки зношеного електрообладнання сягають 2-6% в рік від загальної кількості. При цьому спостерігається стійка тенденція щорічного росту на 0,4 - 0,7% кількості технологічних порушень і аварій, більшість з яких припадає на лінії електропередач та маслонаповнене обладнання, і в першу чергу, силові трансформатори і автотрансформатори [1].

Розподіл кількості технологічних пошкоджень в роботі електротехнічного обладнання в електричних мережах напругою 110 кВ і вище [2]:

1. Повітряні лінії електропередачі (ЛЕП) – 57%.
2. Комутаційне обладнання – 25%.
3. Пристрої релейного захисту та протиаварійні – 11%.
4. Силові трансформатори – 5%.
5. Вимірювальні трансформатори – 2%.

Наведені статистичні дані показують, що повітряні ЛЕП є найбільш пошкоджуваним елементом, перерви в роботі якого несуть найбільші збитки. Статистичні дані свідчать, що значна обладнання знаходиться в експлуатації понад 30 років. Експлуатація фізично і морально застарілого обладнання викликає збільшення об'єму використовуюваного палива і шкідливих викидів в навколишнє середовище, погіршення техніко-економічних показників енергосистеми, зростання частоти і тривалості планових ремонтів, зростання аварійних ситуацій, які супроводжуються складними динамічними процесами, що призводять до збільшення недовідпуску електроенергії споживачам.

Значний рівень зношеного електрообладнання викликає додаткові втрати електроенергії, зниження ефективності функціонування електрообладнання. Всі ці фактори призводять до того, що електроенергетика входить в зону підвищеного ризику виникнення масових технологічних аварій, відмов електрообладнання і, як наслідок, зниження надійності електропостачання [2].

Тому, задля того щоб підвищити надійність ліній електропередач, необхідно:

- використовувати прогресивні технічні рішення й сучасні технології і матеріали, що підвищують надійність і довговічність ліній електропередачі;
- розробляти нові конструкції опор на базі багатогранних стійок, що дозволяють споруджувати лінії з більшим терміном експлуатації, проводити технічне переоснащення і реконструкцію у всіх кліматичних районах з необхідним рівнем надійності, швидко відновлювати опори після аварій;
- використовувати ефективні засоби захисту від кліматичних впливів (гасителі вібрації і коливань, засоби плавлення ожеледі).

При експлуатації:

Мета та завдання роботи. Метою даної роботи є підвищення надійності та зниження аварійності на повітряних лініях 110 кВ.

Для досягнення вказаної мети, необхідно вирішити такі завдання:

- 1) Розглянути повітряну лінію електропередачі, як об'єкта діагностування.
- 2) Проаналізувати методи моніторингу повітряних ліній.
- 3) Розглянути проблеми утворення ожеледиці на проводах ліній електропередачі та вибрати найбільш надійний та ефективний метод плавлення ожеледиці.

1 ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЯК ОБ'ЄКТ ДІАГНОСТУВАННЯ

Розглянемо повітряну лінію електропередачі, як об'єкт дослідження. Повітряна лінія (ПЛ) складається з основних конструктивних елементів: опори; дроти; арматура; ізолятори.

1.1 Опори

Опори – це основний елемент ПЛ, вони служать для підтримання електричних проводів. Опори можна класифікувати за різними ознаками: за призначенням, за матеріалом, за конструкцією, за кількістю ланцюгів передачі електроенергії.

За призначенням опори поділяються на проміжні та анкерні (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Проміжна та анкерна опора

Анкерні у свою чергу поділяються на:

- кінцеві, які монтуються на початку або в кінці повітряної лінії;
- перехідні, які монтуються у місцях перешкод (річки, озера, автомобільні дороги тощо);
- кутові, які монтуються на поворотах траси;
- відгалуджувальні, які монтуються для виконання відгалуджень;
- перехресні, які монтуються у місці перетину повітряних ліній;
- транспозиційні, які монтуються на шляху траси для зміни розташування фаз вздовж лінії.

За матеріалом опори бувають:

- дерев'яні;
- металеві;
- залізобетонні.

Конструкція опор залежить від призначення повітряної лінії, її напруги, кількості проводів та тросів, їх розташування, кліматичних та інших умов.

Типи опор, що найчастіше зустрічаються:

- V-подібна;
- дельтаподібна;
- «тринога»;
- пірамідна;
- портална;
- одностійкова;
- АП – подібна;
- Y – подібна;
- А – подібна;
- Т – подібна.

В даний час (на 1 січня 2021 року) в експлуатації та на обслуговуванні персоналу НЕК Укренерго знаходиться 103 підстанції (ПС) напругою 220-750 кВ (встановленою потужністю автотрансформаторів і трансформаторів більше, ніж 83 тис. МВА), та 23,4 тис. км магістральних і міждержавних ПЛЕП

напругою 110-800 кВ [<https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/merezh-ukrenergo/>].

Основна частка ПЛ була побудована у 1960-1970 роках. Під час проектування виходили з терміну служби 30 років. Довготривалий захист від корозій, зношування через знакозмінні навантаження, зношування різних матеріалів були розраховані на ті ж роки. Частка ліній з терміном експлуатації понад 30 років зростає, оскільки нове будівництво та реконструкція ПЛ з 1991 року проводяться у малих обсягах.

Довжина повітряних ліній на залізобетонних опорах становить – 59% на металевих – 23% та на дерев'яних опорах – 18% від загальної довжини ліній. Довжина повітряних ліній 35–500 кВ за кількістю ланцюгів та напругою наведена у таблиці 1.1

Таблиця 1.1 - Протяжність ПЛ 35-500кВ за напругою та кількістю ланцюгів

Напруга, кВ	Всього по трасі, тис. км	Одноланцюгові ПЛ на опорах			Дволанцюгові ПЛ на опорах		
		Метал.	З/бет.	Дер.	Метал.	З/бет.	Дер.
500	30,0	26,0	4,0	-	-	-	-
330	9,0	3,5	4,7	-	0,7	0,1	-
220	74,0	26,2	29,6	2,8	13,8	1,6	-
110	203,0	16,3	89,3	36,5	24,4	36,5	-
35	184,0	5,6	111,2	51,2	3,7	11,0	-
Всього	500,	77,6	238,8	90,5	42,6	49,2	

Середній термін служби повітряної лінії на різних опорах (роки):

- з металу – 41,6;
- з залізобетону – 30,1;
- з дерева – 41,4.

Дані про термін служби свідчать про великомасштабне старіння високовольтних ліній, що призводить до неприпустимого зношування. Так, наприклад, відповідно до даних дослідження зношення повітряної лінії становить 36%, що призвело до збільшення кількості відмов протягом останніх 10 років у 1,6 рази.

Аналіз причин технологічних порушень в енергетичній системі дає можливість класифікувати відмови ПЛ, і зокрема аварії, спричинені порушенням працездатності окремих елементів ПЛ. Цей аналіз показує, що значна кількість відмов ПЛ є наслідком пошкодження проводів, ізоляторів, а також відключень через грозові перенапруження. Опори повітряної лінії є дуже надійним елементом ЛЕП, проте якщо опора руйнується, це призводить до дуже серйозних наслідків і невеликих витрат, пов'язаних з відновленням повітряних ліній та недовідпустком електричної енергії. Розподіл відмов за елементами ПЛ наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Розподіл відмов за елементами ПЛ

Елементи ПЛ	Потік відмов в процентах від загального числа	
	Без врахування грозових перенапружень	З врахування грозових перенапружень
Опори	9	13
Арматура	3	4
Провода та троси	37	52
Ізолятори	23	31

1.1.1 Надійність опор та фундаментів ПЛ

Аналіз причин відмов ПЛ, проведений дослідницькими установами, показує, що інтенсивність відмов залежить від терміну служби ПЛ. Наприклад, ця залежність для ПЛ 35–330 кВ на металевих опорах, які в основному були

споруджені у 60–70 роки у південній частині СРСР, ілюструється графіком на рисунку 1.2.

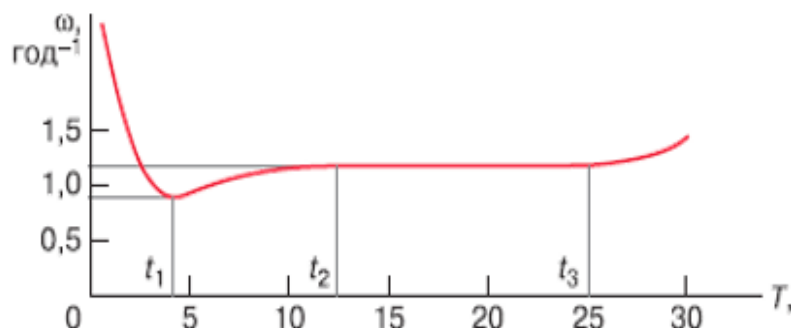


Рисунок 1.2 – Зміна потоку відмов у часі для ПЛ на металевих опорах

Опори ПЛ цього періоду характеризуються тим, що конструкції опор виконувались в основному звареними з сталі, яка мала температуру кипіння, що має підвищену схильність до тріщиноутворення і крихкому руйнуванню при від'ємній температурі. Був і ряд інших недоліків: наприклад, стики між зварними секціями закривалися односторонніми накладками, захист від корозії виконувався лише лакофарбовими покриттями.

Параметр потоку відмов для таких конструкцій за перші 4 роки експлуатації знижувався, а між 4-12 роками підвищувався, а потім між 12 - 25 роками стабілізувався. Надалі параметр потоку відмов через зношення і старіння елементів ПЛ зростав до моменту проведення капітального ремонту чи реконструкції ПЛ.

Після введення СНіП 11-В, 3-62 (нині скасовано) та уніфікації опор їх конструкція була переглянута. Почали застосовуватися сталі підвищеної якості (спокійного плавлення), оцинковані деталі, змінилася конструкція стиків (подвійні накладки) тощо.

Цікаві цифри потоку відмов ПЛ з 1958 до 2000 року. За статистичними даними, з 1958 до 1976 року минулого століття середній термін експлуатації не перевищував 25 років, і тому в цьому інтервалі не спостерігалось характерне

підвищення потоку відмов. У період із 1976 по 1982 рік потік відмов різко знижується. Ці роки характеризуються масовим введенням в експлуатацію нових ліній (до 15 тис. км на рік проти 1,5-2,0 тис. км на рік у попередні роки). Потім з 1982 до 1992 року аварійність знову підвищується до рівня 1976 року і продовжує поступово зростати аж до нинішнього століття. З 2000 року потік відмов почав стабілізуватися, оскільки відтоді поживавився процес ремонту та реконструкції ПЛ.

Параметр потоку відмов останнім часом для металевих опор становить 0,0129, для опор із залізобетону – 0,0108, для дерев'яних опор – 0,11. Зараз можна зробити такі висновки:



Рисунок 1.3 – Характерні руйнування металевих опор



Рисунок 1.4 – Характерні руйнування фундаментів металевих опор



Рисунок 1.5 – Характерні руйнування залізобетонних опор

У цьому випадку твердження про високу несучу здатність опор, що виробляються в Західній Європі, США, Канаді, в порівнянні з вітчизняним, призначеними для таких самих кліматичних умов, не дійсне. Опори та портали ПЛ, виготовлені за кордоном, мають значно менше металу, з чого випливає, що вони менш міцні (навіть якщо враховувати той факт, що вони застосовують високоміцну сталь). Висока надійність набувається за рахунок використання досить потужного антикорозійного захисту, такого як цинкування, і звичайно ж суворого дотримання всіх технологічних норм на кожній стадії виробництва та експлуатації.

Експлуатацією часто висловлюють пропозицію про створення опор повітряних ліній, які змогли б витримувати підвищене навантаження навіть при виході з експлуатації кількох елементів. Проте завдання проектувальника полягає у розробці найбільш економічної конструкції при дотриманні вимог чинних нормативних документів, тобто для досягнення необхідної міцності, застосовано мінімум витрат. Неодноразове резервування та включення додаткових елементів тільки для забезпечення надійності конструкції при несанкціонованому втручанні в її роботу, будуть тільки збільшувати вартість повітряної лінії і навряд чи зможуть запобігати нещасним випадкам і збоям.

1.1.2 Залежність відмов від матеріалу опори

Слід зазначити, що у початковий період експлуатації пошкодження опор із металу в 1.6 рази нижче, ніж у опор із залізобетону. Але якщо залізобетонні опори протягом 15-20 років після обкатки конструкцій перебувають у стабільному стані, а пошкодження перебувають приблизно тому ж рівні, то металеві опори на той час перебувають під впливом знос-фактору. В результаті порівнюється їх пошкоджуваність.

Основною причиною значної початкової відмінності у пошкодженні металевих та залізобетонних опор є сильна залежність несучої здатності останніх від якості їх ущільнення у ґрунті.

Найчастіше у залізобетонних опор проявляється крен під дією сторонніх навантажень, що додатково збільшує нахил, обґрунтований величезною масою самої конструкції, що сприяє збільшенню крену. Виходячи з цього, несуча здатність опор падає, що веде за собою їхнє руйнування. Вагома частина згинального моменту досягається в ожеледних районах - 35%, а при слабкому закріпленні опор в ґрунті 50% і більше. У залізобетонних опор відмови через ожеледицю перевищують ті самі значення, що і для металевих опор, а саме - в 1,9 рази. В експлуатації мало уваги приділяється цьому фактору.

Іншою причиною зниження надійності залізобетонних опор у період обкатки є велика кількість прихованих дефектів. До таких дефектів насамперед відносяться поломка арматури, відхилення від проектного армування, невідповідність класів бетону та сталі, порожнечі в тілі бетону тощо. Відмови з цих причин виходять близько 35,5%.

В даний час наявність тріщин у стійках опор не впливає на надійність, оскільки корозія арматури здебільшого не досягає свого критичного значення. Нахил металевих конструкцій через ненадійну фіксацію в ґрунті дуже рідкісний. Головна причина руйнувань металевих опор – це перевищення справжніх навантажень та впливів, та значний вплив корозії на елементи під час тривалої експлуатації. До вищепереліченого слід додати, що при дуже високих навантаженнях найчастіше це відмови зношувального характеру. Це доводить той факт, що у випадках, коли наслідком відмов був лише ураган, то металеві опори мали термін служби 10-15 років, а відмова конструкцій, що експлуатуються менше 10 років, не переходили за 15% від кількості усіх відмов.

До великої кількості відмов ПЛ 110 кВ при розрахунку на 100 км шляху призводить до пошкодження дерев'яних опор. При тих самих впливах, пошкоджуваність повітряних ліній на дерев'яних опорах обумовлена тим, що вони мають низький термін служби (7-15 років). Через те, що опори загниють, а своєчасно усувати загнивання немає можливості.

У таблиці 1.3 наведено розподіл відмов ПЛ залежно від виду опор. Ці недоліки опор та інших елементів повітряної лінії можуть бути запобігати, ґрунтуючись лише на сучасній діагностиці їх технічного стану.

Таблиця 1.3 - Розподіл відмов залежно від типу опор

Вид опор Причина відмов	Металеві	Залізобетонні	Дерев'яні
Навантаження та впливи:			
- вітер (вище за розрахункове значення)	33,7	21,7	52,2
- вітер і ожеледиця (вище за розрахункове значення)	13,2	24,8	5,0
Разом:	46,9	46,5	57,2
Якість проектування, будівництва та установки	9,2	35,5	1,5
Якість використання	26,9	18,0	41,0
Розбір конструкцій сторонніми особами	16,9	-	0,3

Система діагностики є невід'ємною частиною технічного переозброєння. Існуюча система стану обладнання електромереж неефективна, що в свою чергу, пов'язано з відсутністю технічних засобів на об'єктах електромережі, та з нестачею нормативно-методичної бази за всіма можливими системами діагностики.

1.2 Надійність проводів та грозозахисних тросів

Як показує розподіл відмов за елементами ПЛ, вихід із ладу проводів та грозозахисних тросів становить від 40 до 55% від загальної кількості всіх порушень. Основні причини пошкодження проводів та грозотросу – перевищення рівня ожеледиці, зношення від вібрації, «пляска» проводів та корозії. Відмови, пов'язані з втратою несучої здатності проводів, мають

зношувальний характер і збільшуються приблизно на 3-5% на рік. З 1955 року їх кількість зросла у 2,8 рази. Виняток становлять 70-80-ті роки, коли кількість відмов дещо знизилася через масове введення в експлуатацію нових ліній, на яких зношувальний фактор не встиг позначитися.

Застосування в розрахунках підвищеного середньоексплуатаційного тяжіння у проводах (30% від розривного зусилля у проводі замість 25%, прийнятих у зарубіжній практиці), а також використання проводів та грозозахисних тросів з підвищеною несучою здатністю зажадало проектування посиленого вібраційного захисту із застосуванням гасників вібрації. , що встановлюються на дротах у місцях підвіски. Такі заходи під час проектування ПЛ з підвищеним тяжінням були передбачені, що призвело до великих втрат при експлуатації.

Розглянемо найбільш характерні пошкодження та відмови проводів та грозозахисних тросів на лініях електропередачі України. Найчастіше пошкоджуються дроти на переходах ПЛ через водні перепони у місцях установки в роликів підвісах. Захист від вібрації на переходах виконується у вигляді двох гасників Стокбріджа та захисних муфт, що встановлюються із зазорами між дротом та внутрішньою порожниною 2–3 мм. Робота такої конструкції виявилася абсолютно неефективною, і вона спровокувала інтенсивне зношування дроту і самих муфт (рисунок 1.6).

На тридцяти обстежених переходах ПЛ використання цих пристроїв призводило до руйнування дроту та самих муфт після 8-10 років експлуатації, а в північних районах – після 3-5 років.

В даний час розроблений підтримуючий затискувач типу ПОН, обладнаний обмежувачем виходу дроту із затиску при аварійних ситуаціях за рахунок шпонки, що працює на зріз. Цей пристрій захищає опору від руйнування через навантаження аварійного режиму (рисунок 1.7).

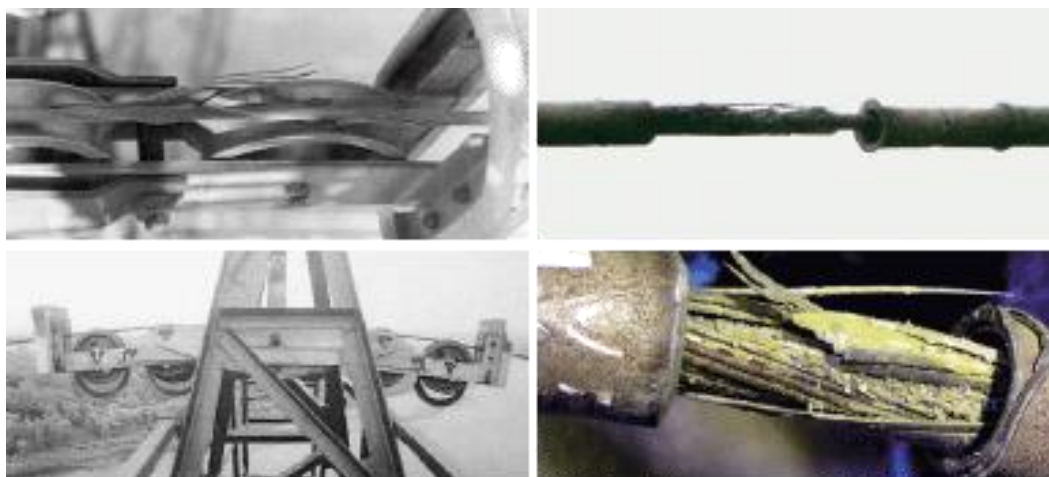


Рисунок 1.6 – Характерні пошкодження роликів підвісів та грозозахисних тросів, проводів у роликів підвісах

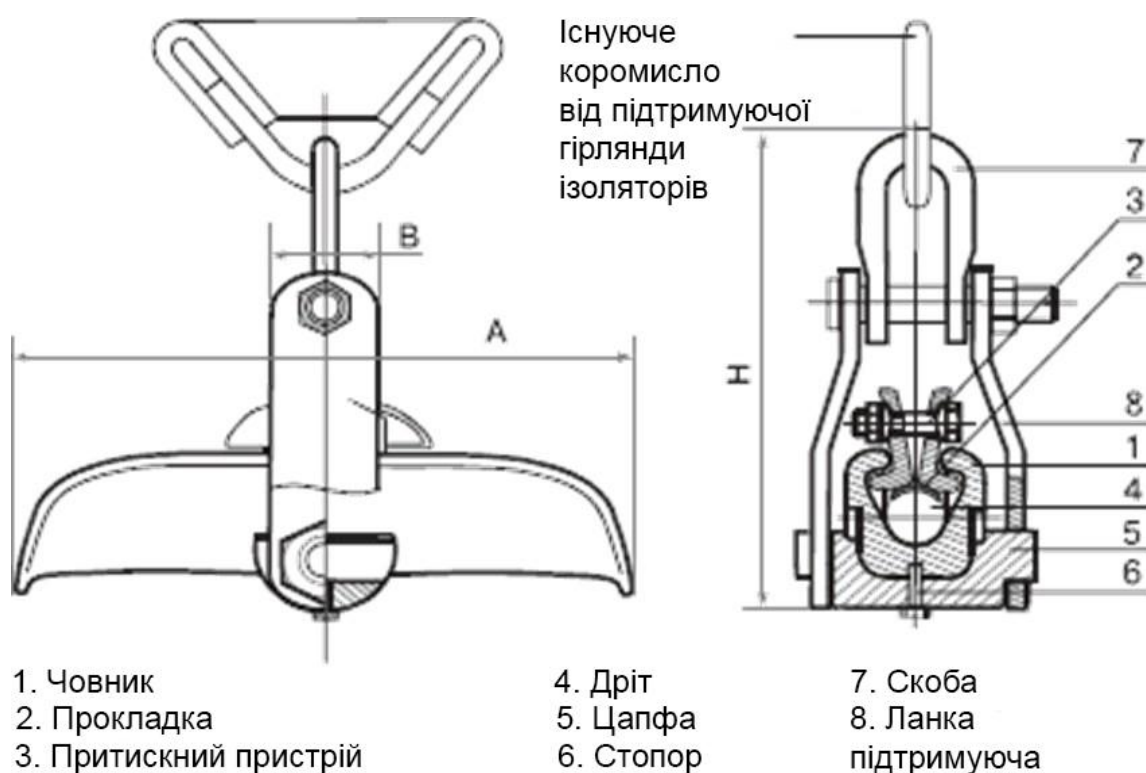


Рисунок 1.7 – Підтримуючий затискач типу ПОН

Глухе кріплення дроту пройшло тривалу перевірку на кількох переходах, де показало високу ефективність.

Аналіз показав, що більша кількість аварійних ситуацій була зафіксована при зниженій температурі – 40°C та відповідно за більшого тяжіння. Огляди

також показали, що абсолютно всі обриви відбулися в місцях, де провід був уже ослаблений руйнуваннями втоми від вібрації, причому як в алюмінієвих, так і в сталевих повивах. Всі руйнування мали місце поблизу підтримуючих затискачів, гасників вібрації, а іноді в точках виходу дроту зі сполучних затискачів. Саме в цих місцях знакозмінні механічні напруження від вібрації мають найбільшу величину.

Аналогічна картина складається на проводах і тросах, що експлуатуються у більш сприятливих кліматичних умовах, наприклад, на проводах з підвищеною несучою здатністю типу АЖС та сталевих тросах, які, як правило, змонтовані з підвищеним тягарем (рис. 1.8).



Рисунок 1.8 – Руйнування дроту АЖС

Великою небезпекою для ПЛ є відкладення на проводах ожеледиці, мокрого снігу та морозу, як з боку статичних навантажень, так і динамічних – представлені у вигляді коливань різних типів. Ожеледиця та надрозрахункові навантаження, зазвичай утворюються під час атмосферного процесу, діючи одночасно на території від однієї до 3-х енергетичних систем. Аварії при ожеледиці та вітрові, найчастіше паралізують систему енергопостачання споживачів у кількох районах через масові обриви проводів, ізоляцію, руйнування арматури та поломки опор. При відкладеннях ожеледиці, які мають менші нормативних значень, більша ймовірність виникнення коливання, у тому числі «пляска», якщо відкладення ожеледиці накопичилося на одному боці і низькочастотна вібрація при циліндричній формі паморозі (рисунки 1.9 та 1.10).



Рисунок 1.9 – Ожеледиця та її наслідки на ПЛ



Рисунок 1.10 – Руйнування елементів ПЛ від танців проводів

1.3 Арматура

Основні причини відмов арматури можна розділити на чотири групи: дефекти виготовлення, збирання, ремонту та ін.; атмосферні явища, що перевищують їх розрахункові значення; знакозмінні навантаження на провід (вібрація, «пляска», великі температурні перепади); інші сторонні дії.

Основною причиною порушення роботи арматури є дефекти при виготовленні, встановлення та обслуговування (ремонту), що становлять 50 % від загальної кількості всіх пошкоджень. На другому місці йдуть пошкодження лінійної арматури від знакозмінного навантаження - 33,4%. З першою причиною необхідно боротися за допомогою підвищення контролю при виготовленні, монтажі та експлуатації лінійної арматури.

Пошкодження від впливу знакозмінних навантажень врахувати при розрахунку неможливо. Основні фактори, що призводять до пошкоджень через зношення лінійної арматури, є вібрація та «пляска» проводів.

Причиною пошкодження лінійної арматури на діючих ПЛ є вібраційні навантаження. Через вібрації руйнуються реборди роликів підвісного затиску, захисні муфти і відбувається стирання самого дроту. При «плясці» проводів відбувається стирання припливів і виникають тріщини, потім - зламлення цапф та падіння проводу.

Для попередження даних порушень в даний час розробляються пропозиції щодо методики випробувань лінійної арматури на вплив вібрації та малоциклових навантажень, що виникають при «плясці» проводів, відповідно до зарубіжних норм, зокрема з нормами СІГРЕ. Арматура, створювана у країнах Західної Європи, США, Канади, порівняно з вітчизняною, запроектованою для аналогічних розрахункових умов, значно менш металомістка, а за міцністю та зносостійкістю має показники значно вищі і, отже, більш надійна (нормована міцність зарубіжної арматури становить 95% від розривної міцності дроту, а вітчизняної – 90%). Достатня надійність забезпечується за рахунок технологічних стандартів на всіх етапах будівництва та експлуатації.

1.4 Ізолятори

Дефект ізоляції на ПЛ становить 23–31% від загальної кількості порушень. Основними причинами пошкодження ізоляції є атмосферні перенапруги – близько 60% від усіх відмов, пов'язаних із пошкодженням ізоляції. Починаючи з 1969 р. пошкоджуваність ізоляції не змінюється, що досягнуто за рахунок

технічного переозброєння, а саме переходу на скляні ізолятори, а також застосування сучасного захисту від знакозмінних навантажень. Проте загалом рівень пошкодження ізоляторів високий та викликаний відсутністю у гірлянді ізоляторів захисної арматури щодо розподілу напруг, захисту від внутрішніх та грозових перенапруг, низькою якістю ізоляторів.

Гірлянда складається з окремих ізоляторів, довкола яких утворюються ємності. Завдяки наявності ємнісних струмів, що проходять через власну ємність ізолятора, викликається різне падіння напруги, вони будуть на стільки меншими, наскільки далі знаходиться від дроту ізолятор. Аналогічна картина спостерігається на ізоляторах, що знаходяться біля заземленого кінця гірлянди ізоляторів.

Падіння напруги буде менше на тих ізоляторах, які знаходяться далі від заземлюваного кінця гірлянди ізоляторів. Ємність на землю має більшу величину, ніж ємність по відношенню до дроту, і це впливає на розподіл напруги ізоляторів. Максимальна напруга падає на ізолятор біля дроту, мінімальна – на ізолятори посередині гірлянди і небагато підвищена у заземленого кінця. Розподіл напруг у гірляндах ізоляторів при контролі вимірювальною штангою представлено у таблиці 1.4.

Видно, що нерівномірність розподілу напруг зростає зі збільшенням довжини гірлянди, оскільки це збільшує загальну ємність гірлянди стосовно землі. Це призводить до того, що на найближчих до проводу ізоляторах вже при робочій напрузі може виникнути корона, що створює радіоперешкоди і призводить до інтенсивної корозії. Корона на ізоляторах з'являється при напрузі близько 20-25 кВ. На перший ізолятор від дроту завжди припадає близько 20% повної напруги. Це означає, що з напрузі 150 кВ і вище виникають умови появи корони. У таких умовах необхідно застосовувати захисну арматуру: металеві кільця, вісімки або овали, що зміцнюються на кінці гірлянди з боку дроту. На рисунку 1.11 наведені криві розподілу напруг без арматури та з арматурою у вигляді кілець та вісімок.

Таблиця 1.4 – Розподіл напруг у гірляндах ізоляторів

Напруга, кВ	Число ізоляторів	Напруга, кВ, на ізолятор від конструкції опор																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
500	20	330	15	14	13	12	12	12	11	11	11	12	12	12	14	15	16	17	19	21	24
330	16	12			9	9	9	9	9	9	10	11	13	14	17	19	22				
220	13	10	8	8	8	7	7	7	8	8	10	12	14	20							
110	6	10	8	7	9	11	19														
35	3	6	5	9																	

Основною причиною, що викликає різке збільшення пошкоджуваності високовольтних ліній, є старіння матеріалу конструкції опор, дротів, арматури та ізоляторів. Лінії електропередачі схильні до старіння та зношення від корозії та знакозмінних навантажень, кількість відмов зростає, і зростання їх становить від 3 до 5% на рік.

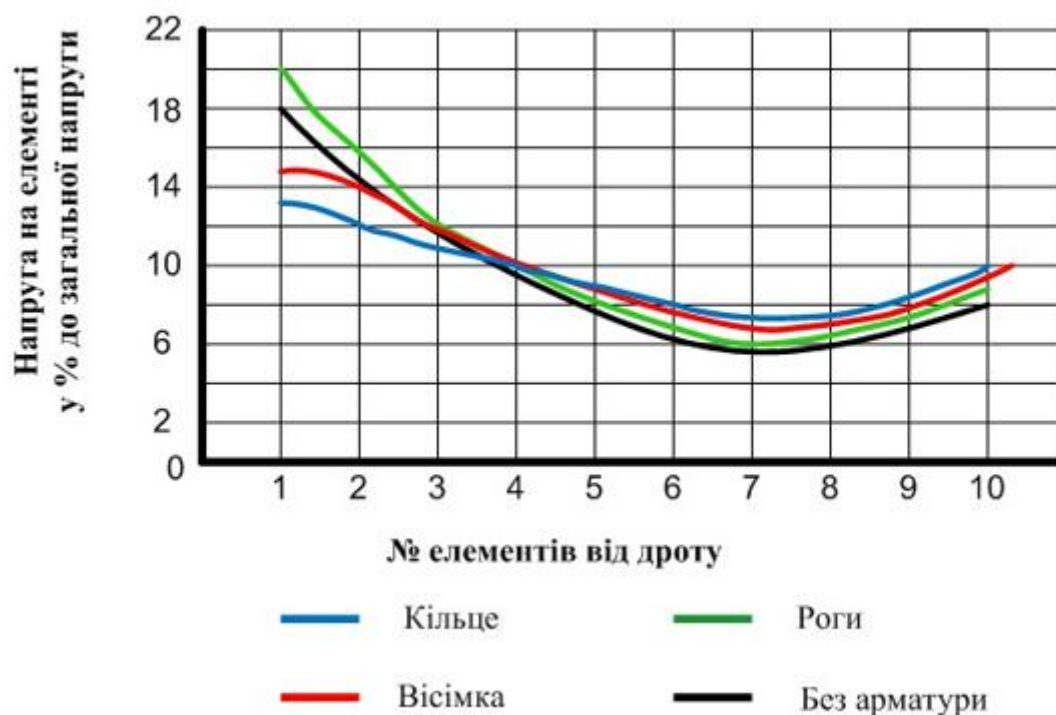


Рисунок 1.11 – Криві розподіли напруги

Висновки до розділу 1

За кількістю причин відмов ПЛ перше місце займають дроти (53 % при перенарузі від грози та 36 % без урахування грози), ізолятори йдуть на другому місці – (відповідно 30 % та 24 %), на третьому місці знаходяться опори (14 % та 8 %), на останньому (четвертому) місці - арматура (5 % та 2 %). За тяжкістю відмов, що призводять до несприятливих наслідків для ЛЕП (висока вартість відновлення та недовідпуск електричної енергії), насамперед це опори, потім дроти, арматура, ізоляція.

Нині українські енергетичні системи працюють із великою кількістю повітряних ліній, які мають нормативний термін, який вже давно минув і вони вимагають модернізації, реконструкції чи повної заміни. Зношеність обладнання призводить до зниження надійності та збільшення кількості аварій, так само і під впливом ожеледиці.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.1 Обслуговування ПЛ виїзною бригадою

При технічному обслуговуванні ПЛ відповідно до експлуатаційного персоналу з певною періодичністю обстежуються ПЛ - огляди, вимірювання, профілактичні огляди, роботи по запобіганню елементів ПЛ від попереднього розрахунку шляхом видалення пошкоджень і несправностей, виявлених при оглядах, перевірках і вимірюваннях.

Оскільки в енергосистемах понад 40% ПЛ експлуатується 25 років і більше, актуальними стають питання щодо проведення робіт з технічної перебудови, реконструкції та модернізації ПЛ. У цьому випадку інформація, що надається в відомості несправності при технічному обслуговуванні ПЛ, виявляється недостатньою, і доводиться виконувати більш детальні (інструментальні) дослідження ПЛ.

На основі проведених обстежень проводиться оцінка технічного стану ПЛ і визначається остаточний ресурс компонентів ПЛ для планування необхідних відновлювальних робіт або прийняття рішень щодо економічної

доцільності реконструкції або технічного перебудови ПЛ. Визначення остаточного ресурсу компонентів ПЛ відбувається на основі побудови математичних моделей їх міцності, враховуючи темпи старіння цих компонентів за попередній період експлуатації ПЛ. Темпи старіння компонентів ПЛ визначаються на основі обстежень цих компонентів, оцінки технічного стану, визначення величини витрат від початку експлуатації до моменту проведення обстежень. При проведенні обстежень, оцінка технічного стану ПЛ, забезпечує отримання достатньо точних та надійних даних, придатних для аналізу фактичної остаточної міцності основної маси компонентів ПЛ.

Методи та засоби, які використовуються при оцінці технічного стану ПЛ повинні мати достатню точність та інформативність. Щоб надійно оцінити втрати, міцність елемента повітряної лінії впродовж тривалого періоду роботи, доцільно провести обстеження по двом або більш методам, заснованим на різних принципах.

Наступні методи дозволяють прогнозувати остаточний ресурс компонентів ПЛ:

- математичне моделювання опор повітряних ліній, проводів і тросів грозозахисту;
- лабораторні випробування зразків компонентів ПЛ (провода, грозозахисні троси, ізолятори та лінійна арматура);
- статистична оцінка потоків відмови окремих компонентів (ізоляторів та ін.).

Амортизаційний період ПЛ по діючим нормам становить 40-50 років. Для підтримання цих ліній у справному стані необхідно своєчасне проведення необхідних профілактичних заходів. Повітряні лінії електропередачі можуть піддаватися впливу зовнішніх кліматичних навантажень, величина яких з обмеженою ймовірністю може перевищувати розрахунок, покладений на основі проекту ПЛ. Можливі також пошкодження ПЛ, пов'язані з

техногенними факторами (наїзди на опори транспортних засобів, вибухи, пожежі і т.д.).

Разом з пошкодженнями окремих елементів ПЛ у процесі експлуатації, пов'язаних з браком виробників або пошкодженнями в часі зборки, старіють компоненти ПЛ, що знаходяться в справному (робочому) стані.

Старіння основної маси справних компонентів ПЛ викликано в першу чергу корозійними процесами металевих деталей опор, пошкодженнь фундаментів під дією кліматичних факторів, старіння проводів, ізоляторів, лінійної арматури, тросів грозозахисту, залізобетонних стійок, пов'язаних з впливом напруги в поєднанні з кліматичним впливом вологості та негативних температур.

Задача огляду ПЛ, це отримання кількісних показників швидкості втрат міцності (механічної) компонентів ПЛ, без випадкових пошкодженнь і виробничих дефектів, на основі яких виконується аналіз технічного стану повітряної лінії в момент огляду та оцінки остаточної міцності компонентів.

Щоб оцінити надійність повітряної лінії в залежності від терміну її служби, слід використовувати інформацію про відмову (кількість відмов на 100 км лінії в рік). Залежність параметрів відмов від часу дозволяє умовно розділити на чотири види основних періодів експлуатації:

- перший період характеризує період роботи повітряної лінії, це усунення різних дефектів, після чого падає кількість відмов;
- другий період – потік відмов ПЛ наростає;
- третій період – потік відмови ПЛ стабілізується в середині, і входить в режим нормальної експлуатації;
- четвертий період експлуатації ПЛ настає після часу, коли ПЛ експлуатується в режимі прогресуючого старіння.

2.1.1 Візуальне дослідження

При проведенні візуальних обстежень для підтвердження результатів використовується фотографування об'єктів та окремих фрагментів з наявністю даних і часу.

Непряма оцінка наявності дефектів ПЛ, зокрема, виявлення місць перекриття, пошкодження ізоляторів, проводів, арматур тощо може бути виконана за інтенсивності корони або поверхневих частинних розрядів. Для визначення інтенсивності корони слід застосовувати оптичний спосіб реєстрації розрядних процесів, який найбільш чутливий і перешкодостійкий.

Для візуальних оглядів слід використовувати наступні прилади:

- універсальні засоби виміру (штангенциркулі, лінійки, глибиномери, мікрометри та ін.);
- біноклі;
- тепловізори;
- товщиномери;
- висотомери (для вимірювання висоти від землі до провoda);
- засоби для вимірювання твердості (міцності) бетону.

Металеві опори

При оцінці технічного стану опору необхідно виявити і зафіксувати місце знаходження деформованих елементів та їх відсутність на опорі, в тому числі болтів, гайок і шайб. По технічній документації (проект, паспорт) слід встановити вид антикорозійного покриття. Слід оцінити стан антикорозійного покриття - остаточну товщину, цілісність, адгезію до основного металу. Слід оцінити потенційну небезпеку вражаючих факторів, близькість, інтенсивність розвитку: ярів, зсувів, окремих дерев, які можуть впасти на проводи та ін, перевірити наявність і визначити технічний стан спеціальних захисних конструкцій, передбачених проектом: захист від льодоходу, шпунтових огорожень та ін. Необхідно обстежити опорні вузли на предмет виявлення щілинної корозії.

Корозія елементів опори

Зниження міцності металевих опор має оцінюватися за сумою корозії, визначається на скільки зменшилася товщина сталевих елементів, з яких виготовлена складова опори. Вимірювання корозії сталевих опор і різних компонентів ПЛ доцільно виконувати вибірково.

Найбільш доцільно для вимірювання корозійних втрат сталевих елементів використовувати ультразвукові товщинометри. Остаточна товщина елементів, які досліджуються, може бути визначена за допомогою мікрометрів або індикаторів переміщення часового типу універсального призначення. Вимірювання товщини стінки сталевого елемента повинно вироблятися на очищених з двох сторін від продуктів корозії ділянок цього елемента (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Зачищена пляма для вимірювання корозійних втрат товщини

На зачищеній ділянці повинно проводитися 8-10 вимірювань товщини стінки елемента за загальної корозії та 20-30 вимірювань за наявності виразкової корозії. При отриманні перших результатів обстежень, насамперед потрібно опрацювати величини, отримані методом вимірювань, корозійних

втратах сталевих конструкцій та з'ясувати характер корозії (загальної, виразкової або тієї чи іншої).

Результати польових вимірювань корозійних втрат повинні оперативно опрацьовуватись, щоб переконатися в отриманих результатах та придатності їх для подальшої статистичної обробки та використання при математичному моделюванні втрат міцності опор.

Фундамент опор

Найпопулярнішою конструкцією фундаментів для повітряних ліній, як анкерних, і проміжних, є грибоподібні фундаменти (рисунок 2.2). У ряді випадків на ПЛ застосовуються фундаменти з монолітного бетону або залізобетону, а також пальові фундаменти із залізобетонних паль і, нарешті, сталеві фундаменти зварної конструкції або із сталевих паль.

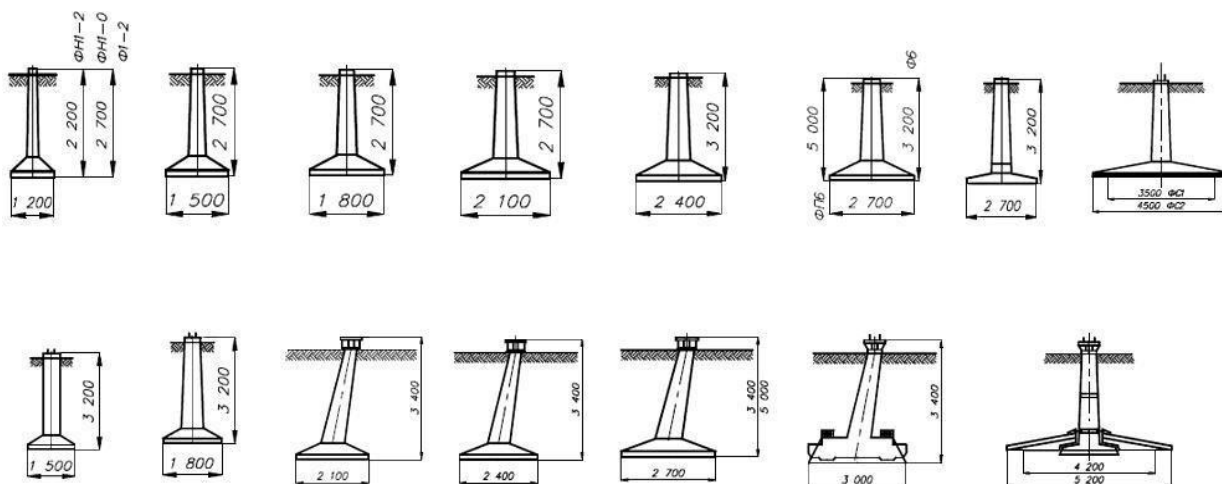


Рисунок 2.2 – Грибоподібні залізобетонні фундаменти для опор ПЛ 35-500 кВ

Корозії, ерозії та механічні пошкодження більшою мірою схильні до частини фундаменту, що виступають над поверхнею землі. Пошкодження фундаментів у вигляді тріщин пов'язане з впливом вологи та температурних змін у перехідні осінньо-зимові, зимово-весняні періоди та з випадковим механічним пошкодженням під час монтажу опор. Найчастіше дані пошкодження виявляються під час візуального обстеження ПЛ. Але повне

обстеження всіх фундаментів, що знаходяться в експлуатації, дуже складно виконати. При визначенні стану забивних паль слід виявити та зафіксувати тріщини, сколи, руйнування внаслідок ерозії, випуклість, перевірити збереження передбаченого проектом антикорозійного покриття.

У ході оглядів металевих фундаментів необхідно оцінити рівень та інтенсивність корозійного руйнування конструкції, перевірити збереження передбаченого проектом антикорозійного покриття, відсутність тріщин у зварних швах.

Через погану якість бетону (низьку щільність), відбувається зношення монолітних фундаментів (залізобетонних). Виходячи з цього, волога потрапляє крізь бетон до самої арматури. При корозії арматури утворюється ржавіння (окис заліза), об'єм який призводить до розриву бетону, через те, що об'єм ржавіння в кілька разів перевищує обсяг самої сталі (арматури).

Пошкодження залізобетонних опор з оголенням поздовжньої та поперечної арматури відбуваються, як правило, при будівництві ПЛ. Усі пошкодження фундаментів опор повинні усуватися службами експлуатації ПЛ під час капітальних ремонтів. Дефекти фундаментів, як правило, відбуваються через недотримання правил виконання робіт, різних помилок, допущених при виготовленні та встановленні конструкцій, помилок проектування, низької якості матеріалів, не відповідність марки бетону за міцністю, водонепроникністю та морозостійкістю умов експлуатації, неправильний вибір виду антикорозійного захисту.

Найпоширенішими дефектами, що впливають на працездатність та експлуатаційну придатність конструкції залізобетонних фундаментів всіх типів є:

- відхилення від проектного положення конструкцій та їх елементів;
- відсутність передбачених проектом елементів фундаментів;
- відхилення геометричних розмірів від проектних;
- тріщини, сколи, пошкодження бетону при зануренні паль;

- неточне припасування елементів у вузлах сполучення, розцентрування фундаментів з опорою;

- відсутність окремих кріпильних елементів;
- дефекти антикорозійного захисту;
- дефекти технології виготовлення підніжників.

Процеси корозійного руйнування та втрати несучої здатності фундаментів ПЛ практично неможливо спрогнозувати та змодельовати. Оцінюючи технічного стану фундаментів опор необхідно проводити повне обстеження фундаментів всіх опор уздовж траси ПЛ. Також корозійному зношуванню піддаються анкерні плити з металевими U-подібними «вушками», до яких кріпляться подовжені U-подібні болти, що встановлюються в копані котловани для кріплення відтяжок опор. Для оцінки технічного стану металевих U-подібних болтів застосовується трудомісткий метод огляду із вибіркоким відкриттям котлованів. Сьогодні не розроблено достовірних методів дистанційного контролю таких дефектів. Слід брати до уваги те, що для окремих опор можуть виникати локальні ситуації, коли підземна корозія активно прогресує під дією несприятливих факторів: середня та висока агресивність ґрунтів до сталі, наявність плавки ожеледиці та блукаючі струми. Кількість обстежених деталей анкерних плит та U-подібних болтів опор, розкритих на різних ділянках ПЛ, має бути не менше трьох на кожні 100 км ПЛ.

Тросові відтяжки металевих опор

При обстеженні технічного стану сталевих канатів відтяжок необхідно оцінювати їхню залишкову міцність та їх натяг. Оціночні дані про стан тросів відтяжок слід отримувати шляхом лабораторних випробувань зразків довжиною 0,5 м, взятих із випусків тросів із клинових затискачів. Для отримання повноцінних даних про темпи зниження механічної міцності тросів відтяжок опор необхідно провести механічні випробування на розрив зразків відтяжок, що повністю демонтовані з опори. При однорідній атмосфері вздовж

траси ПЛ достатньо провести лабораторні випробування одного троса відтяжки.

Залізобетонні опори

Вимірювання корозії металевих складових залізобетонних опор потрібно проводити за методикою, описаною вище. Висновок стану залізобетонних опор, як правило, оцінює за обраними опорами, які потрібно вибрати при візуальному огляді. Для обстеження щонайменше 3% опор досліджуваного типу, змонтованих ПЛ.

При огляді опор виявляються дефектні стійки, що мають різні тріщини, відколи бетону до самої арматури, наскрізні отвори, стійки з неприпустимим поздовжнім (поперечним) відхиленням), відсутніми або пошкодженими (деформованими) елементами конструкцій.

При огляді опор виявляються дефектні стійки, що мають різні тріщини, сколи бетону до самої арматури, наскрізні отвори.

Основний спосіб запису та документування дефектів залізобетонних опор у вигляді локальних пошкоджень, поперечних та поздовжніх тріщин бетонних стійок, це фотозйомка. Додатково до цього, поруч із стійкою необхідно встановити рейку з поділками для вимірювання. Це дозволяє визначити розмір дефектів стійок та опор комп'ютерної обробки фотографій. Разом з інвентаризацією бетонних стійок з їх характерними дефектами для перевірки механічних характеристик бетону використовувати один з відомих способів. Якщо кількість стійок з тріщинами має понад 30%, то вибір обстежуваних опор слід збільшити до 10%. Якщо ж у свою чергу, з вибраних опор (10%) кількість дефектних стійок складе більше 10%, необхідно провести 100% обстеження. При дотриманні таких правил отримані результати будуть надійними для математичного моделювання старіння опор.

2.1.2 Проводи та грозозахисні троси

Провід фаз ПЛ і грозозахисні троси піддаються механічному та корозійному зносу, статичним та динамічним навантаженням. У процесі польових обстежень повинні уточнюватися місця, де слід демонтувати з ПЛ

зразки дротів та грозозахисних тросів для проведення лабораторних випробувань. Аналіз технічного стану проводів та грозотросів, проведений за результатами прямих випробувань зразків, демонтованих з ПЛ після тривалого періоду експлуатації, дає з високою точністю об'єктивні дані, які неможливо отримати шляхом інструментальних вимірювань корозійних втрат.

Повинні проводитися два види лабораторних випробувань проводів на розтяг до розриву:

- на відносно коротких зразках дроту (троса) завдовжки близько 0,5 м;
- на довгих зразках завдовжки не менше ніж 10 м.

Зразки доцільно взяти із шлейфу анкерної опори, відновивши з'єднання напівшлейфів спіральним затискачем. Якщо в шлейфі зразок достатньої довжини взяти не вдається, для визначення залишкового перерізу проводів і тросів слід використовувати неруйнівні методи. При випробуваннях коротких зразків (довжиною близько 0,5 м) дроти (троса) повинні розбиратися на окремі дроти по повивах і кожен дріт повинен випробовуватися на розтяг до розриву. Якщо траса ПЛ проходить у районах з локальними промисловими чи природними забрудненнями атмосфери (солончаки), то зразки дроту та грозозахисного тросу мають бути отримані з кожної з локальних ділянок ПЛ. За результатами обстеження повинні бути отримані точні дані щодо процесів втрати механічної міцності проводів (тросів).

Стан сполучних та шлейфових затискачів контролюється за допомогою тепловізійної техніки. ПЛ має бути навантажена до 50% номінального струму для дроту даного перерізу.

2.1.3 Ізолятори

Оцінка технічного стану гірлянд ізоляторів на обстежуваній лінії повинна здійснюватися на підставі відомостей про щорічний потік відмов підвісних ізоляторів як у підтримуючих, так і в натяжних гірляндах ізоляторів. Такі дані мають утримуватися в експлуатаційній документації. За відсутності такої інформації необхідно провести повне обстеження стану ізоляції ПЛ на даний момент. Систематичний аналіз даних про відмови підвісних ізоляторів

на ПЛ дозволяє отримати достовірну інформацію про темпи та закономірності зниження міцності та відмови підвісних ізоляторів у період експлуатації ПЛ. Надійність підвісних ізоляторів знижується зі збільшенням на них середньоексплуатаційних тривалих навантажень.

Надійність роботи підвісних лінійних ізоляторів слід оцінювати на основі «кривої життя», що характеризується кривою з двома зламами. За зламами на кривій життя визначаються характерні періоди життєвого циклу ізолятора. Для ізоляторів крива життя характеризується трьома періодами (рис. 2.3):

- період приєднання - рівні відмов ізоляторів у часі знижуються;
- період нормальної роботи - рівні відмов ізоляторів залишаються постійними в часі;
- період зношення - рівні відмов ізоляторів зростають у часі.

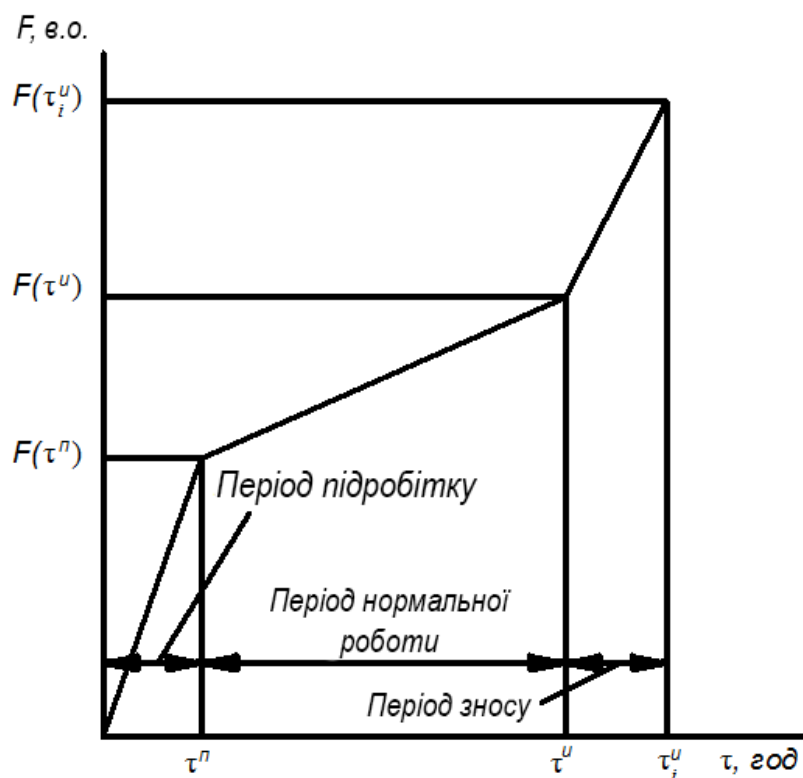


Рисунок 2.3 – Імовірність відмов ізоляторів від терміну експлуатації (крива життя)

Поряд із процесами старіння підвісних ізоляторів, що характеризуються зниженням механічної міцності та підвищеним виходом з ладу за діелектричними показниками, відомі випадки руйнування стрижнів ізоляторів. Для руйнування стрижня ізоляторів у гірляндах характерно початок руйнування поперечного перерізу стрижня та утворення мікротріщини в місці концентрації напруги в перехідному перерізі від стрижня до товкач ізолятора.

При тривалому впливі знакозмінних навантажень (рисунки 2.4 та 2.5) процес руйнування поширюється від краю перерізу (верхня частина) до центру. Такі навантаження у стрижні виникають при коливаннях гірлянди ізоляторів. Верхня частина перерізу руйнується протягом тривалого часу, про що свідчить іржа, що утворюється. Нижня частина перерізу стрижня, зруйнованого під дією навантажень, що розтягують, є залишковим перерізом стрижня. Цей перетин зазвичай має вигляд свіжого зламу і не має слідів наклепу.

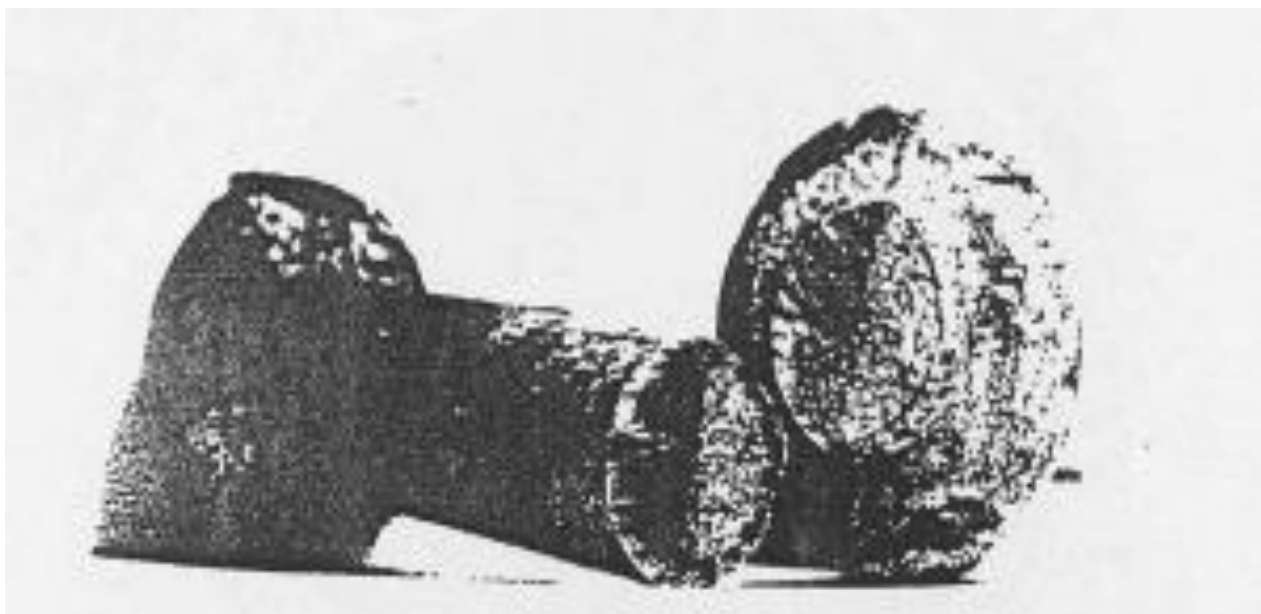


Рисунок 2.4 – Стрижень ізолятора ПСб-А, зруйнований за впливу коливань

Для отримання необхідної інформації про можливе зниження міцності гірлянд ізоляторів, які тривалий час експлуатувалися на ПЛ, необхідно проведення лабораторних випробувань ізоляторів (з натяжних та підвісних

гірлянд ізоляторів). Обстеження гірлянд ізоляторів проводяться з виділенням груп ізоляторів – фарфорових, скляних та полімерних.

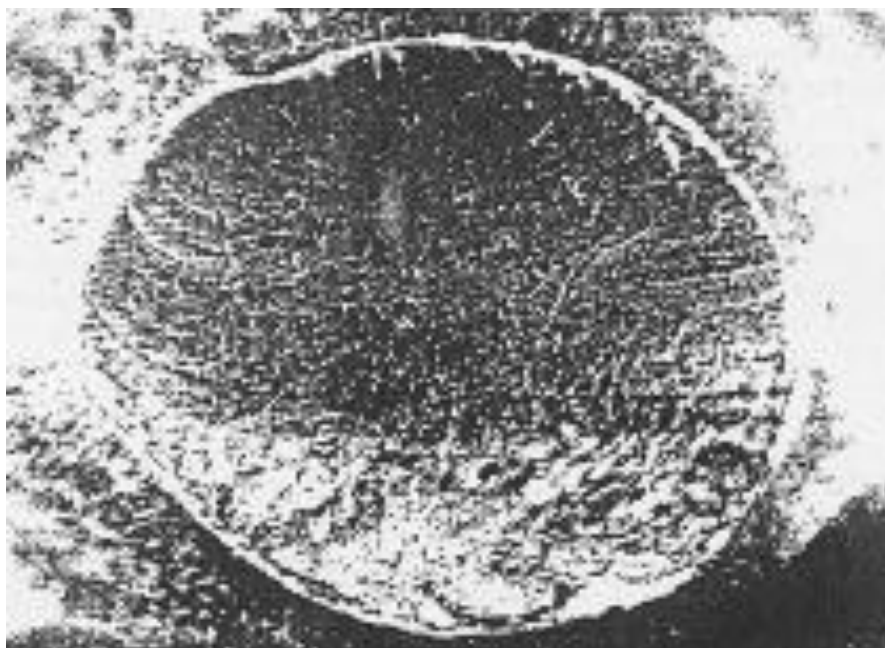


Рисунок 2.5 – Характерна картина втомного зламу стрижня ізолятора

Порцелянові ізолятори

Обстеження підвісних фарфорових ізоляторів повинно включати:

- вимірювання величини падіння напруги на ізоляторах в гірлянді за допомогою діелектричної штанги - виявлення "нульових" ізоляторів. Виявлення "нульових" ізоляторів у гірляндах необхідно виконати не менше ніж 10% гірлянд ізоляторів, встановлених на ПЛ;

- лабораторні випробування на залишкову механічну та електричну міцність демонтованих з ПЛ гірлянд ізоляторів. Величина вибірки демонтованих гірлянд ізоляторів має становити:

- одна підтримуюча гірлянда на 10 км ПЛ;
- одна натяжна гірлянда на 20 км ПЛ;
- огляд на наявність замків.

Скляні ізолятори

Обстеження скляних підвісних ізоляторів має включати:

- огляд усіх гірлянд ізоляторів на ПЛ;

- реєстрацію числа тарілчастих ізоляторів, що обсипалися, в натяжних і підтримуючих гірляндах.

При тотальному обстеженні опор ПЛ з проведенням фотореєстрації може бути виконаний підрахунок кількості скляних тарілчастих ізоляторів гірлянди, що обсипалися.

Полімерні ізолятори

Технічний стан полімерних ізоляторів може бути оцінений при їхньому дистанційному обстеженні на діючій лінії за допомогою тепловізорів, електронно-оптичних приладів, а також шляхом фотореєстрації. Полімерні ізолятори повинні бути оглянуті на наявність слідів дуги (на кремнійорганічних спідницях та захисних екранах), для оцінки стану поверхні ізолятора (забруднення) та антикорозійного покриття металевих частин. Надійні дані про технічний стан полімерних ізоляторів можуть бути отримані шляхом проведення лабораторних вантажно-розвантажувальних випробувань ізоляторів, демонтованих з ПЛ.

2.1.4 Лінійна арматура

Як правило, пошкодження зчіпної арматури пов'язані з вібрацією та танцем. Пошкодження лінійної арматури в процесі експлуатації ПЛ можуть мати накопичувальний характер і виявлятися після досить тривалої експлуатації ПЛ. У деяких випадках процеси зношування елементів лінійної арматури можуть протікати інтенсивно і стають постійним джерелом відмов ПЛ. Обстеження лінійної арматури слід проводити в лабораторних умовах на демонтованих з ПЛ у повному комплекті підтримуючих та натяжних гірляндах ізоляторів, вибірка яких повинна включати:

- одну підтримуючу гірлянду з арматурою на 10 км ПЛ;
- одну натяжну гірлянду з арматурою на 20 км ПЛ.

Оцінюючи стану лінійної арматури слід переконатися у відсутності тріщин, стирань, раковин, пошкодження антикорозійного покриття.

2.2 Застосування безпілотних літальних апаратів для обстеження повітряних ліній електропередачі

Для своєчасного усунення несправностей та вживання превентивних заходів, на ПЛ виконуються щорічні огляди ПЛ, діагностика елементів, моніторинг у пожежонебезпечний, грозовий та в період льодоутворення.

При відключенні ПЛ, як з успішним АПВ, так і з неуспішним, виконуються огляди ПЛ, у яких визначається місце та обсяги пошкоджень. Одним із вирішальних факторів огляду є час виявлення. Заміна частини позачергових оглядів, у тому числі після аварійних відключень ПЛ, на огляд із застосуванням безпілотних літальних апаратів (БПЛА) дозволять скоротити час виявлення причин відключення ПЛ за допомогою визначення та оцінки сукупності даних, отриманих від фото-, відео-, тепловізійної техніки, встановленою на БПЛА, у зв'язку з чим моніторинг повітряних ліній засобами БПЛА є актуальним завданням.

Завдання, що виконуються з моніторингу ПЛ є:

а) проведення щорічних періодичних оглядів стану трас ПЛ з метою виявлення наступних видів порушень:

- наявність в охоронній зоні ПЛ складованих матеріалів;
- пожежі;
- наявність на просіки дерев, що створюють небезпеку падіння або розростання на ПЛ;
- маленька ширина просіки по ПЛ;
- наявність під лінією рослинності вище 4 м;
- наявність чагарників або дерев на землі, призначеній для опори;
- виконання неузгоджених робіт в охоронній зоні ПЛ;
- неузгоджене будівництво та облаштування різних об'єктів;
- несправний стан або зовсім, відсутність захисту основи опори від різних факторів (розмивання, льодоходу, пісковидування);
- несправні дороги, містки тощо;

- відсутність, несправність загороджувальних вогнів у місцях перетину з автомобільними дорогами;
- відсутність або несправність відбійних тумб;
- відсутність сходів для підйому фундамент перехідних опор ПЛ, через водні перепони;
- відсутність деталей на металевих опорах;
- підтоплення в охоронній зоні ПЛ;
- наявність на опорах сторонніх предметів (пташиних гнізд);
- наявність обривів, накидів фазних проводів або грозозахисного троса;
- наявність оплавлення або спучування верхнього повива, перегорілих дротів, перекриття - зміна стріл провисання, відстані між фазами до неприпустимих значень;
- повне руйнування ізолятора;
- корозія проводів та тросів;
- скол частини тарілок ізолятора;
- пошкодження проводів та тросів у затискачів та іншої арматури;
- сліди перекриття гірлянд та окремих ізоляторів;
- відсутність гасників вібрації або їх зміщення від місця встановлення;
- не правильне встановлення затискачів або з'єднань, сліди перегрівання контактів затискача;
- наближення петлі до елементів опор, значна вигнутість петлі;
- відсутність скоб, що прикріплюють заземлювальні спуски до опори;
- неправильне встановлення розрядника або усунення розрядника від проектного положення;
- інші дефекти трубчастих розрядників, що викликають підвищений нагрів.

б) виконання позачергових оглядів при відключеннях ПЛ (у тому числі з успішним АПВ) для оперативного визначення місць та обсягів пошкоджень, крім планового щорічного огляду, організовується додатковий моніторинг у пожежонебезпечний період, грозовий період та у період льодоутворення.

Враховуючи високу довжину трас ПЛ, що проходять у важкодоступних місцях, застосування комплексів БПЛА є цілком ефективним.

Аналіз світових трендів свідчить про те, що сфера застосування БПЛА для виконання функцій повітряного моніторингу в різних галузях господарства постійно розширюється. У тому числі, на ринку починають формуватися пропозиції щодо обстеження лінійної частини повітряних ЛЕП за допомогою Комплексів БПЛА різних типів. Для обстеження повітряних ЛЕП застосовуються БПЛА літакового типу та мультироторні БПЛА вертолітного типу (коптери). БПЛА літакового типу працюють у діапазоні швидкостей від 60 до 120 км/год і можуть оснащуватися електричними двигунами (ЕД), а також двигунами внутрішнього згоряння (ДВЗ).

ЕД забезпечують більш високу стійкість до відмови, ніж ДВС, але при цьому, БПЛА з ЕД мають меншу тривалість польоту:

- БПЛА літакового типу з ЕД, працює 2 - 6 год,
- БПЛА літакового типу з ДВЗ, працює 6 - 12 год.

Але висока тривалість польоту БПЛА з ДВЗ не може бути ефективно використана, оскільки існують проблеми з дальністю радіозв'язку з бортом БПЛА (80 - 90 км в умовах прямої радіовидимості). Безпечна висота польоту БПЛА літака складає 250 м над рівнем поверхні.

БПЛА вертолітного типу (коптери) можуть працювати в режимі зависання та наближатися до об'єкта обстеження ближче, ніж літаки (деякі види зйомки в ручному режимі управління можуть бути виконані з відстані 5 м). Головний недолік коптера - це невисока тривалість польоту, що становить трохи більше 1 години. Горизонтальне переміщення коптера на швидкостях понад 15 км/год призводить до додаткових витрат енергії та суттєво зменшує тривалість польоту. Таким чином, радіус застосування коптерів знаходиться в межах 15 км. Ефективне застосування можливе в радіусі не більше 1 км, оскільки необхідно мати достатній запас часу для виконання зйомки віддаленого об'єкта.

Основною передумовою для застосування БПЛА будь-яких типів як засіб повітряного моніторингу ЛЕП є можливість інтегрувати з БПЛА різні види апаратури корисного навантаження (ПН), до яких відносяться:

- гіростабілізовані відеокамери з можливістю передачі зображення в режимі онлайн (дозволяють отримувати інформацію з високою оперативністю, але мають недостатню роздільну здатність, для дешифрування більшості порушень, мають обмежений радіус застосування (30 км в умовах прямої радіовидимості);

- фотоапарати для виконання аерофотозйомки (мають роздільну здатність, як мінімум на порядок вище, ніж у відеокамер, можуть бути використані для дешифрування більшості порушень елементів повітряних ЛЕП (крім дефектів, які в принципі не можуть бути виявлені у видимій частині спектрального діапазону), інформація записується на борту та може бути переглянута тільки після посадки БПЛА);

- тепловізори (дозволяють отримувати дані про температуру обстежуваних об'єктів та можуть бути використані для виявлення місць підвищеного нагріву, що свідчить про несправність обладнання). Всі застосовувані на БПЛА тепловізори мають хороші показники чутливості, але, при цьому, мають невисокий дозвіл матриці, що унеможлиблює їх застосування для дешифрування більшості порушень при використанні на БПЛА літакового типу;

- ультрафіолетові камери (дозволяють отримувати дані про наявність поверхневої розрядної активності або коронних розрядів, що свідчать про порушення цілісності або забруднення ізоляторів, пошкодження грозозахисного троса тощо). На сьогоднішній день, немає ультрафіолетових камер для установки на БПЛА літакового типу. Обстеження УФ камерами за допомогою коптерів можуть бути ефективними в окремих випадках.

Електричні рухові установки (ЕД) менш вибагливі, не вимагають спеціального обслуговування та набагато надійніші, ніж установки з двигунами внутрішнього згоряння (ДВЗ). Головною перевагою БПЛА обладнаного ДВЗ є

висока тривалість польоту і більша вага корисного навантаження, що перевозиться. Але слід враховувати, що збільшення тривалості польоту під час використання стандартних каналів зв'язку з БПЛА не дасть позитивного ефекту. Максимальне видалення буде обмежено максимальною дальністю прямого радіозв'язку з бортом БПЛА. Дальність прямого радіозв'язку залежить від особливостей рельєфу місцевості і вбирається у 80-90 км. Це означає, що з однієї точки старту можна обстежити не більше 180 км (по 90 км в кожную сторону від точки старту). БПЛА з ЕД, налаштований під політ з крейсерською швидкістю 100 км/год, зможе виконати такий обліт менш ніж за 4 години. Ефективне використання можливостей БПЛА з ДВЗ можливе при використанні GSM модемів у зонах робіт з покриттям стільниковим зв'язком або з використанням супутникових ліній зв'язку для передачі команд та телеметрії (дороге рішення).

Висновок до розділу 2

Потреба у збільшенні енергії змушує енергосистеми використовувати ПЛ на межі їхніх фізичних можливостей, а інтереси безпеки та ефективності мають величезне значення для операторів, яким важливо знати, які процеси відбуваються вздовж повітряної траси (локальне нагрівання, критичне розгойдування проводів, критичне провисання, зледеніння). Системи моніторингу повітряних ЛЕП забезпечують додаткові функції, дозволяючи підвищити ефективність передачі електроенергії та зменшити втрати. Моніторинг не тільки забезпечує підвищення надійності транспорту електроенергії, а й сприяє зменшенню витрат на обслуговування ліній електропередачі за рахунок оперативніших і точніших даних при локалізації аварійних сегментів, а також прогнозування проблемних ситуацій на трасі. Використання перспективних систем моніторингу повітряних електромереж останнім часом стало особливо актуальним в Україні, оскільки, по-перше, суттєво зросла вартість збитків при великих аваріях, а по-друге — у зв'язку із зменшенням надійності енергосистем унаслідок сильного зносу як використовуюваного обладнання, так і провідних ліній.

3 ОЖЕЛЕДИЦЯ НА ПРОВОДАХ ЛЕП

3.1 Вплив ожеледиці на надійність ЛЕП

Використовуване сьогодні в Україні устаткування, досить сильно застаріло, як фізично, і морально. Воно є майже таким самим, як і в зарубіжних країнах, лише з відставанням на 20-30 років.

Найменш надійними елементами енергетичної системи є повітряні лінії електропередачі, які забезпечують доставку електричної енергії безпосередньо до споживача, і мають дуже велику довжину. Щорічна кількість пошкоджень у середніх мережах обчислюється сотнями, в живлячих від неї абонентських мережах – тисячами. Обриви проводів та короткі замикання є основною частиною пошкоджень ПЛ. Пошкодження можуть бути найрізноманітніші, одні зумовлені причинами штучного характеру, інші, природного характеру. Це може бути фактор людини, вплив атмосферних явищ та природні катаклізми. При цьому, визначення місць пошкодження (ВМП) і відновлення ділянок після пошкоджень ЛЕП є найтривалішими і складними технологічними операціями.

В даний час в електромережах використовується велика кількість ПЛ напругою 110 кВ, в яких уже минув нормативний термін, і їм терміново необхідна модернізація або заміна. Зношування обладнання, атмосферні впливи та інші причини провокують аварійні відключення ПЛ.

Останнім часом через глобальне потепління на Землі погодні умови нестабільні, у тому числі по всій території нашої країни. Різкі зміни температури в різну пору року не позначаються на стані повітряної лінії.

Ожеледні відкладення, що з'явилися на проводах, надають істотне механічне навантаження на опори та проводи, це створює ймовірність завалу лінії та небезпеки для людей. Тому при проектуванні електромереж дуже важливо враховувати вплив ожеледних відкладень на міцність елементів електричної мережі.

Аварії через ожеледицю дуже важкі і важко усуваються. Ліквідація таких аварій утруднена через промерзлий ґрунт, зимове бездоріжжя, і територіальну розкиданість по всій лінії. Як правило, аварії через ожеледицю відбуваються масово і завдають дуже великої шкоди. На території України такі аварії займають приблизно 25% всіх пошкоджень на ПЛ, які тривалість – приблизно 40% від часу відключень через аварію.

При ожеледиці нижчу за норму, в результаті вітру виникає «пляска» проводів (коливання) при відкладенні ожеледиці з одного боку або вібрації за рахунок циліндричної форми ожеледиці.

Ожеледоутворення на проводах, у тому числі, які перевищують норму, зазвичай утворюються відразу у кількох енергосистемах. Аварійні випадки (обриви проводів у великій кількості (рисунок 3.1)), що трапилися через це, руйнування ізоляції, арматури, поломки опор ПЛ (рисунок 3.2), практично повністю паралізують систему енергопостачання в декількох областях.



Рисунок 3.1 - Обрив проводів ЛЕП

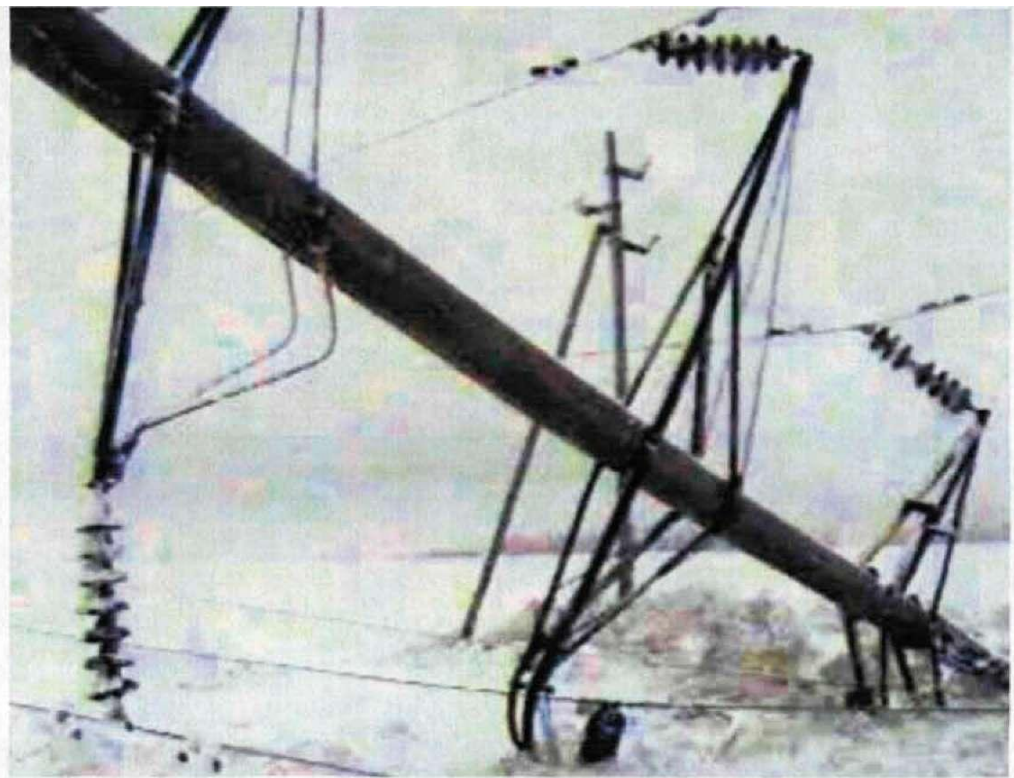


Рисунок 3.2 – Поломка опори ЛЕП

Кількісні аварії продемонстрували, що оптимально спроектувати ПЛ без застосування різних способів та пристроїв, яке обмежувало б атмосферний вплив на неї, не є можливим. При виникненні великої маси ожеледиці необхідно застосовувати:

- комплексні пристрої, для уповільнення швидкості ожеледиці;
- плавлення ожеледиці.

У боротьбі з ожеледицею є два основних напрямки, один пов'язаний зі збільшенням механічної міцності ПЛ. Але з урахуванням невеликого часу існування великих ожеледних навантажень (0,04-0,5% від цілого терміну експлуатації ПЛ) більш вигідним (з економічного боку) вважається другий напрямок, це плавлення ожеледиці підвищеним електричним струмом. Ефективність плавлення полягає в тому, щоб своєчасно розпочати плавлення. Якщо ж занадто пізно розпочати застосування плавлення ожеледиці, це може не дати очікуваних результатів та сприяти розвитку аварії.

Крім того, високочастотні сигнали, що передаються по ВЛЕП загасають через утворення ожеледиці. А згасає через те, що у шарі крижаного покриття створюються діелектричні втрати. І тому, електромагнітна хвиля поширюється в недосконалому діелектрику і на нагрівання ожеледиці йде частина енергії.

Крім того, ожеледиця сповільнює швидкість поширення високочастотних сигналів через те, що лід, що наріс навколо дроту, є діелектриком. За рахунок цього проявляється запізнення імпульсних сигналів, що проходять по проводах ПЛ, і чим більше утворилося ожеледиці, тим більше запізнення.

Високочастотний зв'язок по ЛЕП став поширеним за рахунок того, що ПЛ охоплюють великі території та напрямком ПЛ збігається з напрямком каналів зв'язку, і немає необхідності будувати лінію провідного зв'язку. Ще слід додати, що ЛЕП набагато надійніша за повітряні лінії зв'язку.

Ще один плюс проходження високочастотного зв'язку по ПЛЕП те, що на ЛЕП ожеледиця утворює набагато меншою мірою, ніж на лінії зв'язку. Зумовлено це тим, що по лінії електропередачі протікають струми промислової частоти, що створює нагрівання дроту. Нагрів дроту у свою чергу досить сильно ускладнює утворення ожеледиці, наприклад, якщо температура дроту підвищиться хоча б на 1-2 °С, то ожеледиця вже не утворюватиметься на проводах. Виходячи з цього, повітряні лінії, що знаходяться під великим навантаженням найменше схильні до ожеледиці, ніж чим слабконавантажені і тим більше лінії, що знаходяться взагалі без навантаження (вимкнені).

3.2 Фактори виникнення ожеледиці на ЛЕП

Температура повітря впливає не тільки на вигляд ожеледиці, але й впливає на тривалість зледеніння, що є дуже значущим. Якщо в процесі зледеніння температура навколишнього повітря знизиться, то це сприятиме довготривалому збереженню льоду, внаслідок цього, присутність вітру може викликати вібрацію та танець дроту, трапляються випадки обриву дротів.

Температура повітря дуже впливає на щільність відкладень. Час замерзання крапель води, що утворюють ожеледицю на проводах,

визначаються температурою поверхні дроту, а також температурою повітря. Виходячи з цього можна сказати, що перелічені вище фактори впливають на структуру і щільність ожеледиць. Вітер займає важливе місце у формуванні структури відкладення. За рахунок вітру, за певних умов можуть утворюватися великі краплі, що складаються з безлічі маленьких крапель, допомагаючи краплям розтікати по проводах.

Утворення ожеледиці приблизно (приблизно 30%) починається за швидкості вітру від 2 до 4 м/с. При швидкості вітру від 1 до 8 м/с найчастіше утворюється зерниста паморозь. При затишнях найчастіше утворюється кристалічна паморозь і мокрий сніг, а складні відкладення, такі як лід, найчастіше утворюються при швидкості вітру від 2 до 4 м/с. На самому початку ожеледиці найбільша швидкість вітру може досягати 15 м/с. Дуже великий вплив на ожеледице-морозові відкладення надає місце знаходження ЛЕП по відношенню до ожеледиці. Відповідно до погодних умов відбувається розподіл на 7 районів, що можна побачити в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Максимальні значення швидкісних напорів W (Па) та швидкості самого вітру V (м/с), напругою 110 кВ на висоті 15м.

Район за вітром	W (Па)/ V (м/с)
I	400/(25)
II	400/(25)
III	500/(29)
IV	650/(32)
V	800/(36)
VI	1000/(40)
VII	1250/(45)

Узагальнені характеристики метеорологічних умов ожеледиці ілюструються в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Метрологічні умови ожеледиці

Вид зледеніння	Температура повітря, °С	Швидкість вітра V, м/с		Атмосферні явища
		середня	максимальна	
Ожеледиця	0...-4	0-15	40	Мряка, дощ, туман
Зернисте намороження	-3...-20	1-15	40	Туман, мряка
Кристалічна паморозь	-5...-30	0-3	5-7	Димка, туман
Мокрий сніг	+1...-2	0-10	20-30	Налипаючий мокрий сніг
Суміші	0...-20	1-15	30-40	Мряка, дощ, крупа, мокрий сніг, туман

З таблиці 3.2 видно, що для мокрого снігу і ожеледиці температурний діапазон дуже малий, але потрібно пам'ятати, що відкладення можуть ще тривалий час зберігатися при температурах менш низьких. Мінімум розрахункової температури, що створює небезпеку для ПЛ ожеледиці при використанні на них пристроїв для плавки ожеледиці, можна приймати $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Висота підвіски проводів має велике значення на масу та характер ожеледиці. Дані дослідів демонструють, що зі збільшенням висоти підвісу проводів ПЛ від 2 до 20 м, майже втричі збільшуються маса відкладень ожеледиці на дроті. Наприклад у таблиці 3.3 наведено дані. Тут k_h – це коефіцієнт залежності маси відкладень від висоти підвісу дроту з огляду на те, що базова висота 10 метрів.

Таблиця 3.3 - Залежність маси відкладень від висоти дроту h

Висота h , м	2	4	8	10	12	16	23
k_h	0,6	0,75	0,8-0,9	1,0	1,05-1,25	1,25-1,5	1,6-2,0

Закручування дротів

Наступний фактор, що визначає характер відкладень, зумовлений їх жорсткістю. Під час опадів з одного боку, осад на жорстких стрижнях обвалюється через велику власну масу та вплив вітру, не доходячи до граничних значень. А на одиночному дроті через закручування з'являється стійка муфта, яка з часом лише збільшується. У результаті закручування проводів відбувається як збереження стійкої муфти, і навіть досить сильно збільшується стадія збереження опадів. При протяжності процесу є можливість відкладення льоду на попередній шар.

На проводах, що закручуються, відкладення ожеледиці можуть накопичуватися дуже великий час (від пари днів до місяця) і досягати дуже великої маси 10-20 кг/м. На твердих стрижнях утворюється безліч відкладень із льоду, найчастіше вони становлять 0,5 кг/м. Можна сказати, що закручування дротів досить сильно впливає на масу та форму дротів.

Діаметр дроту

Також на утворення ожеледиці впливає і діаметр дроту. Чим більший діаметр дроту, залежно від вітрової швидкості, маса відкладень спочатку зростає (максимум при 3-8см), а потім зменшується. Чим більша швидкість вітру, тим сильніше зростає ожеледиця. Усереднені коефіцієнти видно у таблиці 3.4, у ній показано залежність діаметра дроту від маси осаду.

Таблиця 3.4 – Коефіцієнт залежності k_d від d_{np} , за різних V .

d_{np} , см		0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0
k_d	$V < 10$ м/с	1,0	1,4	1,9	2,0	2,0	1,9
	$V > 10$ м/с	1,0	1,7	2,3	2,8	3,2	4,0

k_d – маса ожеледитного осаду;

d_{np} - діаметр дроту;

V – швидкість вітру.

При збільшенні діаметра дроту зростає щільність опадів – приблизно 60% при зміні проводів $d=0,5$ до $d=4$ см. Дія електричного поля, яке виникає навколо дроту ЛЕП, зводиться до того, що краплі дощу потрапляю в дію цього поля, одержують заряд, через що притягуються до зарядженої поверхні.

Протікання навантажувального струму по ЛЕП через свої властивості викликає виділення тепла. Утворення ожеледиці за температури проводу понад $+1^{\circ}\text{C}$ не здійснюється.

При появі ожеледі на муфті, від неї позбавляються шляхом нагрівання дроту підвищеним струмом.

Зернисте наморозження складається зі снігоподібного пухкого льоду, який утворився з крапель туману – при температурі від -3 до -8°C ; щільність паморозі за обсягом $0,15-0,23$ г/см³, для рівнинної частини України – $0,13$ г/см³, для піднесеної – $0,2-0,3$ г/см³. Зернисте намисто представлено на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Зернисте намисто на ЛЕП

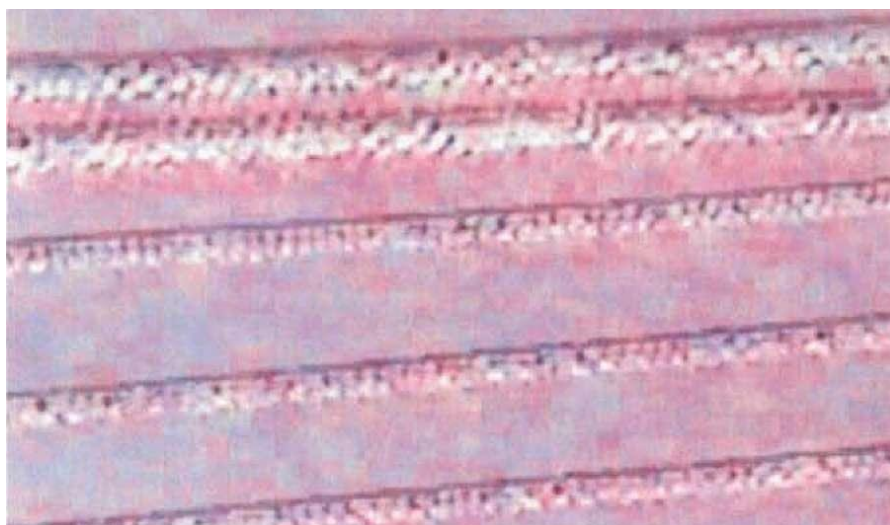
Ожеледиця зображена на рисунках 3.6 - 3.9 це та, що виникла унаслідок намерзання крапель, мряки і туману при t рівної від 0 до -6 °С, щільний шар льоду. Щільність ожеледиці – 0,5-0,8 г/см³.

У штильову погоду по всій довжині дроту з'являється прозорий лід, показаний на рисунку 3.6.



Рисунку 3.6 – Ожеледиця у вигляді прозорого льоду

А за вітряної погоди поверхня ожеледь відкладень стають горбистими, що продемонстровано на рисунку 3.7.



Рисунку 3.7 - Ожеледиця з горбистою поверхнею

Під час дощу краплі охолоджуються і це сприяє утворенню на проводах натікання льоду у вигляді бурульок, це видно на рисунках 3.8 - 3.9.

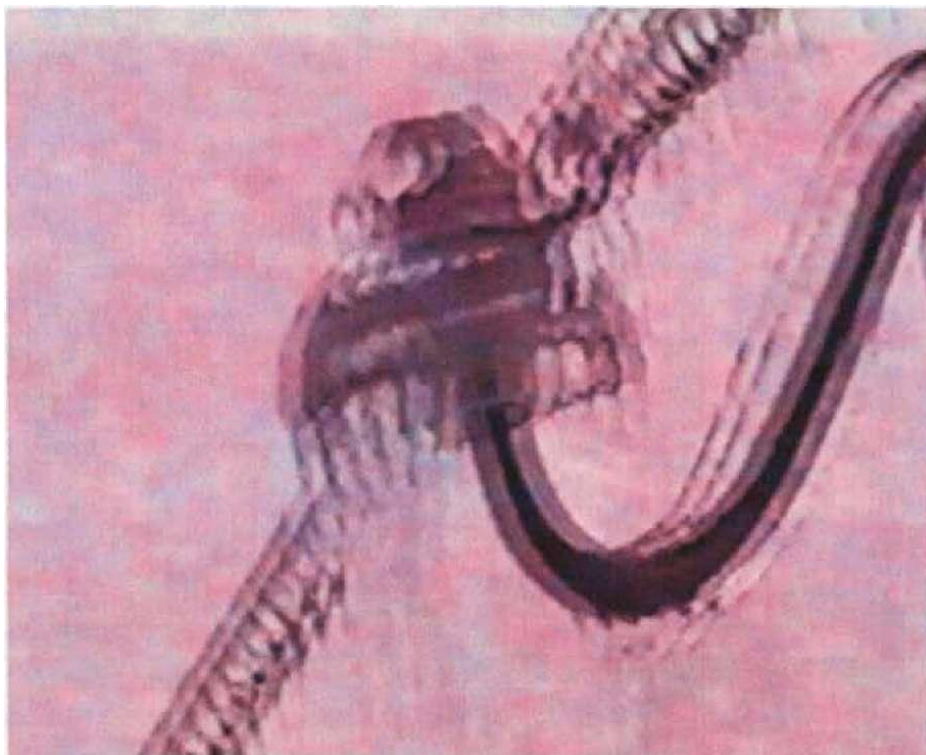


Рисунок 3.8 - Утворення натікання льоду на опорах ЛЕП



Рисунок 3.9 - Зігнута опора під навантаженням ожеледиці

На рисунку 3.9 видно, що під тяжкістю ожеледиць, опори ЛЕП можуть згинатися (кінцева конструкція опори зігнулася).

Змішані відкладення складаються із спорожнення та нашарування льоду, щільність для таких відкладень становить:

- для рівнинних районів $0,15-0,25 \text{ г/см}^3$;
- для гірських та передгірських районів $0,3-0,4 \text{ г/см}^3$.

Такі відкладення утворюються за нормальної температури від 0 до мінус $10 \text{ }^\circ\text{C}$.

На рисунку видно приклад такого складного утворення.

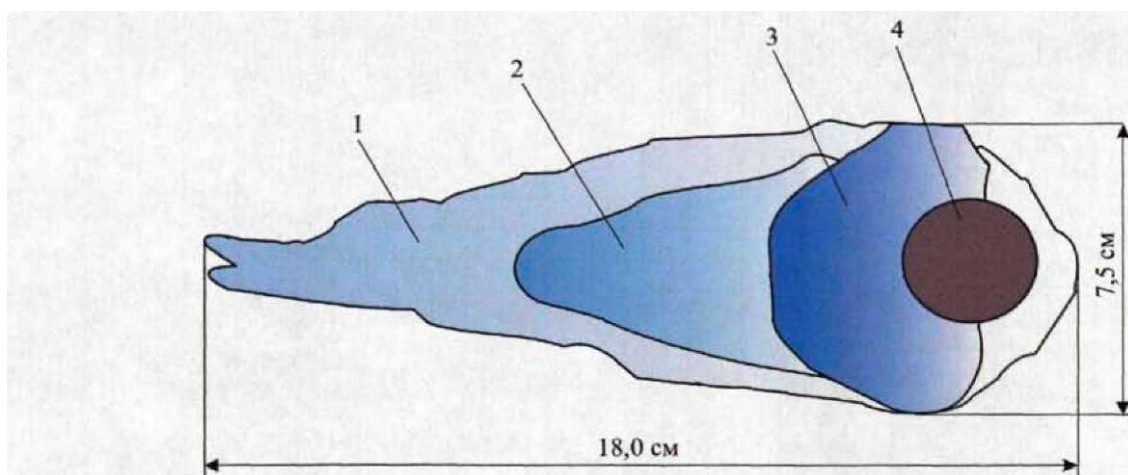


Рисунок 3.10 – Складна ожеледиця: 1 - зерниста паморозь ($0,1-0,2 \text{ г/см}^3$); 2 - пластинчаста зерниста намісто ($0,3-0,4 \text{ г/см}^3$); 3 - гребенеподібна ожеледиця ($0,8-0,92 \text{ г/см}^3$); 4 – провід

Наростання ожеледиці спочатку відбувається з боку вітру. При дуже жорсткому дроті (досягається через спеціальні компенсатори) відкладення виходять витягнутої форми в бік аеродинамічного потоку. При плюсовій температурі дроти відкладення обсипаються, зі збільшенням наростання льоду чи перестають збільшуватися з допомогою відмінної обтічності.

При невеликій жорсткості дроту, він починає закручуватися (за рахунок вітру та маси ожеледиці), тим самим підставляю чисту поверхню для утворення ожеледиці. Накопичена вага змінює центр тяжкості ожеледиці, і це

провокує провід до закручування. Так триває поки що лід на дроті не досягне циліндричної форми – так званої муфти, яка досягає маси в 1,5-2 рази вище за масу одностороннього утворення.

Як було зазначено вище, дроти ліній електропередачі, які перебувають під достатнім навантаженням, можуть нагріватися і виділяти тепло. Перегрівання дроту всього на 1-2 °С вистачає для того, щоб ожеледі відкладення не утворювалися. Цю ситуацію видно на рисунку 3.11. Проводи ліній електропередачі на напругу 500 кВ не покриті ожеледицею, а дроти на яких навантаження на багато нижче, лінії електропередачі на 0,4 кВ (що знаходяться упоперек рисунку) були покриті памороззю.

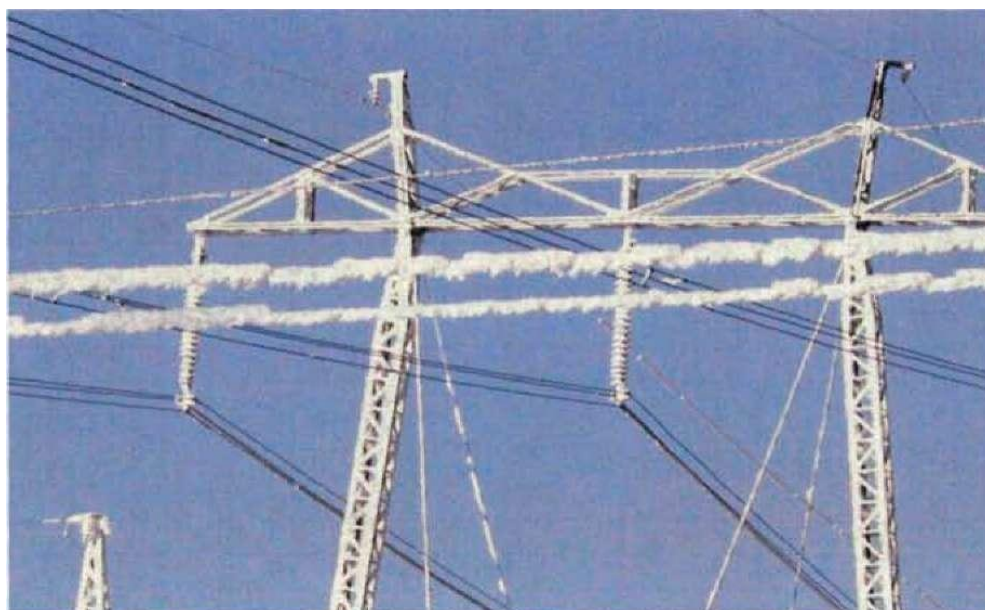


Рисунок 3.11 – ЛЕП на 500 кВ та 0,4 кВ (зображено поперек малюнка)

Під надійністю ПЛ мають на увазі можливість появи на проводах ЛЕП ожеледиці. Кожна область країни має свої допустимі норми відкладень. Усього існує чотири ожеледиці району, кожен з них відрізняється географічним знаходженням та метео-умовами. У першому районі утворюється найсильніша ожеледиця, а в четвертому – найслабша. Навіть у межах невеликої території інтенсивність ожеледиці може досить сильно відрізнятись. Вона дуже зростає у

високих місцях (над рівнем моря). Ще є особливі ожеледиці, а яких ожеледиця утворюється дуже інтенсивно, наприклад, в окремих районах Карпат.

Нормативна товщина стінки ожеледиці b , приведена до висоти 10 м від землі і до діаметру дроту 1,0 см, при повторюваності 1 раз на 5 і 10 років визначається за таблицею 3.12 відповідно до районування території України по ожеледиці.

Таблиця 3.12 – Нормативна товщина стінки ожеледиці

Район з ожеледиці	Нормативна товщина стінки ожеледиці b , см
I	1,0
II	1,5
III	2,0
IV	2,5
V	3,0
VI	3,5
VII	4,0
Особливий	Вище 4,0

Рисунок 3.13 показує ймовірність виникнення зледеніння та відкладення ізоляції залежно від їх товщини стінки b для ПЛ, розташованих у II та III районах по ожеледиці. Щоб побудувати графік, були використані спостереження метеостанцій за багато років, які розташовувалися вздовж траси. Дані були отримані за допомогою ожеледного станка, який включав в себе, провід $d=0,5$ см, підвішений на висоті 2м.

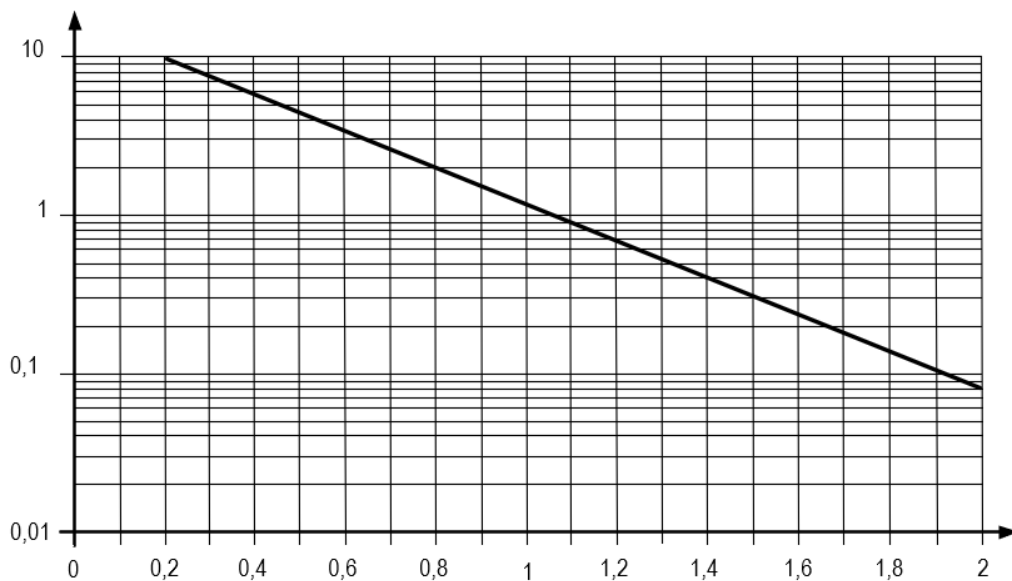


Рисунок 3.13 - Розподіл ймовірностей появи ожеледиці

Ожеледне відкладення – це діелектрик, він є сумішшю льоду та повітря. Розрахункові криві та результати вимірювань діелектричних параметрів ϵ і $\text{tg } \beta$ льоду при температурі $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ залежно від частоти сигналу, що передається f наведені на рисунку 3.14.

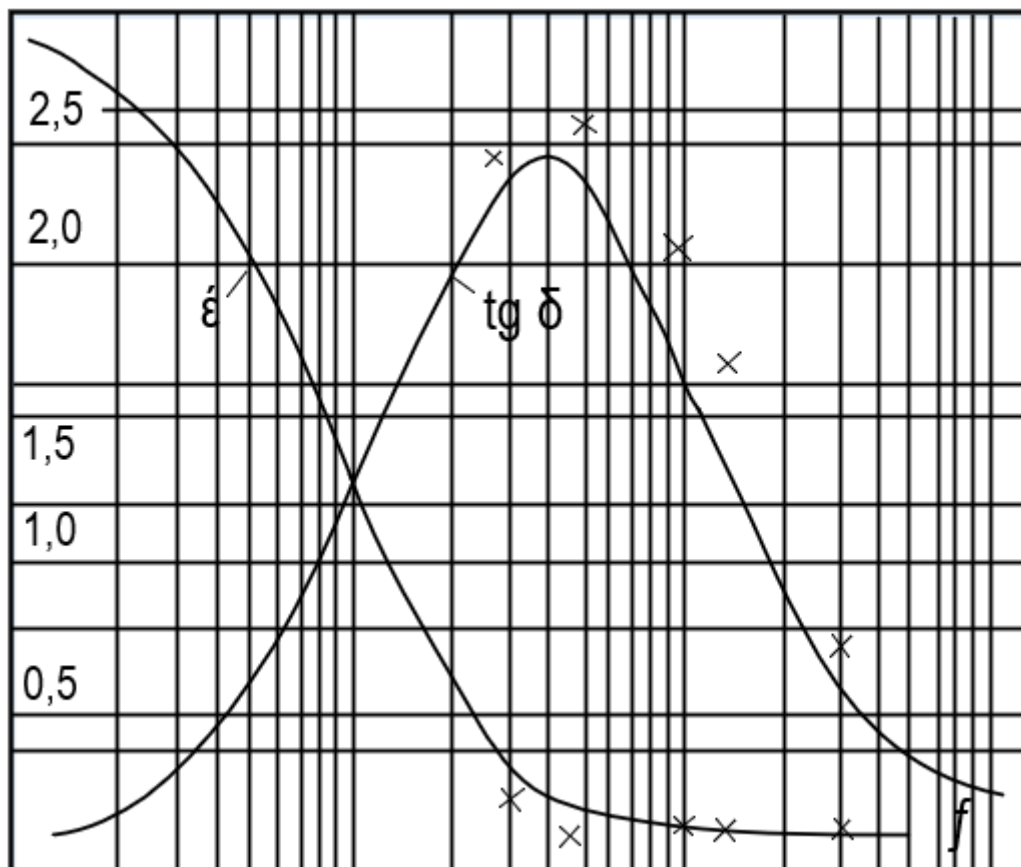


Рисунок 3.14 – Значення діелектричних параметрів

Аналіз статистичних даних метеорологічних станцій, розташованих у II та III районах по льоду, показує, що:

- можливість появи кристалічної паморозі становить 0,1% (при трасі завдовжки 100 км) та 0,2% (при трасі завдовжки 200 км);
- можливість появи зернистої паморозі становить 0,3% (при трасі завдовжки 100 км) і 0,1% (при трасі завдовжки 200 км).

Дані про зледеніння та навантаження за вітром використовуються для проектування та будівництва нових повітряних ліній. Основні вимоги до проектів та будівництва нових ПЛ, що знаходяться в екстремальних районах з ожеледиці та вітрових навантажень, повинні бути такими:

- застосування проводів АС з відношенням перерізу алюмінію до сталі 1.4;
- заміна опор на опори вищого класу напруги;
- встановлення розпірок-демпферів на внутрішньофазові дроти;

- встановлення розпірок між фазами;
- зменшення довжини прольоту шляхом монтажу додаткових опор;
- використання гірлянди ізоляторів підвищеної міцності.

При проектуванні ПЛ слід правильно вибирати кліматичні умови по району. Для ліній, що працюють у важких умовах (великі навантаження вітру та ожеледиці) без реконструкції, слід:

- негайно забезпечити передачу інформації про ожеледицю;
- підвищити якість плавки ожеледиці.

Плавлення найефективніше справляється зі звільненням дроту від ожеледиці. Для нагрівання дротів використовують струми підвищеного значення. Для цього або піднімають навантаження, або подають струм від установки, призначеної для плавлення ожеледиці. Під цими діями дроти нагріваються. За рахунок цього в ожеледній муфті утворюється канавка, розміром трохи більше дроту, і ожеледне зледеніння падає з дроту, під дією власної ваги (рисунок 3.15).

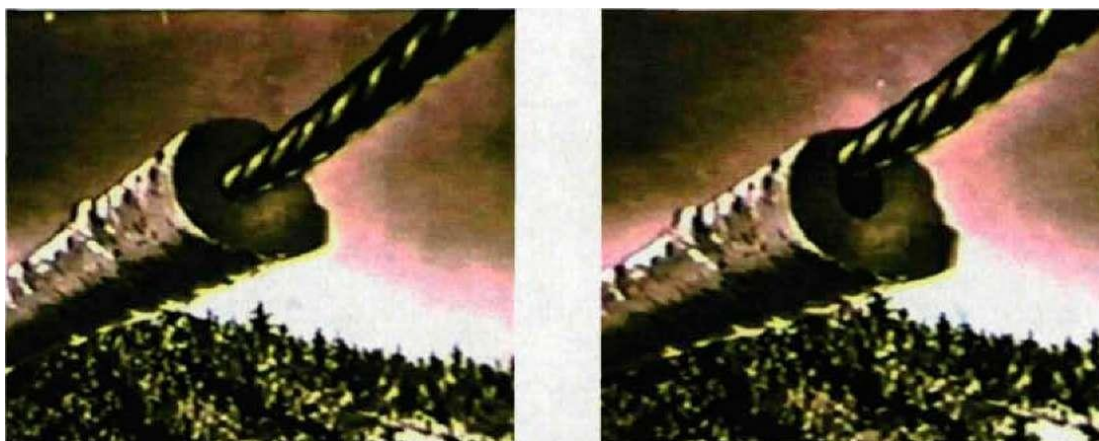


Рисунок 3.15 – Проплавлення ожеледної муфти. Зліва – початок плавлення; праворуч - закінченням плавлення

Спостереження за динамікою утворення ожеледиці локаційним способом дозволить оптимально визначити момент його плавлення, запобігти обриву проводів електроліній та обумовлену цим недовідпуску електроенергії споживачам. У той же час у деяких ситуаціях можна буде уникнути плавлення ожеледиці, якщо вага відкладень буде меншою за нормативну величину. При цьому буде виключено недовідпуск електроенергії споживачам через відключення лінії на час плавлення ожеледиці та зекономлено електроенергію, яка була б витрачена для його плавки. Таким чином, своєчасне виявлення появи ожеледице-паморозових відкладень є дуже актуальною проблемою для електроенергетики нашої країни.

Важливо зробити наступні висновки, що:

1. Ожеледні відкладення, що утворилися на повітряних лініях електропередач, мають досить великий механічний вплив (навантаження) на дроти та опори. Це створює ризик обвалення ПЛ, і може спричинити тяжкі наслідки (небезпека для життя людей тощо). Аварії через ожеледицю на ПЛ, найчастіше виявляються масово та вимагають великих економічних витрат.

2. На утворення ожеледиці на ЛЕП впливають: діаметр проводів, швидкість вітру, температура повітря, закручування проводів, протікання навантажувального струму по проводах, висота підвісу проводів, дія електричного поля, що виникає при цьому.

3. Ожеледне відкладення – це діелектрик, він є сумішшю льоду та повітря. Розрізняють: змішані відкладення, зернисту паморозь, кристалічну паморозь, ожеледь.

4. Для повітряних ліній, що зазнають високих ожеледних та вітрових навантажень, слід забезпечувати передчасне виявлення появи ожеледиці та оперативність передачі диспетчеру інформації, для своєчасного плавлення ожеледиці.

3.3 Вибір методу виявлення ожеледиці

При зледенінні змінюється ціла низка фізичних, геометричних та інших параметрів повітряних ліній, що дозволяє створювати датчики ожеледиці, засновані на різних способах визначення появи або наявності ожеледиці на дроті.

Датчики реагують на зміну:

- ваги дротів;
- натяг дротів;
- фізичних властивостей середовища, навколишнього дроту;
- електричних характеристик дротів;
- умов поширення високочастотних та імпульсних сигналів.

Відомо, що наростання ожеледиці до аварійних меж може статися за лічені години. Підготовка до дії пристрою для плавки ожеледиці потребує часу від однієї години та більше (залежить від схеми плавлення, споживача, довжини ЛЕП тощо). Тому для ефективної боротьби з ожеледицею важливі два фактори:

- фіксація початку процесу ожеледиці;
- достовірна та надійна реєстрація динаміки процесу ожеледиці.

Несвоєчасна та недостовірна інформація про ожеледицю веде до аварій та величезних збитків.

3.3.1 Механічні методи

Вимірювання маси декількох або одного прольотів дроту ПЛ є найбільш об'єктивним способом вимірювання навантаження ожеледиці. Величина натягу дроту кожної лінії електропередач визначається індивідуально, навантаженнями від вітру, ожеледиці і температурою довкілля. Для порівняння «справжнього» натягу дроту та максимально допустимим, доцільно використовувати контроль натягу дроту. Також інформація, отримана від сигналізатора, найчастіше використовується включення плавлення ожеледиці. Виходячи з цього, датчики, які вимірюють вагу дроту, можна використовувати для автоматизованої системи плавлення ожеледиці.

За наявності ожеледних відкладень на повітряних лініях виникають помилкові спрацьовування через короточасні навантаження, що відбуваються через порив вітру, «пляску» дроту і т.д. Відбудову від таких спрацьовувань можна виконати за допомогою механічного демпфера в датчику або витримкою часу в електричній частині сигналізатора.

Конструкція механічних датчиків ожеледиці, які для аналізу використовують вагу проводів, схожі один на одного. Вони засновані на перетворенні взаємного переміщення деталей датчика сигнал, який передається на диспетчерський пункт.

Механічно датчики мають кілька недоліків: невелика надійність та складне конструктивне виконання. Невелика надійність викликана великою кількістю механічних деталей, контактних вузлів та ущільнень рухомих вузлів, що стираються у процесі використання.

Виходячи з цього, більш надійними вважаються безконтактні датчики, які просто не мають механічних елементів, що переміщуються.

До складу механічного датчика входить перетворювач, який є чутливим елементом, влаштованим у герметичний корпус. Цей елемент реагує на ожеледице навантаження, що впливає на підвіску дроту контрольованої ділянки електролінії. Але вага дроту з ожеледними відкладеннями вимірюється на одному прольоті повітряної лінії, в той час як ожеледиця може утворитися і на інших, неконтрольованих, прольотах електролінії, де вона не буде виявлений.

Існуючі нині механічні датчики ожеледних навантажень переважно розраховані виявлення вже наявних на контрольованій ділянці електролінії ожеледних відкладень, величина яких стала перевищувати критичне значення. Момент початку ожеледиці при цьому не фіксується, і це є недоліком механічних датчиків.

Ще один недолік таких датчиків полягає в тому, що вони не є універсальними. Тому не вийде їх використовувати без додаткового налаштування будь-якого типу ПЛЕП, які можуть мати різні параметри.

Наприклад, залежно від потужності самої лінії (діаметр і кількість проводів у фазі, довжина прольоту між опорами, кількість і габарити ізоляторів). Але, попри це, практично застосовують різні типи механічних датчиків визначення ожеледиці.

3.3.2 Фізичні методи

Розглянемо як приклад кілька датчиків, що реалізують фізичні методи виявлення ожеледиць.

Оптичний датчик. Датчик виконаний у вигляді трубки з прозорого матеріалу, наприклад скла, на поверхню якої нанесено напівпрозоре дзеркальне металізоване покриття. Всередину цієї трубки запаюються випромінювач світла та фотоприймач.

При появі ожеледних відкладень на поверхні трубки відбиваюча здатність внутрішньої поверхні трубки зростає, що призводить до збільшення освітленості фотоприймача, збільшення сигналу на виході фотоприймача і підсилювача. Блок відображення інформації повідомляє про початок ожеледиці.

Розміщення випромінювача світла та фото приймача всередині прозорої трубки з напівпрозорим металізованим покриттям дозволяє забезпечити їх герметизацію та виключити вплив сторонніх факторів на роботу пристрою, що підвищує надійність виявлення ожеледиць.

Недоліки оптичного датчика: складність конструкції, можливість помилкового спрацьовування при запиленні і поверхні трубки, необхідність системи телемеханіки для передачі інформації з датчика диспетчеру.

Радіоактивний датчик. Схема датчика представлена на рисунку 3.16.

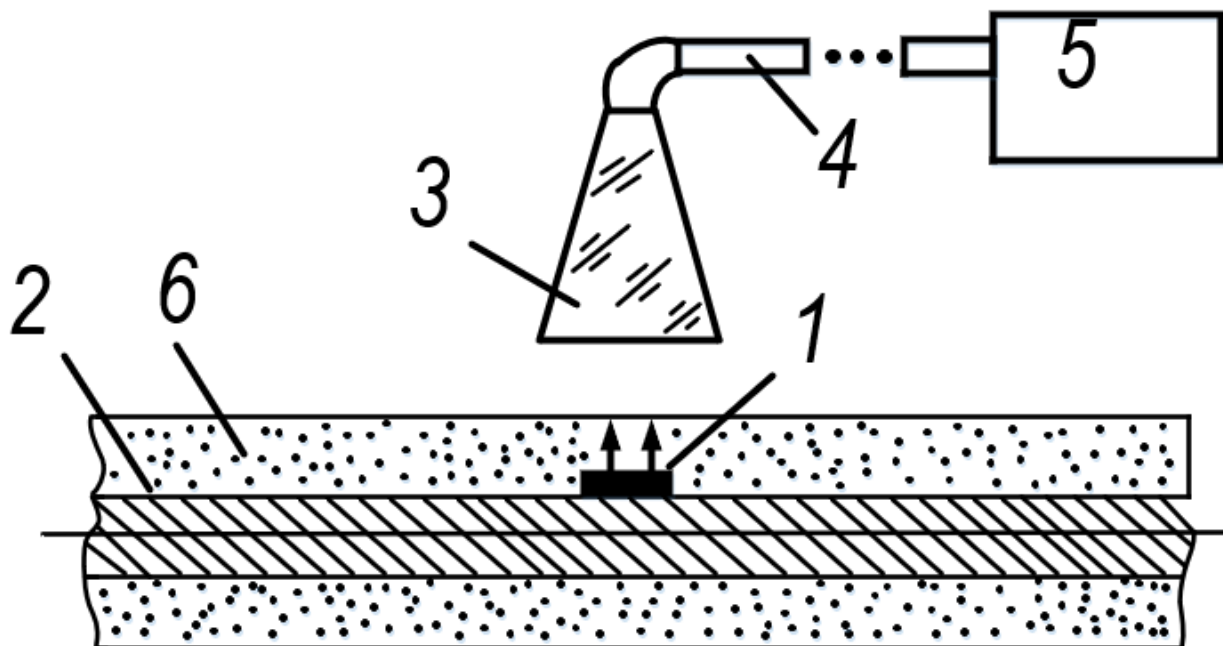


Рисунок 3.16 - Пристрій для контролю маси ожеледних відкладень: 1 – джерело радіоактивного випромінювання; 2 – провід; 3 – сцинтилятор; 4 – оптоволоконний світлопровід; 5 - фотоприймальний блок; 6 - ожеледне відкладення

Датчик дозволяє визначати масу ожеледних відкладень за ступенем поглинання радіоактивного випромінювання. Джерело радіоактивного випромінювання 1, що закріплюється на високовольтному дроті, просвічує шар ожеледних відкладень 6 на дроті 2. Потік радіоактивного випромінювання сприймається сцинтилятором 3. Світлові спалахи, що виникають у матеріалі сцинтилятора, кількість яких пропорційно кількості впливають на нього радіоактивних частинок, надходять в оптоволоконний світлопровід 4 і сприймаються за допомогою фотоприймального блоку 5, реєструючого світла. Недоліками датчика є наявність джерела радіоактивного випромінювання.

3.3.3 Локаційний метод

Локаційний спосіб зондування полягає в подачі імпульсного сигналу в контрольовану лінію та визначенні сумарного часу, витраченого на його

розповсюдження вздовж дроту у прямому та зворотному напрямку після відображення від кінця лінії або ВЧ загороджувача. Метод дозволяє визначити наявність ожеледних утворень на проводах електроліній та їх величину шляхом порівняння часу розповсюдження сигналів (або амплітуд відбитих сигналів) за наявності та за відсутності ожеледних утворень.

Ожеледні утворення на проводах є неоднорідним діелектриком, який зменшує швидкість поширення сигналу вздовж лінії і викликає його додаткове згасання. Згасання обумовлені діелектричними втратами енергії електромагнітної хвилі, яка витрачається на нагрівання шару ожеледного покриття. При збільшенні довжини ожеледь відкладення на лінії і товщини його стінки швидкість поширення імпульсу ще більше знижується, а його згасання ще більше збільшується, погіршуючи якість сигналів, що передаються. Але треба враховувати, що згасання сигналу в електролінії дещо збільшується і за дощу, туману та снігопаду.

Отже, існують два параметри, щодо зміни яких можна судити про наявність ожеледиць утворень на проводах, — це зниження швидкості та зменшення амплітуди сигналу, що передається. З цієї причини розрізняють два варіанти виявлення ожеледиці локаційним зондуванням: по появі додаткової затримки відбитого сигналу та появі додаткового загасання цього сигналу. Ці варіанти локаційного виявлення ожеледиці реалізуються у різний спосіб.

Найважливішою перевагою локаційних способів виявлення ожеледиці є те, що вся апаратура розташована на підстанціях і немає необхідності встановлювати на повітряних лініях будь-які пристрої. Ця перевага дозволяє очікувати активної розробки та впровадження у практику локаційних способів виявлення ожеледиці.

Недоліком локаційного методу є неможливість відрізнити наявність невеликої за товщиною ожеледиці на великій довжині повітряної лінії від небезпечної концентрації льоду в окремих її прольотах.

При ожеледиці з товщиною стінки 10 см хвильовий опір повітряної лінії з дротом АС-120 знижується приблизно з 460 до 300 Ом. Ця зміна хвильового

опору лінії викликає часткове відображення імпульсного сигналу від меж зледеніння, що може бути зафіксовано відповідною апаратурою. Тому пропонуються пристрої, у яких фіксуються імпульси, відбиті від ближньої межі зони обледеніння. Але фіксація таких відбитих імпульсів істотно утруднена або навіть неможлива при плавній зміні розмірів відкладення вздовж повітряної лінії, а також у тому випадку, коли повітряна лінія рівномірно покрита ожеледицею по всій довжині.

Розглянемо конструкції кількох датчиків, які використовують локаційний принцип виявлення ожеледиці.

Датчик із контрольною ділянкою. Лінія, як показано на рисунку 3.17, містить фазний провід 1 з контрольною ділянкою 2, виконаним дротом з питомим погонним опором, що перевищує питомий опір дроту 1.

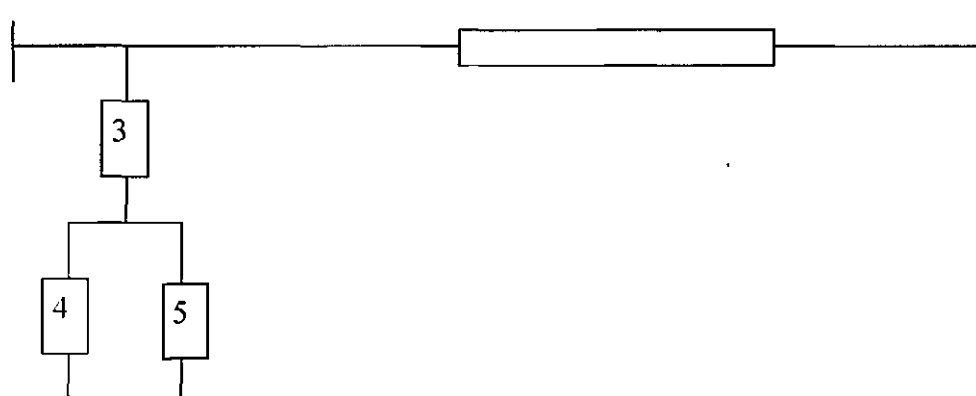


Рисунок 3.17 - ЛЕП із влаштуванням контролю ожеледного навантаження: 1 - фазний провід; 2 – контрольна ділянка; 3 – фільтр приєднання; 4 – генератор імпульсів; 5 - аналізатор відбитих імпульсів

На початку ожеледиці провід 1 почне покриватися ожеледицею, що призведе до зміни його високочастотних (імпульсних) характеристик. На ділянці 2 за рахунок більшого підігріву робочим струмом лінії електропередачі ожеледиця не утворюватиметься, і його високочастотні характеристики залишаться практично незмінними. Наявність різниці високочастотних характеристик дроту електrolінії на ділянках 1 і 2 може бути визначено при її

локації імпульсами від генератора через 4 фільтр приєднання 3 за допомогою аналізатора відбитих імпульсів 5.

Недолік цього датчика — необхідність введення в конструкцію лінії дроту з високим питомим опором, який до того ж викликає додаткові втрати електроенергії.

Датчик різниці згасання в міжфазних та внутрішньофазних каналах. Пристрій для контролю рівня ожеледі навантаження на проводах ліній електропередачі приєднується безпосередньо через високочастотну апаратуру до міжфазних і внутрішньофазних високочастотних каналів.

Оскільки прирощення загасання, викликане утворенням ожеледиці у внутрішньофазному каналі, значно перевершує прирощення загасання в міжфазному каналі, а довжина ожеледних покриттів однакова, то відношення зміни загасання імпульсів при пробігу їх уздовж високовольтної лінії по між- і внутрішньофазному каналах характеризує товщину стін.

Блок порівняння, вимірюючи відношення рівнів відбитих імпульсів, що надходять від кінця високовольтної лінії, оцінюватиме товщину покриття ожеледиці. Перевищення цим заданої величини означає необхідність розпочати плавлення ожеледиці.

Запропонований пристрій дозволяє здійснювати контроль за рівнем ожеледиці на всій трасі високовольтних ліній електропередачі, що мають ізольовані групи проводів у розщеплених фазах, і не вимагає встановлення на лінії будь-яких датчиків або зміни її конструкції. Воно може використовуватися і для контролю процесу плавлення ожеледиці. Але, на жаль, не всі лінії електропередач мають розщеплені фази, тому область застосування цього датчика обмежена.

Датчик стрілки провисання. Індикація ожеледиці на ЛЕП проводиться шляхом порівняння по амплітуді та фазі високочастотних імпульсів, відбитих від загороджувачів, встановлених по кінцях контрольованої ділянки. Лінія електропередачі, зображена на рисунку 3.18, складається з фазних проводів 1, закріплених на опорах 2. У ожеледонебезпечній зоні обраний проліт 3, в якому

або встановлено додаткову проміжну опору 4, до якої прикріплений принаймні один з фазних проводів, або один з фазних проводів виконаний із підвищеною механічною міцністю.

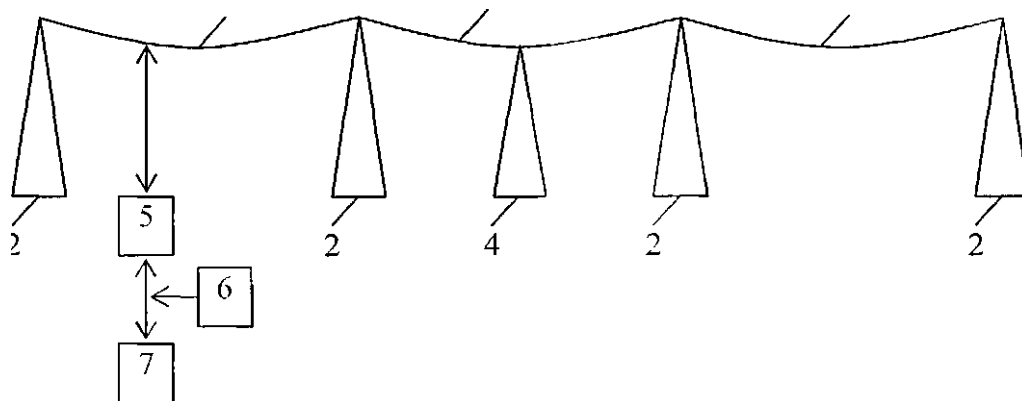


Рисунок 3.18 - ЛЕП з датчиком стріли провисання: 1 - провід; 2 – опора; 3 - проліт у ожеледнебезпечній зоні; 4 – додаткова проміжна опора; 5 – система приєднання; 6 - генератор зондувальних імпульсів; 7 - аналізатор імпульсів

Через систему приєднання 5, що служить для узгодження вихідного опору генератора зондувальних імпульсів 6 і самої лінії, генератор 6 посилає зондувальні імпульси в лінію електропередачі 1. Ці імпульси поширюються вздовж лінії, відбиваються від неоднорідностей і кінця лінії, потім надходять в аналіз.

За відсутності ожеледиці навантаження хвильовий опір прольоту 3 не відрізняється від хвильового опору інших прольотів лінії. При ожеледиці на лінії (рисунок 3.19) на вибраному прольоті 3 стріла провисання h'_c за рахунок встановлення додаткової опори 4 у фазних проводів (принаймні одного) буде менше на задану заздалегідь розраховану величину, ніж стріла провисання проводів h_z інших прольотів лінії. Також зменшена стріла провисання h'_c в прольоті 3 за наявності ожеледного навантаження вийде і при виконанні принаймні одного з фазних проводів зазначеного прольоту з підвищеною механічною міцністю.

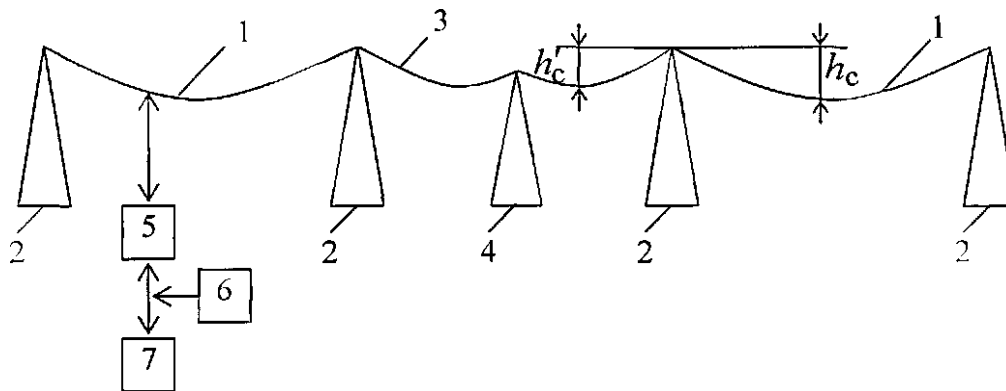


Рисунок 3.19 - ЛЕП з датчиком стріли провисання: 1 - провід; 2 - опора; 3 - проліт у ожеледнебезпечній зоні; 4 – додаткова проміжна опора; 5 – система приєднання; 6 - генератор зондувальних імпульсів; 7 - аналізатор імпульсів

Чим більше ожеледне навантаження, тим більше відрізняються стріли провисання на інших прольотах лінії від стріли провисання на укріплених прольотах.

Відбиті від неоднорідності хвильового опору зондуючі імпульси повертаються до початку лінії і через систему приєднання 5 надходять в аналізатор 7 імпульсів і, отже, можна точно судити про наявність ожеледиці саме на цій виділеній ділянці лінії електропередачі.

Недоліком способу є складність конструктивного виконання додаткових опор таким чином, щоб стріла провисання проводу на контрольній ділянці лінії за відсутності ожеледиці відповідала стрілі провисання сусідніх прольотів, так як довжина проводу лінії електропередачі великою мірою залежить від його температури.

3.3.4 Термічна дія змінним струмом промислової частоти

Джерелом живлення зазвичай є або шини 10 кВ, або окремий трансформатор. Схема плавки ожеледиці вибирається так, щоб струм, що протікає по проводах ПЛ становив у 1.5-2 рази більше тривало допустимого струму. Таке перевищення не страшне, з огляду на те, що процес є короткочасним, приблизно 1 годину. Для стандартних проводів АС, площею

поперечного перерізу - $50-185 \text{ мм}^2$ зразковий струм становить у межах 270-600 А, а струм, що запобігає утворенню ожеледиці, - в межах 160-375 А.

Вибору схеми плавки ожеледиці не достатньо для вибору величини струму КЗ. Занадто великий струм може призвести до відпалу дротів, що надалі позначиться на міцності дроту. А надто маленького струму може не вистачити, і потрібен повторний пуск, що додатково ускладнює наслідки.

Уникнути негативних наслідків дозволяє використання тиристорного регулятора змінної напруги, схема якого на рисунку 3.20. У режим плавлення ожеледиці вимикач 7 вимкнений, вимикач 8 увімкнений. Можливі способи регулювання струму плавлення – імпульсно-фазовий шляхом зміни кутів включення силових тиристорів 1, 2, 3 або широтно-імпульсний шляхом зміни кількості періодів подачі напруги.

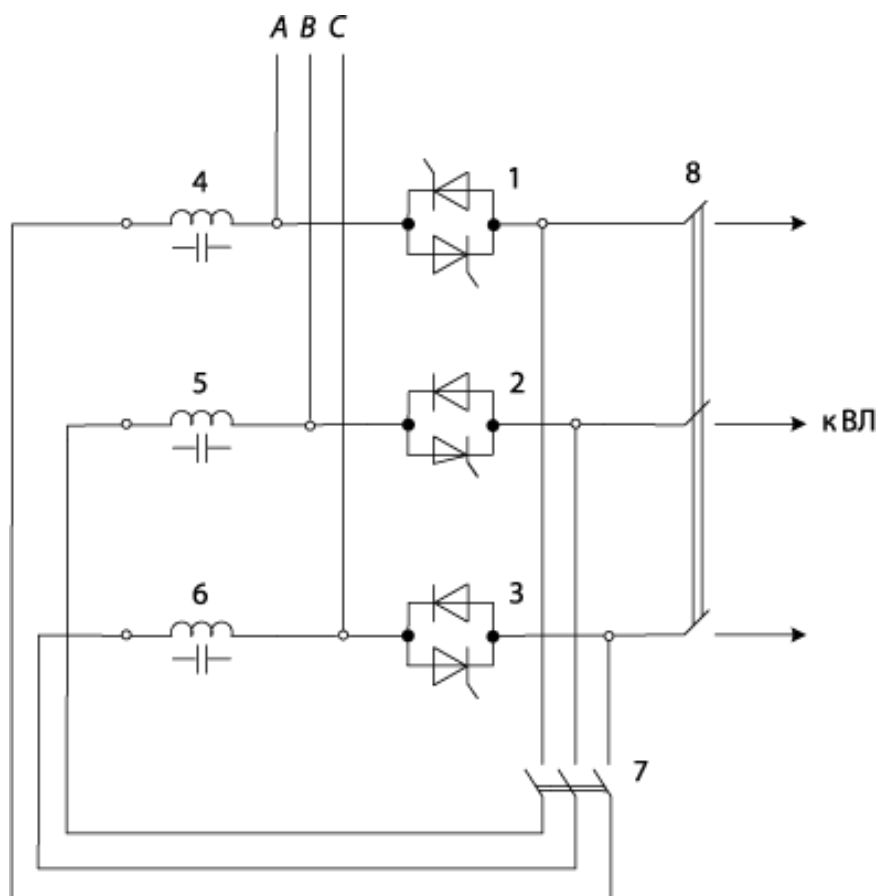


Рисунок 3.20 – Встановлення для компенсації реактивної потужності плавлення

У режимі компенсації реактивної потужності вимикач 7 увімкнено, а вимикач 8 вимкнено. У цьому випадку силові тиристори 1, 2, 3 та реактори 4, 5, 6 утворюють тиристорно-реакторну групу, з'єднану в трикутник, яка є елементом статичного тиристорного компенсатора. Також допускають можливість використання конденсаторів замість реакторів. У цьому випадку компенсація реактивної потужності буде здійснюватися за допомогою конденсаторної батареї.

Однак плавлення ожеледиці здійснюється змінним струмом промислової частоти, незалежно від способу регулювання і вимагає значної потужності джерела живлення (десятки МВА), оскільки активний опір проводів ПЛ значно менший індуктивного.

Повна потужність джерела збільшується за рахунок великої та марної для плавлення ожеледиці реактивного навантаження. Підвищити ефективність плавлення можна шляхом поздовжньої ємнісної компенсації індуктивного опору у разі використання конденсаторів у складі запропонованої установки. Заслуговує на увагу комбінована установка для компенсації реактивної потужності та плавки ожеледиці, схема якої представлена на рисунку 3.21.

У режимі плавлення ожеледиці вимикач 7 включений, шунтуючий реактор 6, вимикач 9 відключає конденсаторну батарею 8, а вимикач 10 включений. При цьому можливе плавлення на всіх проводах ПЛ одночасно.

У режимі компенсації реактивної потужності вимикачі 7 та 10 відключені, а вимикач 9 увімкнено. В результаті утворюється типова схема статичного компенсатора на базі транзисторних модулів 1, 2 та 3, реакторів 5, 6 на стороні змінного струму та конденсаторної батареї 8 на стороні постійного струму. Така структура може працювати як у режимі генерації, так і в режимі споживання реактивної потужності.

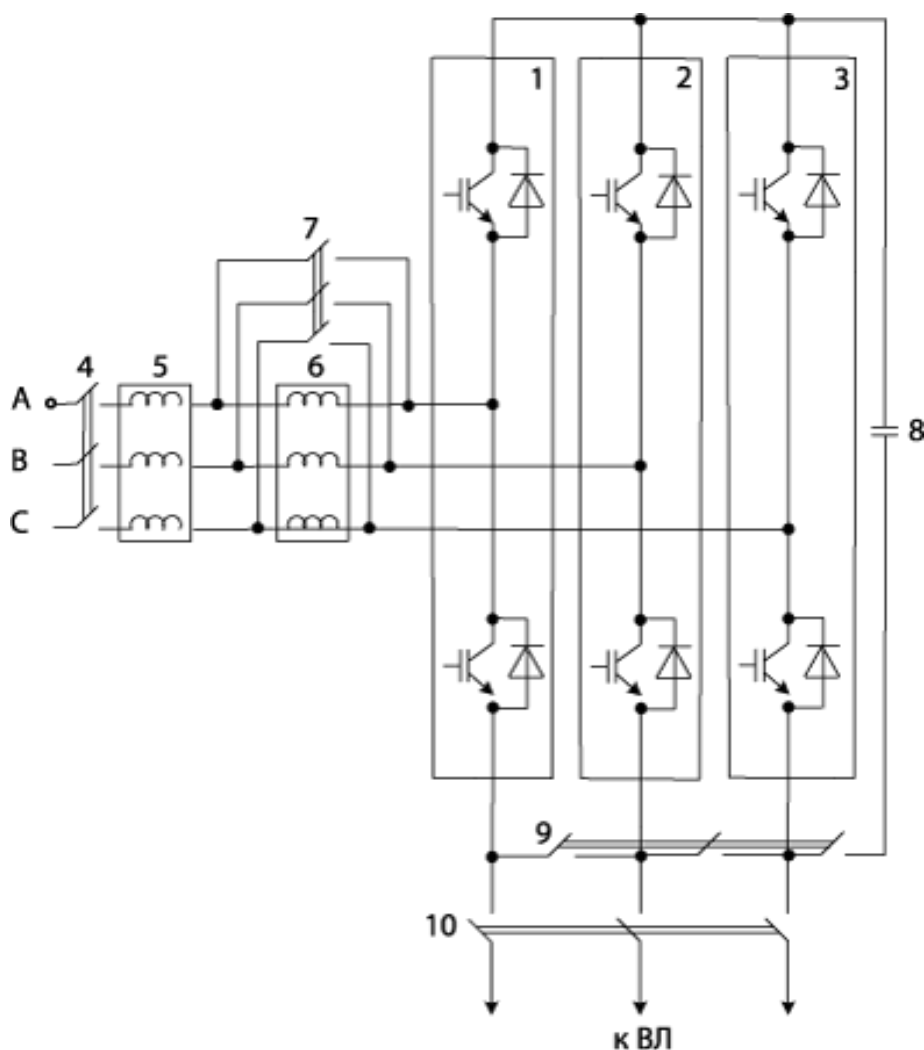


Рисунок 3.21 - Комбінована установка для компенсації реактивної потужності та плавлення ожеlediці: 1, 2, 3 – транзисторні модулі; 4, 7, 9, 10 – вимикачі; 5, 6 – реактори; 8 – конденсаторна батарея

Істотним недоліком установки, зображеної рисунку 3.22, є неповне використання вентильної частини у режимі плавлення. Це зумовлено тим, що струм плавлення протікає лише через «нижні» ключі фаз 1, 2 і 3-го перетворювального моста. Для перетворення мостової схеми в три ключі змінного струму знадобиться додаткове комутаційне обладнання та суттєве ускладнення силової схеми.

3.3.5 Термічна дія постійним струмом

Основні недоліки полягають у тому, що ПЛ необхідно відключати, а випрямляючий блок більшу частину календарного року не використовується, оскільки необхідність у плавленні ожеlediці виникає лише у зимовий період.

Можна відзначити пропозицію плавити ожеледицю пульсуючим струмом без відключення ПЛ. Випрямний блок включається в розсічення дроту, що обігривається таким чином, щоб постійний струм не протікав по обмотках силових трансформаторів і трансформаторів струму. Обігрів проводів здійснюється пульсуючим струмом, що містить змінну складову, що визначається навантаженням ПЛ, і постійну складову, що визначається випрямленою напругою та активним опором контуру плавлення. Однак така пропозиція не збільшує рівень використання випрямних блоків, а для практичної реалізації потребує застосування додаткового комутаційного обладнання.

У зв'язку з цим цілком виправдані спроби розширення функціональних можливостей шляхом поєднання в одній установці випрямного блоку для плавки ожеледиці та пристрою для компенсації реактивної потужності. Це відкриває можливість цілорічної експлуатації установки, що значно підвищує її економічну ефективність. Перетворювальний пристрій контейнерного типу для комбінованої установки для плавки ожеледиці та компенсації реактивної потужності зображено на рисунку 3.22.

Силове обладнання призначене для використання у районах УХЛ1 (з помірним та холодним кліматом) і знаходиться у закритому сталевому контейнері, що встановлюється на фундаменті на відкритій частині підстанції. Силове живлення здійснюється від обмотки 10 кВ виділеного трансформатора. З перетворювальних пристроїв, зображених на рис. 3.22 а збирається комбінована установка, схема якої показана на рис. 3.22 б.

У режимі плавлення ожеледиці роз'єднувачі 11, 12 замкнуті (рисунок 3.22 б), роз'єднувачі 5 (рисунок 3.22а) розімкнуті. Збирається схема трифазного мостового випрямляча, який забезпечує номінальну випрямлену напругу 14 кВ, номінальний струм плавки 1400 А та регулювання струму плавлення в діапазоні 200-1400 А.

У режимі компенсації реактивної потужності роз'єднувачі 11, 12 розімкнуті, а роз'єднувачі 5 замкнуті. Збирається схема конденсаторних

батареї 13, що керуються зустрічно-паралельно з'єднаними тиристорними модулями 2. Однак у режимі компенсації можливе лише ступінчасте регулювання реактивної потужності.

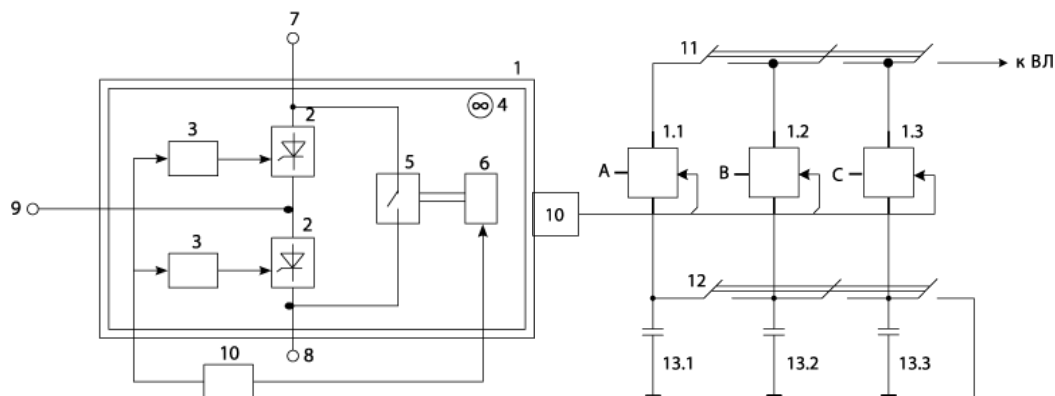


Рисунок 3.22 а, 3.22 б - Схема перетворювального пристрою контейнерного типу (а) та комбінованої установки (б) для плавлення ожедедиці та компенсації реактивної потужності: 1 – транспортні контейнери; 2, 3 – тиристорні модулі із блоками управління; 4 – система примусового повітряного охолодження; 5, 6, 11, 12 – роз'єднувачі з електромеханічним приводом; 7, 8, 9 – висновки перетворювального мосту: анодний, катодний та фазний відповідно; 10 – система управління, регулювання, захисту та автоматики (СУРЗА); 13 – конденсаторні батареї

Останнього недоліку вдається уникнути в комбінованій установці для плавлення ожедедиці та компенсації реактивної потужності, схема якої представлена на рисунку 3.23.

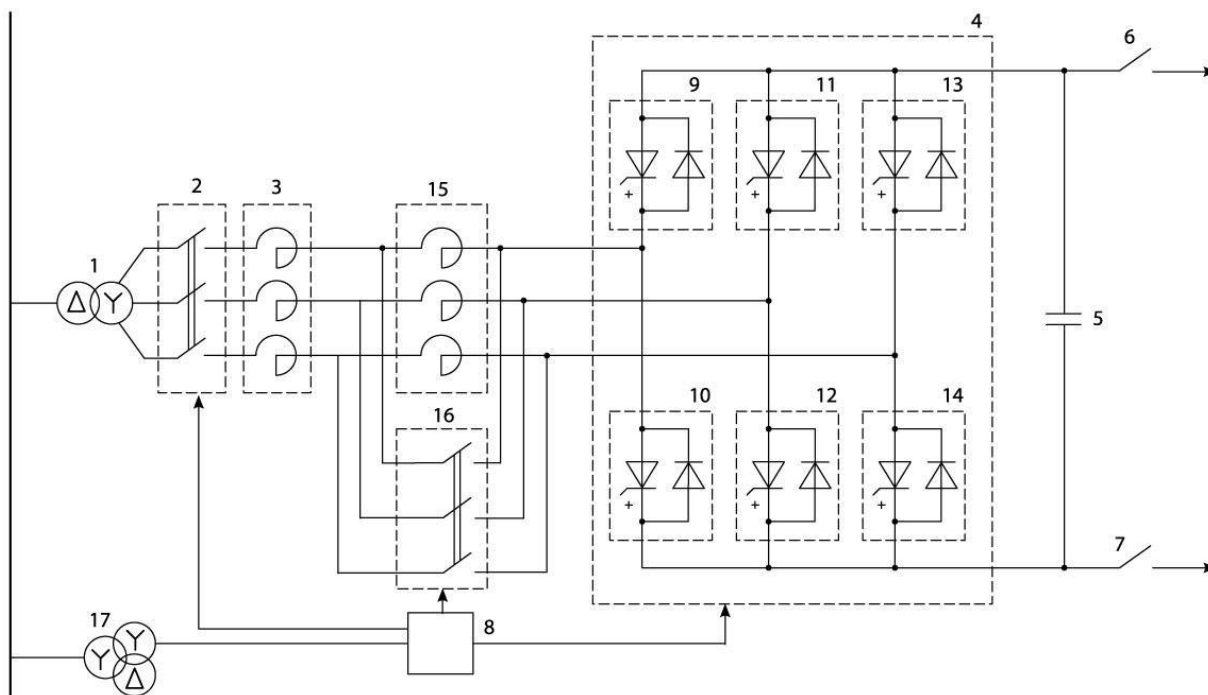


Рисунок 3.23 - Комбінована установка для плавлення ожеlediці та компенсації реактивної потужності: 1 - живильний трансформатор; 2, 16 – трифазні роз'єднувачі; 3, 15 – трифазні реактори; 4 – високовольтний мостовий перетворювач; 5 – конденсаторна батарея постійного струму; 6, 7 – однофазні роз'єднувачі; 8 – система управління; 9–14 – складання повністю керованих приладів із зворотними діодами; 17 – резонансний трансформатор

У режимі плавки ожеlediці роз'єднувачі 6, 7 та 16 включені. Плавка здійснюється незмінним струмом. Регулювання струму плавки здійснюється способом високочастотної ШІМ (широтно-імпульсна модуляція). Наприклад, при проходженні струму навантаження через діоди зборок 13 і 10 повністю керований прилад зі складання 9 або 14 підключається в режимі ШІМ. При цьому короткочасно утворюється контур двофазного КЗ 9-10 або 13-14. Навантаження шунтується, і струм плавлення регулюється. Швидкість наростання струму КЗ обмежується реактором 3. За рахунок вибору частоти та коефіцієнта модуляції ШІМ замикання тиристора відбувається раніше збільшення струму КЗ до небезпечного рівня. При цьому інтервал провідності тиристора менший, ніж у режимі компенсації реактивної потужності. У режимі

компенсації реактивної потужності роз'єднувачі 6, 7 та 16 вимкнені. Високовольтний мостовий перетворювач 4 працює в режимі «СТАТКОМ».

На думку вчених, які спираються на власний досвід роботи, тільки від 7 до 30% довжини дроту під час плавлення, що нагрівається, дійсно вкриті ожеледицею. Це пояснюється тим, що окремі ділянки ПЛ за рахунок кутів повороту та неможливості передбачити напрям вітру в момент утворення ожеледиці опиняються в різних кліматичних умовах. Відповідно значна частина електроенергії витрачається марно. У зв'язку з цим запропоновано пересувну мобільну установку, яка дозволяє виїжджати на ті ділянки ПЛ, де виявлено зледеніння проводів.

Мобільний генератор для плавлення ожеледиці на проводах ПЛ [12] виконується на автомобільній платформі, живлення (0,4 кВ) трифазного випрямного моста здійснюється від двох дизель-генераторів ADV320 по 320 кВт кожен. Передбачені провідники з клемми для підключення до проводів ПЛ та електричні шини для з'єднання проводів на прольоті між опорами за схемою плавлення ожеледиці. Розглянуте технічне рішення забезпечує плавлення ожеледиці на довжині двох прольотів ПЛ на фазних проводах та грозозахисному тросі.

Загальним недоліком всіх пристроїв, що реалізують термічний вплив постійним струмом, є необхідність застосування схеми плавлення ожеледиці «провід – провід» або «провід – два дроти». У будь-якому випадку збільшується час плавлення і, відповідно, витрати електроенергії. Для зменшення часу плавлення перевагу слід було б віддати схемі плавлення «три дроти – земля», проте заземлювальні пристрої підстанцій не розраховані, як правило, на порівняно тривалий перебіг постійного струму величиною до 2000 А.

3.3.6 Термічна дія струмом ультранизької частоти

Даний вид впливу полягає в тому, що плавлення роблять струмом низької частоти, що формується трифазним автономним інвертором напруги, а

ефективне значення струму плавки задають і підтримують на необхідному рівні зміною величини напруги живлення.

При частоті вихідної напруги автономного інвертора в десятки Гц і нижче величина струму в дротах лінії обмежується лише активним опором. В результаті збільшується допустима довжина ПЛ порівняно з плавленням змінним струмом промислової частоти, спрощується організація плавлення, скорочується тривалість процесу плавлення ожеlediці, зменшується кількість додаткового комутаційного обладнання.

Схема комбінованої установки для плавлення ожеlediці та компенсації реактивної потужності, що реалізує запропонований спосіб, представлена на рисунку 3.24.

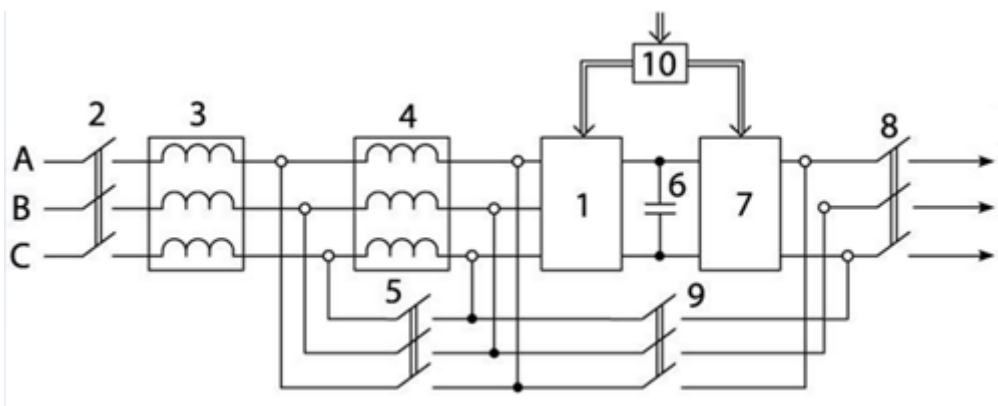


Рисунок 3.24 - Комбінована установка для плавлення ожеlediці та компенсації реактивної потужності: 1, 7 – трифазні мостові перетворювачі на повністю керованих напівпровідникових ключах; 2, 5, 8, 9 – триполюсні вимикачі; 3, 4 – трифазні дроселі; 6 – конденсаторна батарея; 10 – система управління

У режимі плавлення ожеlediці вимикачі 5 і 8 включені, а вимикач 9 вимкнено. Мостовий перетворювач 1 працює в режимі керованого випрямляча, а мостовий перетворювач 7 працює в режимі автономного трифазного інвертора напруги. Плавлення здійснюється одночасно на трьох дротах повітряної лінії.

У режимі компенсації реактивної потужності вимикачі 5 та 8 вимкнені, а вимикач 9 включений. Мостові перетворювачі 1 та 7 працюють паралельно. Кут включення α вибирається трохи менше 180 ел. гр. З мережі споживається невелика активна потужність, необхідна для підтримки напруги на конденсаторній батареї 6. На стороні змінного струму мостових перетворювачів 1, 7 формується змінна напруга, перша гармоніка якого зсунута до фазних напруг джерела живлення на кут $\beta = 180 - \alpha$.

Якщо амплітуда першої гармоніки напруги, що формується, перевищує амплітуду напруги джерела живлення, то мостові перетворювачі 1, 7 генерують реактивну потужність, а якщо менше - то споживають реактивну потужність. Зміною коефіцієнта модуляції високочастотної ШІМ регулюють амплітуду першої гармоніки напруги, що формується, а, отже, величину і напрямок реактивної потужності.

3.3.7 Термічна дія струмом високої частоти

Вплив полягає в тому, що без відключення ПЛ на фазні дроти через узгоджувачий пристрій та високовольтні конденсатори зв'язку подається високочастотний (ВЧ) струм від генератора (від 50 до 500 МГц).

В однорідному провіднику змінний струм концентрується в поверхневому шарі, стоншення якого зі зростанням частоти призводить до зростання опору тієї частини провідника, якою протікає електричний струм. Це означає, що при одній і тій же величині струму, що протікає по дроту, чим вище значення частоти сигналу, тим вище теплова потужність, що розсіюється на провіднику. Наприклад, при $f \geq 100$ МГц опір алюмінієвих дротів зростає у 600 разів і більше.

Потужності ВЧ-генератора в кілька десятків кВт достатньо для нагрівання дроту на $10-20$ °С, що має запобігти утворенню ожеледних відкладень. Для усунення крижаної шуби, що вже утворилася, знадобиться нагрівання не на $10-20$ °С, а до температури $100-180$ °С, необхідної для плавки ожеледиці. Відповідно знадобляться значно більші витрати електроенергії та триваліша процедура.

Тому даний спосіб найбільш доцільно застосовувати у профілактичних цілях для запобігання ожеледиці, оскільки він реалізується без відключення споживачів. Однак використання генераторів з діапазоном частот 87,5-108 МГц загрожує небезпекою створення інтенсивних радіоперешкод.

3.3.8 Термодинамічний вплив

Підігрів дроту струмом високої частоти може не тільки перешкоджати утворенню ожеледиць, але й використовуватися для полегшення процедури видалення ожеледної муфти, що вже утворилася. Це, зокрема, використано у пристрої, схема якого представлена на рисунку 3.25.

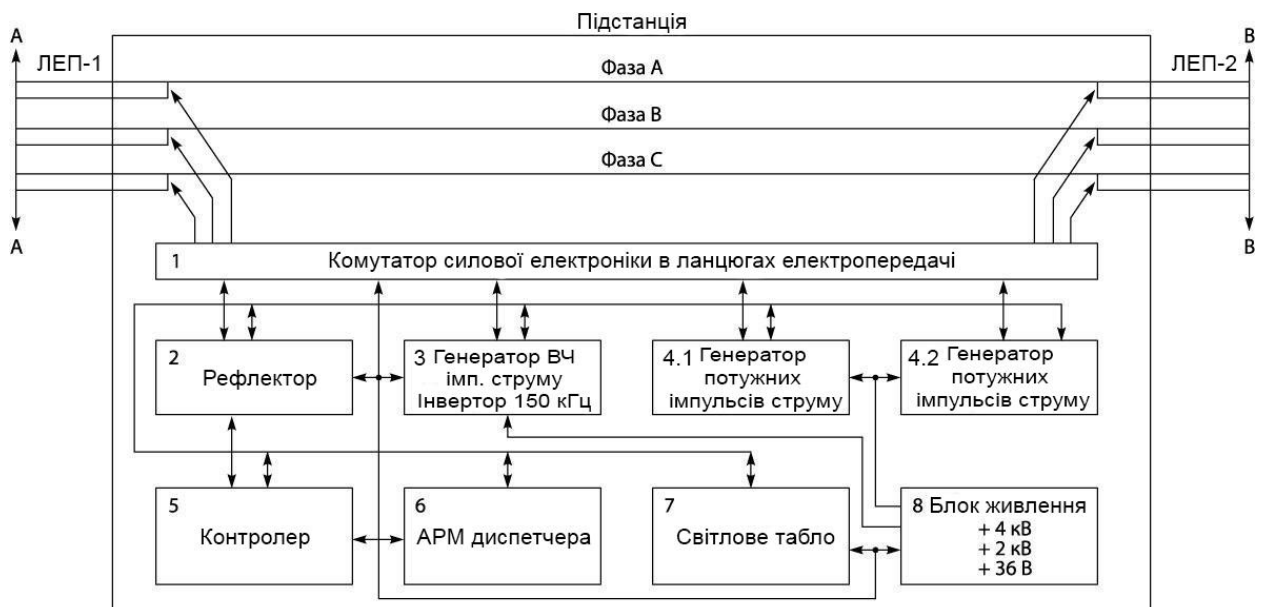


Рисунок 3.25 - Пристрій для видалення сніжно-льодового покриття з дротів ліній електропередачі: 1 – комутатор силових електронік; 2 – рефлектор; 3 – генератор ВЧ-імпульсних струмів, інвертор 150 кГц; 4.1, 4.2 – генератори потужних імпульсних струмів; 5 – контролер; 6 – АРМ диспетчера; 7 – світлове табло; 8 – блок живлення

Імпульсний рефлектометр 2 здійснює безперервне зондування ЛЕП-1 та ЛЕП-2 за величиною сумарного часу поширення імпульсного сигналу у зворотному та прямому напрямку після відображення від кінця лінії. Час розповсюдження залежить від наявності та параметрів ожеледь муфти.

Генератор ВЧ-імпульсів струму 3 здійснює попереднє розігрівання та формування підтопленого прошарку між дротом та крижаною муфтою. Подальший вплив потужного імпульсу струму генератора 4 формує термодинамічний удар, який у сукупності з попередньо підігрітим прошарком здійснює скидання ожеледних утворень з проводів ЛЕП.

Автоматизоване робоче місце (АРМ) диспетчера 6 та контролер 5 забезпечують безперебійну роботу підстанції з відображенням оперативної інформації на світловому табло 7.

Висновок до розділу 3

Домінуючий тренд у сфері розробки нових засобів боротьби з ожеледними відкладеннями на проводах ПЛІ полягає у використанні комбінованих перетворювальних установок, здатних здійснювати при виникненні необхідності плавлення ожеледиці, а решту часу – компенсацію реактивної потужності.

Найбільш перспективним слід визнати спосіб плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти, який поєднує переваги плавлення змінним струмом промислової частоти (на трьох проводах одночасно) і плавлення постійним струмом (обмежений тільки активним опором, відрізняється плавним регулюванням струму плавки). Додаткова перевага даної технології полягає в тому, що встановлення плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти легко трансформується в статичний компенсатор реактивної потужності. Це дозволяє експлуатувати дороге перетворювальне обладнання протягом календарного року. Проте зберігається такий недолік, як необхідність відключення ПЛІ для очищення.

4 СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛЕП

Втрати енергії під час передачі через повітряні лінії електропередавання зазвичай досить високі. Потужність втрачається як у обладнанні, що забезпечує перетворення енергії, так і на лініях. Втрати електроенергії у проводах залежать від сили струму, тому при передачі її на далекі відстані напруга підвищують за допомогою трансформаторів, у стільки ж разів зменшуючи силу струму, що при передачі тієї ж потужності дозволяє значно знизити втрати. Проте зі зростанням напруги починають відбуватися різні розрядні явища, які також роблять свій внесок у втрати. Встановлене на вузлових станціях для перерозподілу електроенергії обладнання дозволяє контролювати потоки енергії та їх параметри, а також оцінювати втрати та якість електроенергії.

4.1 Характеристики втрат енергії у повітряних лініях

Можна виділити такі типи втрат у повітряних ЛЕП:

- неминучі втрати за рахунок омичного опору проводів;
- втрати на електромагнітне випромінювання;
- втрати при виникненні коронного розряду на проводах та ізоляторах;
- втрати при виникненні резонансних явищ у проводі при неузгодженні з навантаженням;
- витоки струму за рахунок порушення ізоляції;
- витік струму при міжфазних коротких замикання та замиканні на землю.

Наявність несприятливих погодних умов (дощ, сніг, туман, сильний вітер, ожеледиця) призводить до додаткових втрат, зокрема до виникнення коротких замикань, часткового пошкодження і обриву проводів.

4.2 Підвищення ефективності передачі потужності через ЛЕП

При транспортуванні електроенергії через конкретну ЛЕП регламентовані допустимі струмові навантаження. При цьому використовуються граничні значення струму, що визначають провисання

проводів вище критичного. Ці дані взяті для екстремальних умов, які більш ніж в 90% часу експлуатації ЛЕП не зустрічаються. Отже, є ресурс пропускання великих потужностей без порушення регламенту. Тобто можна передавати додаткову потужність (15-30%) майже в 90% часу експлуатації. Наявність системи моніторингу дозволяє без зменшення регламенту надійності використовувати цей додатковий ресурс. Для цього необхідно контролювати рівень струму і температуру проводів по всій трасі і відповідно до реального стану лінії динамічно регулювати рівень потужності, що передається (рис. 1).

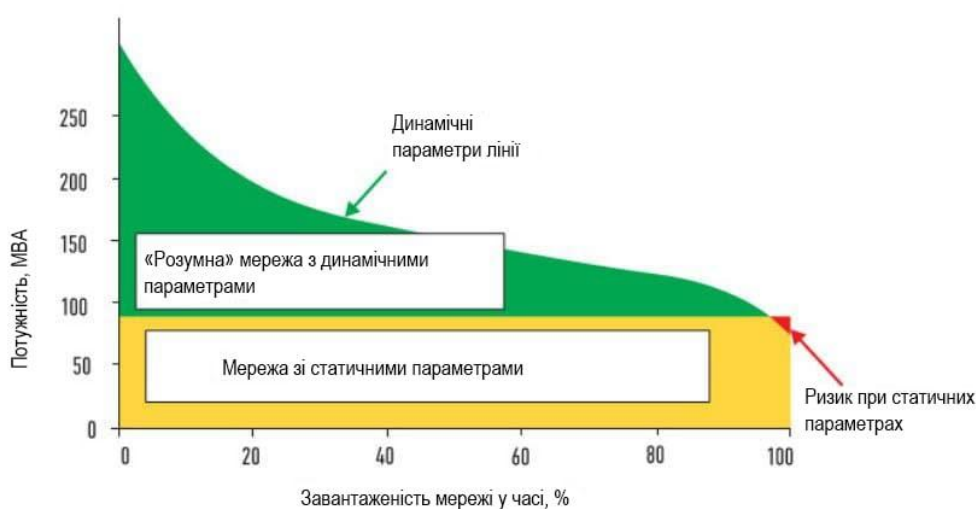


Рисунок 4.1 – Ефективність передавання енергії в ЛЕП зі статичними та динамічними параметрами

4.3 Історія розробки систем моніторингу повітряних ЛЕП

Телеметричний контроль параметрів проводів ЛЕП було вперше запропоновано понад 40 років тому. Першим контрольованим параметром за допомогою телеметричного радіоканалу став струм в проводі. До цього часу відноситься поява американського патенту Remote measuring system («Системи дистанційного вимірювання струму в проводі з передачею вимірюваного значення по радіоканалу»). У запропонованому рішенні використовувалося живлення пристрою вимірювання індукційного трансформатора за рахунок струму, що протікає в проводі. Він вимірювався через трансформаторний

датчик струму. Сигнал модулював мережевий ланцюг лампового передавача (рис. 4.2).

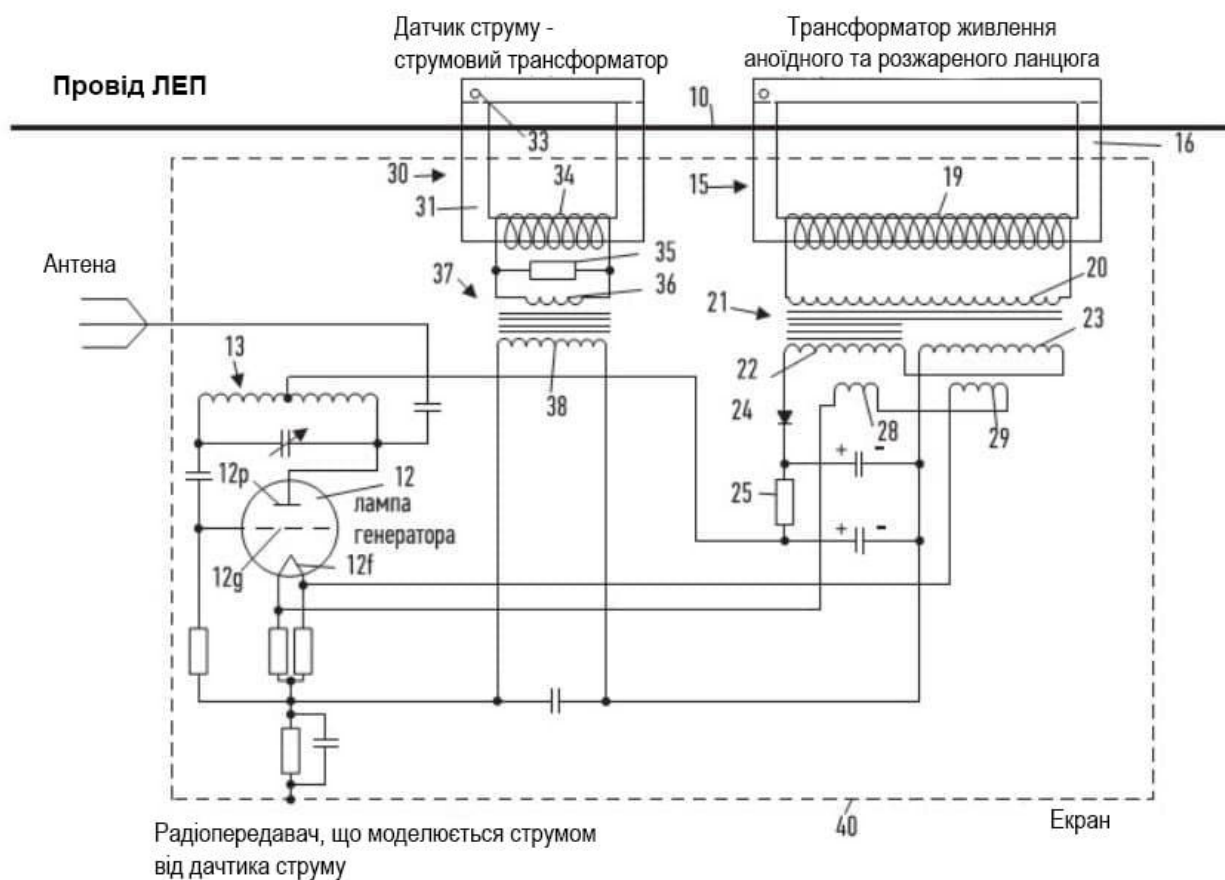


Рисунок 4.2. - Схема дистанційного вимірювача струму із радіоканалом

Як видно на рисунку, у вимірнику струму використовувалися вимірювальний та струмовий трансформатори для живлення лампової схеми (ланцюг анода та розжарення). Передавач виконаний на одноламповому каскаді. Використовується АМ ВЧ-сигналу за допомогою модуляції мережевого струму генератора передавача. Пізніше з'явився патент, у якому вже використовувалася транзисторна елементна база: System for transmitting to assemble point a signal that varies as function of the current flow in a high voltage conductor (Pat. № 3,428,896 від 1966 р.). В останні 15 років завдяки розвитку інформаційних технологій стала можлива комерційна реалізація систем моніторингу проводів ЛЕП.

4.4 Структура систем моніторингу повітряних електромереж

В даний час у всьому світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу повітряних ЛЕП, що забезпечують системного оператора докладною інформацією про стан повітряних кабельних мереж електропостачання. Система моніторингу складається із мережі вимірювальних блоків, пов'язаних через канал зв'язку з обладнанням на диспетчерському пункті. Вимірювальні блоки розподілені вздовж траси ЛЕП і монтуються на опорах або безпосередньо на високовольтних дротах. На рис. 4.3 показано структуру системи моніторингу пропускної спроможності проводів ЛЕП.



Рисунок 4.3 – Система моніторингу проводів ЛЕП

Диспетчерські пункти розташовані у вузлових точках мереж перерозподілу енергії. В даний час у них, як правило, використовуються системи SCADA, що забезпечують обробку та інтерпретацію отриманих від вимірювальних блоків даних (рис. 4.4). У вимірювальний блок входять такі основні компоненти:

- група датчиків вимірювання основних поточних параметрів провідної лінії;
- процесорний модуль для обробки виміряних даних;
- система передачі;
- модуль автономного живлення.

Залежно від функціонального призначення в системах моніторингу можуть використовуватись різні типи датчиків:

- для вимірювання струму у дроті;
- температури дроту у прольоті;
- механічної напруги дроту в точках підвісу (тензодатчики);
- для вимірювання згасання в оптичних волокнах грозотроса або фазного дроту;
- для вимірювання критичних стріл провисання;
- кліматичних умов (метеостанція);
- вібраційних характеристик дротів (акселерометри).

Вимірювання струму здійснюється безконтактним методом, для чого використовуються датчики на основі ефекту Холла або котушки Рогівського.

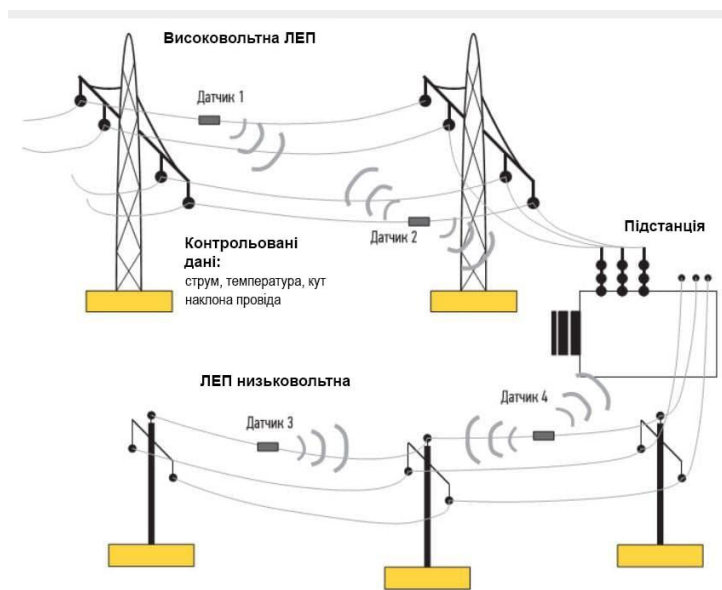


Рисунок 4.4 – Структура вимірювального блока та центра моніторингу

4.4.1 Система живлення автономних вимірювальних блоків

В даний час для живлення вимірювальних блоків систем моніторингу повітряних ліній (ПЛ) використовується два варіанти. Для вимірювальних систем, що розміщуються на щоглах опор ЛЕП, як правило, використовуються акумуляторні батареї, що заряджаються від сонячних батарей. Для

вимірювальних модулів, що монтуються безпосередньо на проводах ЛЕП, живлення проводиться від струмового трансформатора.

Струмовий трансформатор перетворює енергію безпосередньо з проводу ЛЕП. Як джерело збудження (первинна обмотка трансформатора) використовується струмонесучий провід ЛЕП. Вторинна обмотка трансформатора - тороїдальна котушка з феромагнітним сердечником. Модуль індукційного джерела живлення складається з струмового трансформатора, випрямляча, акумулятора енергії (іоністора) та перетворювача напруги, який забезпечує роботу всіх цифрових та аналогових вузлів вимірювача.

4.4.2 Канал передачі даних

В даний час для передачі даних в системах моніторингу ПЛ в основному використовуються бездротові канали зв'язку - це GSM-або ISM-радіо-модеми, що працюють на частотах 434, 868 МГц і 2,4 ГГц.

GSM-модеми вже понад десять років використовуються на ринку засобів АСУ ТП, у тому числі для передачі даних у системах моніторингу. У перших моделях можливості були обмежені передачею SMS-повідомлень та даних у аналоговому режимі. Робота таких пристроїв в режимі аналогового модему забезпечує швидкість передачі даних всього 9,5 кбод, а оплата проводиться відповідно до часу знаходження в мережі. Система GPRS реалізує пакетну комутацію протягом усього каналу зв'язку, істотно оптимізуючи послуги передачі у мережах стандарту GSM. Вона практично миттєво встановлює з'єднання, використовує мережеві ресурси та займає ділянку діапазону частот тільки в моменти фактичної передачі даних, що гарантує надзвичайно ефективне використання доступної смуги частот. GPRS надає послугу багатоточкової передачі між провайдером певної мережі та групою мобільних абонентів з терміналами GPRS. Для GPRS потрібна оплата трафіку, яка нараховується лише за обсяг переданої та прийнятої інформації, а не за час знаходження модему у стані приймання/передачі.

Для передачі даних від модулів вимірювачів на сервер системи моніторингу може бути використана бездротова мережа, створена на основі

радіомодемів xBee компанії Digi. В даний час випускаються трансивери на частоти 868 МГц та 2,4 ГГц. Трансивери забезпечують дальність передачі у прямій видимості до 4 км. На базі мережі трансиверів ZigBee з топологією backbone можна організувати естафетну передачу даних через мережу між вимірниками до сервера даних системи моніторингу. Напрямок передачі в мережі передачі вздовж ЛЕП завжди встановлено у бік сервера. Для підвищення надійності передбачено можливість альтернативного обходу проблемного вузла, що блокує зв'язок по ланцюгу.

4.4.3 Моніторинг погодних умов вздовж ліній електропередачі

На ЛЕП постійно впливають погодні умови. Температура, опади, атмосферний тиск, вологість, а також швидкість та напрям вітру є важливими параметрами, вимірювання яких необхідне для моніторингу погодних умов для ЛЕП. Знання поточної погодної ситуації вздовж лінії електропередач дозволяє зменшити кількість відключень енергії. Датчики та системи стеження за погодними умовами повинні розташовуватися вздовж ЛЕП. Енергетичним компаніям потрібні достовірні метеорологічні дані для управління роботою електромереж. Для контролю можуть використовуватися як повні метеорологічні станції, що працюють в автономному режимі, так і набір дистанційних датчиків, змонтованих на опорах.

4.4.4 Стан проводів та ізоляції ЛЕП

У процесі експлуатації може відбуватися пошкодження та зношення проводів, а також забруднення та пробій ізоляторів. При цьому виникають міжфазні витоки та замикання, а також замикання на землю. Крім того, за рахунок старіння проводів при нагріванні струмом, що протікає, може відбуватися критичне провисання і торкання проводів як землі, так і об'єктів рельєфу. Більшість пошкоджень повітряних ліній становлять короткі замикання та обриви проводів. При цьому визначення місця пошкодження та відновлення пошкоджених ділянок електроліній мережі є найбільш складними та тривалими операціями. Короткі замикання та обриви призводять до значних втрат електроенергії.

Пропускна здатність ПЛ обмежується нагріванням проводів та стійкістю електропередачі. Причому зі збільшенням довжини ліній другий фактор (стійкість) визначає межу потужності, що передається. Провисання дроту, що характеризується стрілою провисання, у прольоті ЛЕП виникає внаслідок подовження дроту при нагріванні і залежить як від температури повітря, так і від нагрівання самого дроту внаслідок протікання струму.

У проектній документації на ЛЕП вказані допустимі параметри стріли провисання для кожного прольоту траси. Стріла провисання може визначатися як за допомогою тензодатчиків, розташованих на опорах у точках підвісу дротів, так і побічно, за даними датчиків акселерометрів вимірювальних модулів, змонтованих безпосередньо на дроті. При цьому також враховуються температури навколишнього повітря та дроти та величина струму через провід. Наявність цих даних дозволяє визначати небезпечні режими експлуатації проводів у прольотах та за необхідності змінювати ресурс допустимого струмового навантаження.

4.4.5 Ожеледиця на проводах ЛЕП

Зледеніння також є загрозою для ЛЕП, а сніговий буран може стати важким випробуванням для забезпечення працездатності системи. Ожеледно-морозові відкладення на проводах і тросах ПЛ відбуваються при температурі повітря близько -5 °C та швидкості вітру 5–10 м/с. Ожеледиця обумовлює додаткові механічні навантаження на всі елементи ПЛ. При значних ожеледних відкладеннях можливі обриви проводів, тросів, руйнування арматури, ізоляторів і навіть опор ПЛ. Ожеледиця є однією з причин «пляски» проводів, здатної призвести до їх схлещування. Наявність ожеледиці можна визначити при оцінці сукупності даних, отриманих від метеодатчиків, тензодатчиків підвісу та акселерометрів.

4.4.6 Коронний розряд на дротах

Коронний розряд виникає в різко неоднорідних полях, у яких іонізаційні процеси можуть відбуватися у вузькій ділянці поблизу електродів. До таких полів належить і електричне поле проводів повітряних ЛЕП. Ця

високочастотна складова струму корони є джерелом інтенсивного електромагнітного випромінювання з широким спектром частот, що створює перешкоди радіо- та телевізійному прийому. Втрати на корону для ліній різних напруг мають значення (для лінії ПЛ 500 кВ середньорічні втрати на корону становлять близько 9–11 кВт/км). Наявність коронного розряду може визначатися за допомогою спектрального аналізу сукупності струмових сигналів, синхронізованих з часовими мітками GPS.

4.4.7 Вплив гармонік

Однією з основних проблем при транспортуванні електроенергії є вплив найвищих гармонік напруги та струму на елементи систем електропостачання. Несинусоїдні струми в елементах електричної мережі викликають додаткові втрати потужності та електроенергії. Розмір цих втрат залежить від ступеня спотворення синусоїдальності. Основний внесок у втрати вносять 3-я, 5-а та 7-а гармоніки.

Величина додаткових втрат у лінії визначається такими факторами, як гармонічний склад та величина струму вищих гармонік, їх розподіл вздовж траси лінії, опори дротів та тросів. Високий рівень додаткових втрат активної потужності та енергії говорить про наявність резонансних процесів у лініях, що призводить до погіршення якості електроенергії, що передається, і зниження терміну служби електрообладнання мережі.

Аналіз гармонік струму дозволяє виявляти виток та замикання, а також локалізувати їх на рівні сегментів мережі. Виявлення резонансних явищ у топології мережі дозволяє вжити заходів для кращого узгодження з навантаженням та зменшити втрати енергії у мережах під час транспортування.

4.5 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних мереж ЛЕП

На сьогоднішній день в нашій країні та за кордоном використовується ряд комерційних систем моніторингу повітряних електромереж, орієнтованих на вирішення певних завдань. Розглянемо структури типових систем

моніторингу, які відрізняються як функціональними характеристиками, так і ціною, і навіть способом монтажу на ЛЕП.

4.5.1 Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1

Однією з перших комерційних систем моніторингу стала система САТ-1, розроблена 1991 р. американською компанією The Valley Group, Inc. В даний час у всьому світі використовується понад 300 систем моніторингу САТ-1. Система забезпечує моніторинг у реальному часі погодних умов та натягу проводів у точках кріплення до опор. Основний модуль системи монтується на опорі ЛЕП та важить близько 50 кг. Датчики вимірювання натягу проводів є тензодатчиками в корпусі з нержавіючої сталі з отворами кріплення і встановлюються між ізолятором і опорою. Основою тензодатчиків є вимірювальний перетворювач. Основний модуль САТ-1 складається з вологостійкого алюмінієвого корпусу з блоком електроніки, вбудованого модему, антен для передачі даних та кріпильних елементів. Модуль призначений для експлуатації в діапазоні температур довкілля $-40\dots+60$ °С. Для забезпечення безперервної роботи модуля використовується 12 В акумуляторна батарея, зарядний пристрій і панель сонячної батареї (рис. 4.5).



Рисунок 4.5 – Модуль живлення САТ-1. Вимірювальний модуль монтується на опорі

Незважаючи на простоту вимірювань, система за рахунок використання патентованих алгоритмів аналізу забезпечує виявлення та розрахунок багатьох корисних параметрів ПЛ, наприклад стріли провисання, струмової пропускної спроможності лінії та навіть наявності ожеледиці на проводах. На рис. 4.6 показана структура системи моніторингу CAT-1, виявлення ожеледиці на проводах.

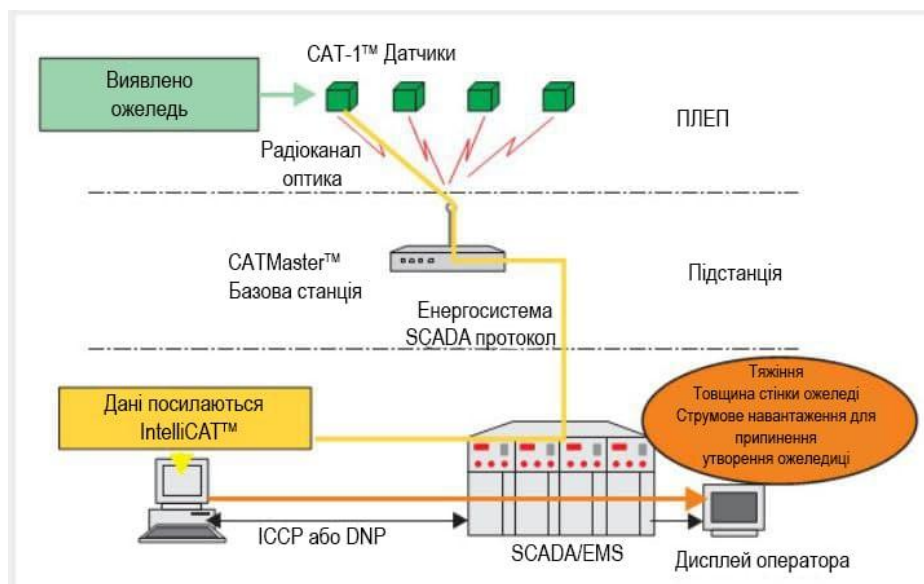


Рисунок 4.6 – Приклад використання системи моніторингу CAT-1 для виявлення ожеледиці на проводах

4.5.2 Безконтактні вимірювачі струму та температури проводу

В даний час набула широкого поширення інша концепція реалізації вимірювального модуля для систем моніторингу OTLM (Over head Transmission Line Monitoring), тобто моніторинг пропускної здатності ПЛ. На відміну від системи моніторингу CAT-1, модуль OTLM конструктивно монтується на високовольтний провід. Вимірювання струму в проводі та живлення модуля здійснюється безконтактно. Живлення приладу здійснюється від енергії, що отримується від проводу через струмовий трансформатор. Система OTLM забезпечує в реальному часі вимірювання температури та струму дротів.

На рисунку 4.7 показано загальний вигляд OTLM-модуля, виробленого словенською компанією C&G.

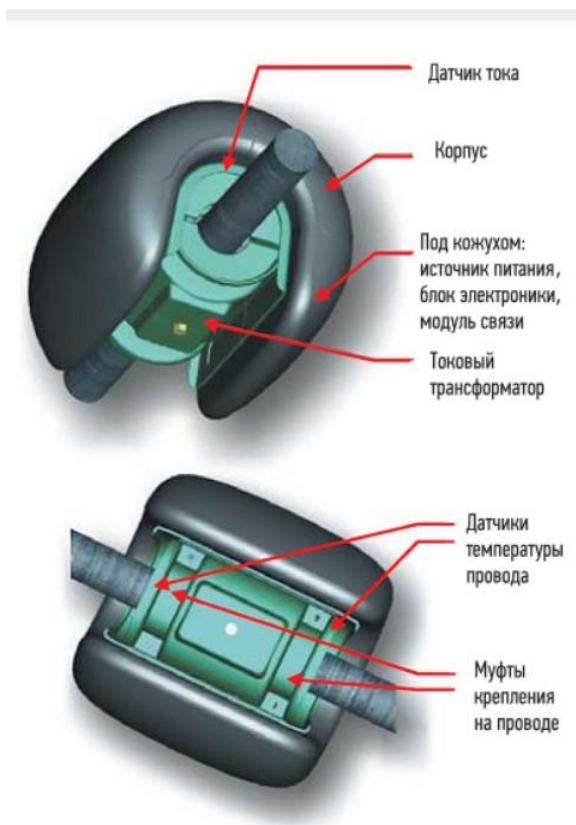


Рисунок 4.7 – Загальний вигляд пристрою ОТЛМ

Основні характеристики вимірювального модуля ОТЛМ:

- діаметр капсули 305 мм; довжина 300 мм;
- вага капсули 10 кг;
- діапазон застосування на лініях ЛЕП – до 420 кВ;
- частота 50 Гц;
- діаметр струмонесучого проводу 10-50 мм;
- діапазон робочих струмів 50-1100 А;
- діапазон вимірювання температури проводу $-40 \dots +125 \text{ }^\circ\text{C}$;
- діапазон робочих температур $-40 \dots +70 \text{ }^\circ\text{C}$;
- точність вимірювання температури до $1 \text{ }^\circ\text{C}$;
- канал передачі даних - GSM (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачі SMS/GPRS.

Пристрій вимірює струм в проводі та температуру проводу у фіксованих точках. Прилад має кріплення для монтажу безпосередньо на провід. Джерело

живлення – вбудований струмовий трансформатор. Отримувана енергія використовується для живлення всього пристрою. Жодних зовнішніх джерел живлення не потрібно. Також у приладі використовується GPS-приймач. Виміряні значення струму та температури прив'язані, таким чином, до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та міток точного часу. Дані вимірювань періодично передаються до диспетчерського пункту, обладнаного системою SCADA, через стандартний IEC-протокол. Дані доступні через веб-браузер.

4.5.3 Осцилографування історії аварій

Реєстрація в ОЗУ з кільцевим записом значень струму в лінії з тимчасовою прив'язкою дозволяє реєструвати в пам'яті передаварійну та післяаварійну історію подій у локальній точці установки вимірювача на проводі. Осцилограми, що містять передісторію та історію аварії тривалістю кілька хвилин, архівуються у ОЗУ великої ємності (FRAM). Ці дані можуть бути передані на сервер диспетчерського пункту або використані системою декількох вимірювальних модулів для аналізу та локалізації аварійної події, наприклад факту короткого замикання або обриву дроту.

4.6 Методи локалізації струмів витоку та КЗ у ЛЕП

Лінії електричних мереж з великими струмами замикання на землю характеризуються досить великою довжиною. Методи та засоби ЗМП тут засновані на вимірюванні та запам'ятовуванні параметрів аварійного режиму та обчисленні відстані до місць пошкодження. Обробка результатів вимірювання виконується вже після вимкнення лінії релейним захистом. Одночасна фіксація аварійного сигналу до відключення джерела живлення ЛЕП пристроями контролю струму та напруги у дроті повітряної ЛЕП та спільне оброблення результатів вимірювань пропонованими способами дозволяє швидко і досить просто визначити місце пошкодження. Метод заснований на реєстрації системою синхронізованих від GPS датчиків струму та напруги часу проходження стрибка фазної напруги. Значення тимчасових міток передаються

в диспетчерський центр обробки, де визначається сегмент пошкодженої проводової мережі. Аналізується аварійний сигнал, у якому виділяють одинадцятую гармоніку. Аналіз фазової характеристики вздовж лінії передачі дозволяє локалізувати місце аварії.

4.7 Лазерна картографія ЛЕП

Досягнуті останніми роками технологічні успіхи у вдосконаленні засобів авіаційного дистанційного зондування дозволяють використовувати принципово нові підходи для топографічного моніторингу ЛЕП. За допомогою лазерного аерокартографічного сканування зараз можна отримувати точні карти розташування всіх об'єктів ЛЕП, у тому числі опор та проводів із прив'язкою до 3D-рельєфу місцевості. Топологія рельєфу, стан опор, висота підвісу, становище інших значимих об'єктів у безпосередній близькості від ЛЕП — усе це тепер доступно оператору систем SCADA, поруч із оперативною інформацією стану проводів і кліматичних умов. При лазерному скануванні вздовж траси ЛЕП можна паралельно проводити тепловізійну зйомку (рис. 4.8). Класичними прикладами є виявлення дефектів ізоляції та вимірювання температури проводів при зйомці ЛЕП та термоконтроль стану теплових комунікацій та огорожувальних конструкцій будівель на предмет наднормативних втрат енергії.

Використання лазерного локатора дозволяє отримувати тривимірні образи рельєфу та всіх наземних об'єктів, а також проводити за ними геометричні виміри (рис. 4.9).

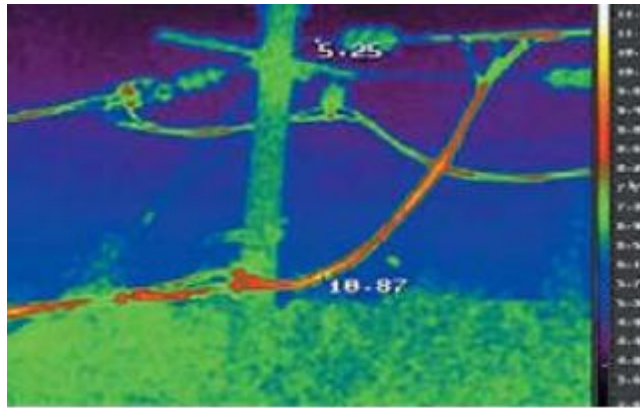


Рисунок 4.8 - Інфрачервоне зображення фрагмента ЛЕП, отримане за допомогою тепловізора IRTIS, що працює у спектральному діапазоні 3-5 мкм

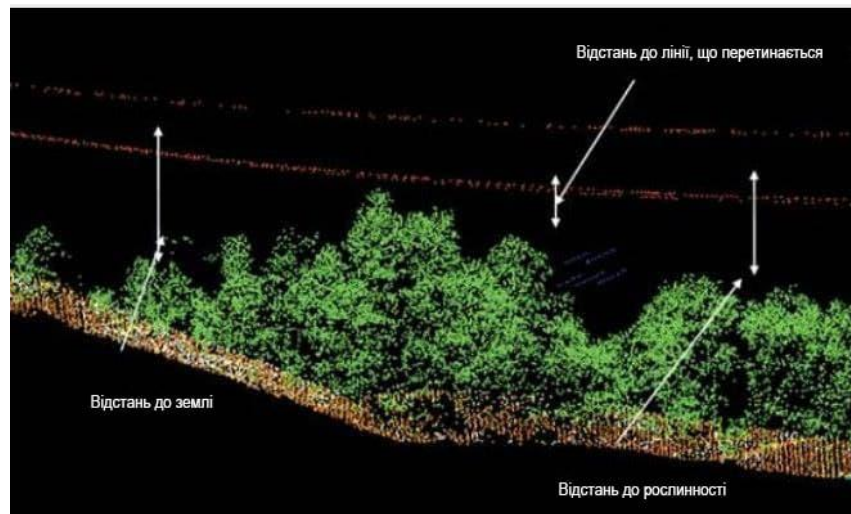


Рисунок 4.9 – Приклад представлення топологічної моделі траси в системі SCADA

Спільне використання лазерно-локаційної та інфрачервоної зйомки дозволяє одночасно вимірювати справжню температуру дроту та стрілу провисання, а також визначати місця витоків енергії та пошкоджені ізолятори.

4.8 Монтаж системи моніторингу під напругою

Експлуатація електроустановок та електрообладнання електричних мереж без їх відключення стає нині основним способом обслуговування, і вона широко застосовується у різних країнах світу на лініях електропередачі всіх класів напруги – від 0,38 до 750 кВ. Ця технологія була розроблена в СРСР ще в 50-ті роки та широко використовувалася на практиці. Застосування цієї системи дозволяє зберігати нормальний режим роботи електричних мереж під час монтажу додаткового обладнання та регламентних робіт. Прогресивність робіт під напругою дає економічні переваги за збереження безпеки операторів.

Для проведення монтажних робіт на ПЛ під напругою використовуються гідропідйомники, система ізоляції, електропровідний комплект спецодягу, що утворює клітку Фарадея, усередині якої дія поля зведена до мінімуму (рис. 4.10). Вся система гарантує захист електромонтера від протікання струму нижче порога чутливості. Це досягається вирівнюванням потенціалів робочого місця в системі «провід-підйомник-оператор» та шунтуванням з одночасним застосуванням надійної ізоляції робочого місця від землі або заземлених елементів опори. При цьому від впливу електричного поля електромонтер захищається електропровідним комплектом спецодягу. Для зручності і технологічності монтажу на проводі корпус вимірювача, в якому розміщуються датчик струму, трансформатор і блок електроніки, що живить, виконується з двох половинок. Обидві половинки корпусу з'єднані шарнірним механізмом.



Рисунок 4.10 – монтаж вимірювального блока на проводах ЛЕП

Управління шарнірним механізмом при монтажі вимірювача струму на дроті ЛЕП здійснюється за допомогою спеціальної поворотної штанги із шестигранним ключем. Перед монтажем, повертаючи ключ проти годинникової стрілки, розсуваються секції корпусу. Далі вимірник чіпляється на провід ЛЕП. Фіксація корпусу вимірювача струму на дроті проводиться поворотом технологічного ключа за годинниковою стрілкою. При цьому обидві половинки корпусу сходяться, замикаючи контур навколо дроту. Вбудовані муфти забезпечують жорстку фіксацію корпусу вимірювача струму на дроті ЛЕП (рис. 4.11).



Рисунок 4.11 - Монтаж вимірювача Donut на проводі ЛЕП

5 ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ БЕЗПЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ ДЛЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

У процесі експлуатації повітряних ліній електропередачі можуть виникати складнощі, спричинені різними факторами. З метою виявлення дефектів та несправностей періодично проводяться огляди ПЛЕП. Огляд – це зорова перевірка стану повітряної лінії. Верховим називається огляд з підйомом на опору. Для ПЛ різного рівня напруги складаються спеціальні графіки обстежень, з частотою:

- 1 раз на рік у всій довжині лінії;
- верхові огляди, 1 раз на 10 років для ліній з рівнем напруги вище 35 кВ;
- верхові огляди, 1 раз на 5 років для ліній з рівнем напруги вище 35 кВ, що перебувають понад 20 років в експлуатації, або в зонах з підвищеним забрудненням;
- верхові огляди проводяться за потребою для ліній з рівнем напруги 0,38 - 20 кВ.

Забезпечення безпечної роботи персоналу є основним аспектом у енергетичній галузі. І тому впроваджуються нововведення, зокрема використання БПЛА. Безпілотний літальний апарат використовується при плановій діагностичній роботі та аварійно-відновлювальних роботах. Також при використанні дрону можна здійснювати верховий огляд повітряної лінії, тим самим зменшуючи ймовірність травматизму робочого персоналу під час робіт на висоті. Також використання дрону дозволяє проводити огляд у найвіддаленіших і важкодоступних місцях.

Огляд повітряних ліній електропередач за допомогою БПЛА допоможе виявити наступні несправності ПЛЕП: неприпустиме провисання дроту у прольоті, пошкодження дроту, у тому числі й обрив дроту, утворення корозії на металевих опорах, дефекти залізобетонних опор, відхилення опори від вертикалі, просідання ґрунту навколо опори, забруднення та руйнування

ізоляторів, розворот траверси на опорі. Так само можна за допомогою дронів спостерігати наявність або відсутність рослинних чагарників та несанкціоновану діяльність сторонніх осіб у охоронній зоні.

Поширеними для використання БПЛА для обстеження ПЛЕП є "Геоскан 401" (а), "Геоскан 101" (б), "Геоскан 201", (в) компанії "Геоскан" та "Птеро - G0" (г). В табл. 5.1 наведено технічні характеристики марок БПЛА, що розглядаються.

На сьогоднішній день існує кілька способів контролю стану ПЛЕП, наприклад:

1. Піші обходи ліній – поки найпоширеніший в Україні, але водночас трудомісткий метод. У важкодоступній місцевості цей спосіб може становити загрозу безпеці робітника, персоналу, для деяких районів застосування даного методу не є можливим.

2. Обльоти ліній на гелікоптері – зазвичай проводяться без використання спеціального обладнання, тому ефективність даного методу обмежується досвідом та гостротою зору спеціаліста

3. Обстеження ліній БПЛА – метод досить нещодавно використовується в Україні, хоча в інших країнах вже накопичився певний досвід використання БПЛА.

З цих способів контролю найбільш ефективними на даний момент є піший обхід лінії та обстеження ліній БПЛА. Нижче наведено економічне порівняння двох способів контролю стану ВЛЕП (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 Основні технічні характеристики БПЛА

Марка	«Геоскан 401»	«Геоскан 101»	«Геоскан 201»	«Птеро-G0»
Клас	Мультироторні	Самолітальний, має малий радіус дії	Самолітальний, має середній радіус дії	Самолітальний, має великий радіус дії
Час польоту	До 1 години	До 1 години	До 3 годин	До 8 годин
Максимальна довжина польоту	24 км	Від 70 км	10 км	До 800 км
Площа знімання за 1 політ	2-6 км ²	3-9 км ²	7-22 км ²	60-100 км ²
Максимально допустима швидкість вітру	До 10 м/с	До 12 м/с	До 12 м/с	До 15 м/с
Швидкість в польоті	0-50 км/год	25-125 км/год	25-140 км/год	85-115 км/год
Максимальна маса при злітанні	9,5 кг	3,1 кг	8,5 кг	20 кг
Максимальна маса корисного навантаження	2 кг	0,8 кг	1,5 кг	5 кг
Вид двигуна	Електричний	Електричний, колекторний	Електричний, колекторний	Двигун внутрішнього згорання
Мінімальна безпечна висота при польоті	10 м	100 м	100 м	80 м
Максимальна висота при польоті	500 м	4000 м	4000 м	3000 м
Час підготовки до злітання	5 хв	10 хв	10 хв	15 хв
Температура експлуатації	Від -20 до +40 °С	Від -20 до +40 °С	Від -20 до +40 °С	Від -30 до +40 °С
Вартість, в тис грн	610,5	362,6	621,6	1517

Таблиця 5.2 Оцінка економічної ефективності під час використання БПЛА для огляду ПЛЕП

Параметр	Піша група	«Геоскан 401»	«Геоскан 101»	«Геоскан 201»	«Птеро-G0»
Чисельність робочої групи	3	2	2	2	2
Заробітна плата, грн	10847	10847	10847	10847	10847
Групи за місяць	32541	21694	21694	21694	21694
Групи за день	4244	1886	1886	1886	1886
Кількість робочих годин в день, год	8	5	5	5	5
Швидкість огляду, км					
За годину	2	24	70	85	115
За день	16	72	210	210	500
Вартість БПЛА, грн	-	610500	362600	621600	1517000
Вартість експлуатації БПЛА	-	-	-	-	-
При 500 злетах/посадках (250 днів)	-	203500	120866	207200	505667
Впродовж 1 дня	-	814	483	828	2023

Примітки:

1. Дані про середню заробітну плату взяті із сайту Міністерства фінансів України.

2. Дальність польоту вказана для польоту з обох боків. Не враховано поправку на траєкторію руху БПЛА, яка залежить від кривизни лінії, а також від швидкості вітру. Час польоту знижується за поганих льотних умов. Допускається робота БПЛА під час дощу, але це шкодить якості знятого матеріалу.

3. Вартість комплексів взята з сайту [24] та актуальна на початок 2017 р.

4. При порівняльному аналізі не враховувалися витрати на транспорт та інше обладнання, оскільки вони однакові завжди.

5 Розрахунки велися з урахуванням максимальної трудової зайнятості комплексу, 500 зльотів/посадок (250 днів), протягом 3 років.

За розрахованими значеннями можна сказати, що використання БПЛА в кілька разів економічно ефективніше обстеження наземною групою, але в розрахунках була максимізована зайнятість БПЛА у діагностиці ПЛЕП, тому отримані значення мають скоріше орієнтовний характер. Використання БПЛА раціональніше у важкодоступних районах, з великою довжиною ліній.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Задачі розділу

Оскільки роботи з оптимізації режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності відбуваються в приміщенні за персональним комп'ютером, тому потрібно дотримуватись правил охорони праці, враховувати санітарно-гігієнічні норми, що характеризують виробничий шум, освітлення вібрацію.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з оптимізацією режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності, сформульовано основні задачі охорони праці за темою МКР:

1. Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження, яке виконує дослідник на тему МКР.

2. Аналіз умов праці при виконанні дослідження, а саме санітарно-гігієнічні умови та проведення розрахунку занулення для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням.

3. Основні заходи протипожежного захисту робочого місця дослідника та приміщення в якому проводяться дослідження.

Науково-технічний прогрес вніс серйозні зміни в умови виробничої діяльності робітників розумової праці. Їх праця стала більш інтенсивною, напруженою та вимагає значних витрат розумової, емоційної і фізичної енергії.

Це потребує комплексного рішення проблем ергономіки, гігієни і організації праці, регламентації режимів праці та відпочинку. Охорона здоров'я працівників, забезпечення безпеки умов праці, ліквідація професійних захворювань і виробничого травматизму становить одну з головних проблем людського суспільства.

Дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» відбувалася в

приміщені, яке обладнане робочими місцями з ПК. На розробника, згідно ГОСТ 12.0.003-74, могли мати вплив такі небезпечні виробничі фактори:

1. Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена чи понижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень електромагнітного випромінювання;
- підвищена чи понижена іонізація повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи нестача природного освітлення.

2. Психофізіологічні: статичне перевантаження; розумове перевантаження; емоційні перевантаження.

Схема приміщення, де дослідник виконує роботу по оптимізації режимів електричної мережі 110 кВ, зображена на рис. 6.1.



Умовні позначення: 1 – робочі місця, обладнані ПК; 2 – стіл для принтера; 3 – стіл для копіювального апарату; 4, 5 – меблі для документації.

Відповідно до наведених факторів здійснюємо планування щодо безпечного виконання дослідження.

6.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження

Робоче місце, добре пристосоване до трудової діяльності дослідника, правильно і доцільно організоване, щодо простору, форми, розміру забезпечує

йому зручне положення при роботі і високу продуктивність праці при найменшому фізичному і психічному напруженні. При правильній організації робочого місця продуктивність праці дослідника зростає з 8 до 20%.

Приміщення, де виконувалася робота, його розміри (площа, об'єм) повинні в першу чергу відповідати кількості робітників і наявному комплекту технічних засобів.

Площа приміщення становить $18,8 \text{ м}^2$, об'єм – $60,2 \text{ м}^3$. Відповідно на одного працівника припадає $6,3 \text{ м}^2$ площі і $20,1 \text{ м}^3$ об'єму повітря. Отримані дані повністю відповідають вимогам НПАОП 0.00-1.28-10.

Відповідно до ГОСТ 12.2.032-78 конструкція робочого місця і взаємне розташування всіх його елементів повинне відповідати антропометричним, фізичним і психологічним вимогам. Велике значення має також характер роботи.

Основним робочим положенням є положення сидячи. Робоче місце для виконання робіт у положенні сидячи організується відповідно до ГОСТ 12.2.032-78.

Раціональне планування робочого місця передбачає чіткий порядок і сталість розміщення предметів, засобів праці і документації. Те, що потрібно для виконання робіт частіше, розташоване в зоні легкої досяжності робочого простору.

Вимоги безпеки перед початком роботи:

- увімкнути систему кондиціонування в приміщенні;
- перевірити надійність встановлення апаратури на робочому столі. Повернути монітор так, щоб було зручно дивитися на екран – під прямим кутом (а не збоку) і трохи зверху вниз, при цьому екран має бути трохи нахиленим, нижній його край ближче до оператора;
- перевірити загальний стан апаратури, перевірити справність електропроводки, з'єднувальних шнурів, штепсельних вилок, розеток, заземлення захисного екрана;
- відрегулювати освітленість робочого місця;

Основні вимоги безпеки під час виконання роботи:

- не залишати працюючі ПК і їхні пристрої без нагляду;
- підключати і відключати роз'єм кабелів пристроїв ПК тільки при відключеній напрузі;
- подавати напругу на пристрої і окремі блоки ПК тільки після ретельної перевірки надійності кріплення провідників заземлення, справності кабелів і роз'ємів мережі електроживлення;
- при виявленні запаху горілого в пристроях ПК необхідно вимкнути апаратуру, повторно не включати і звернутися до спеціаліста з технічного обслуговування ПК.

-

6.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Під час роботи на працівника впливають різні шкідливі фактори. Кожен із цих факторів впливає на організм людини, викликає в нього функціональні зміни, професійні захворювання або отруєння.

Для уникнення небезпечного впливу під час виконання дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» розробляємо рекомендації з гігієни праці та виробничої санітарії.

Робота дослідника за енерговитратами відноситься до категорії I, а (енерговитрати до 139Дж/с) [79]. Робоче місце – постійне.

6.3.1 Мікроклімат

Обчислювальна техніка є джерелом істотних тепловиділень, що може привести до підвищення температури і зниження відносної вологості в приміщенні. У приміщеннях, де встановлені комп'ютери, повинні дотримуватися певні параметри мікроклімату. У санітарних нормах ДСН 3.3.6.042-99 встановлені величини параметрів мікроклімату, що створюють комфортні умови. Ці норми встановлюються в залежності від пори року, характеру трудового процесу і характеру виробничого приміщення.

Допустимі параметри мікроклімату для цієї категорії та вихідних даних наведені в табл.6.2.

Таблиця 6.2 – Параметри мікроклімату

Період року	Параметр мікроклімату	Величина
Холодний	Температура повітря в приміщенні	21 ... 23 ° C
	Відносна вологість	40 ... 60%
	Швидкість руху повітря	до 0,1 м / с
Теплий	Температура повітря в приміщенні	22... 24 ° C
	Відносна вологість	40... 60%
	Швидкість руху повітря	0,1 ... 0,2 м / с

6.3.2 Склад повітря робочої зони

На підприємствах повітря робочої зони може забруднюватися шкідливими речовинами, які утворюються в результаті технологічного процесу, або містяться в сировині, продуктах чи напівпродуктах, у відходах виробництва. Ці речовини потрапляють у повітря у вигляді пилу, газів або пари і діють негативно на організм людини.

В досліджуваному приміщенні можливими шкідливими речовинами у повітрі є пил та озон. Джерелами цих речовин є офісна техніка. Пил потрапляє у приміщення ззовні, через вікна, двері та заноситься співробітниками. ГДК вказаних шкідливих речовин наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 6.3 – ГДК шкідливих речовин у повітрі

Назва речовини	Максимально разова, ГДК, мг/м ³	Середньо добова	Клас небезпечності
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Озон	0,16	0,03	4

Забезпечення складу повітря робочої зони здійснюється за допомогою системи кондиціонування та вологого прибирання.

6.3.3 Виробниче освітлення

Згідно ДБН В.2.5-28-2006 в приміщенні, де здійснюється робота за допомогою ПК необхідно застосувати систему комбінованого освітлення.

При виконанні робіт категорії високої зорової точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,3 ... 0,5 мм) величина коефіцієнта природного освітлення (КПО) повинна бути не нижче 1,5%, а при зоровій роботі середньої точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,5 ... 1,0 мм) КПО повинен бути не нижче 1,0%. В якості джерел штучного освітлення звичайно використовуються люмінесцентні лампи типу ЛБ, або ДРЛ, які попарно об'єднуються в світильники, які повинні розташовуватися рівномірно над робочими поверхнями.

Вимоги до освітленості в приміщеннях, де встановлені комп'ютери, наступні: при виконанні зорових робіт високої точності загальна освітленість повинна складати 300лк, а комбінована – 750 лк; аналогічні вимоги при виконанні робіт середньої точності – 200 і 300лк відповідно.

6.3.4 Виробничий шум

Під впливом шуму знижується концентрація уваги, порушуються фізіологічні функції, з'являється втома у зв'язку з підвищеними енергетичними витратами і нервово-психічним напруженням, погіршується мовна комутація. Все це знижує працездатність людини і її продуктивність, якість і безпеку

праці. Тривала дія інтенсивного шуму (вище 80 дБ (А) на слух людини приводить до його часткової або повної втрати, шум в приміщенні не повинен перевищувати 50 дБ (А).

Джерелом шуму під час виконання роботи є працююча офісна техніка, а також – рух автотранспорту біля будинку.

Для зниження рівня шуму стіни і стеля приміщень, де встановлені комп'ютери, можуть бути облицьовані звукопоглинальними матеріалами.

6.3.5 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні

Дослідження на тему « Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності » відбувалася в приміщенні, де використовується чотири провідна трифазна електромережа з заземленим нульовим проводом. Величина напруги цієї мережі становить 380 х 220В (фазна напруга (фаза – «0») – 220 В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380 В).

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – без підвищеної небезпеки, оскільки чинники підвищеної небезпеки (підвищена температура повітря (більша за 35° С), вологість (більша 75%), струмопровідна підлога, струмопровідний пил, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металоконструкцій, що мають зв'язок із землею) та особливої небезпеки (вологість повітря в приміщеннях близька до насичення, конденсація вологи на поверхні устаткування та будівельних конструкціях (100%); хімічно активне середовище, що призводить до руйнування ізоляції, чи біологічне середовище, що у вигляді плісняви утворюється на обладнанні та струмопровідних елементах) відсутні.

Досліджуване приміщення – сухе з відносною вологістю не більше 70% і температурою повітря в межах + 15 ... + 28 ° С, з неструмопровідною підлогою (дерев'яною), з повітряним середовищем без струмопровідного пилу.

Для запобігання електротравмам у приміщенні здійснюються:

1) ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;

2) захисне заземлення із використанням природних заземлювачів;

3) систематичне проведення інструктажу з електробезпеки;

4) суворе дотримання правил електробезпеки на робочому місці.

Для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням необхідно забезпечити його занулення. Метою розрахунку занулення є визначення умов, при яких воно сприяє швидкому відключення пошкодженого електрообладнання від мережі.

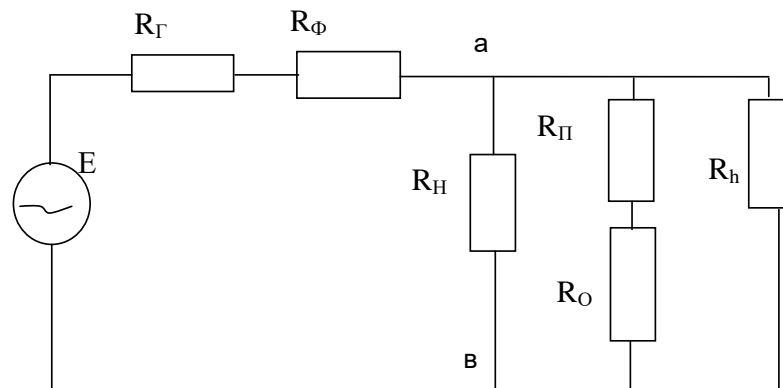


Рисунок 6.2 – Еквівалентна схема кола

$R_{Г}$ – опір генератора;

$R_{Ф}$ – опір фазного провода;

R_{O} – опір заземлюючої нейтралі;

R_{h} – опір тіла;

$R_{Н}$ – опір нульового провода;

$R_{П}$ – опір повторного занулення.

Проведемо розрахунок занулення при напрузі в мережі 220 В, трьохфазна мережа з заземленою нейтралю.

Опір фазного і нульового проводів розраховується, виходячи з довжини проводів за формулою:

$$R = \rho \frac{l}{s},$$

, де $\rho = 0.018 \left(\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \right)$ - питомий опір мідного провідника;

l – довжина провідника;

$$l = 30 \text{ м};$$

s – поперечний переріз провідника;

Переріз нульового провідника:

$$S_H = S_\Phi / 2 = 1.5 \text{ мм}^2$$

Переріз фазного провідника : $S_\Phi = 3 \text{ мм}^2$

Тоді:

$$R_\Phi = \rho \frac{l}{S_\Phi} = 0.018 \cdot \frac{30}{3} = 0.18 \text{ (Ом)}$$

$$R_H = \rho \frac{l}{S_H} = 0.018 \cdot \frac{30}{1.5} = 0.36 \text{ (Ом)}$$

Опір кола між точками (а) и (в) розраховуємо, прийнявши :

$$R_o = 4 \text{ Ом},$$

$$R_n = 10 \text{ Ом},$$

$$R_{AB} = \frac{\left(\frac{R_H \cdot R_\Pi}{R_H + R_\Pi} + R_o \right) \cdot R_H}{\frac{R_H \cdot R_\Pi}{R_H + R_\Pi} + R_o + R_H} = \frac{\left(\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 \right) \cdot 0.3}{\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 + 0.3} = 0.28 \text{ (Ом)}$$

$$R_H = 600 \text{ (Ом)} \text{ – опір тіла.}$$

Розраховуємо струм К.З

Струм К.З розраховується за наступною формулою:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot (R_{\phi} + R_{\Gamma} + R_{AB})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (0.29 + 0.36 + 0.18)} = 153(A)$$

Захист дослідника в приміщенні від напруги дотику проводиться шляхом відключення живлення за допомогою автоматичного вимикача. Для їх спрацьовування необхідно, щоб виконувалася умова:

$$\frac{I_{K3}}{I_H} \geq K$$

, де k – кратність струму короткого замикання до номінального струму вимикача ($k = 3$ для приміщень з нормальним середовищем).

Номінальний струм вимикача (I_H) беремо з умови:

$$I_H \geq I_{доп.роб} \cdot 1.3$$

, де $I_{доп.роб} = \frac{P_{нотр}}{U_{\phi}} = \frac{2.2(Kвт)}{220(B)} = 10 (A)$ – для однофазного споживача.

$P_{нотр} = 2.2 * 10^3 \text{ Вт}$ – потужність, яка споживається приладами.

Відповідно, $I_H \geq 13 \text{ А}$

Вибираємо автоматичний вимикач “Etimat ETI В 16 ”: $U_H = 220\text{В}$, $I_H = 16 \text{ А}$.,

Тоді, $K = \frac{153}{16} = 9,6 > 3$

Отже, для занулення необхідно використати автоматичний вимикач Etimat ETI В 16 с струмом навантаження 16А, що забезпечить безпеку виконання робіт в приміщенні.

6.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – це стан об’єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і

впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Досліджуване приміщення знаходиться на першому поверсі цегляної будівля. Фундаментна основа: бетонні блоки, перекриття: бетонні плити, покрівля жерстяна. Стіни зовнішні: керамічні блоки (250 мм.), оштукатурені з внутрішньої сторони будівлі. Стіни внутрішні та перегородки: керамічні блоки (115 мм). Двері: вхідні дерев'яні, внутрішні дерев'яні. Вікна: металопластикові теплозберігаючі з подвійним склопакетом з встановленням підвіконь. Підлога: цементно-пісчане стягнення, покриття лінолеум та паркет та керамічні плити.

В приміщенні використовуються тільки негорючі речовини та матеріали у холодному стані, тому за ступенем вибухопожежної та пожежної безпеки приміщення відноситься до категорії «Д» згідно НАПБ Б.03.002-2007. За вогнестійкістю приміщення відноситься до третьої категорії згідно з ДБН В.1.1.7-2002.

6.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Можливі причини виникнення пожежі у приміщенні, де відбувається дослідження такі:

- несправна електропроводка (іскріння, перегрів провідників, пересихання електроізоляційних матеріалів);
- використання електропобутових пристроїв (електрочайники, обігрівачі); попадання вологи на працююче електрообладнання;
- залишення без нагляду увімкннутих комп'ютерів, обчислювальної техніки та інших електроприладів.

6.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту

У приміщенні на випадок виникнення пожежі для обмеження її розповсюдження знаходиться переносний вуглекислотний вогнегасник типу ОУ-5, що відповідає нормам НАПБ Б.03.001-2004. Підходи до засобів первинного пожежогасіння та відключення електросхем устаткування вільні.

У коридорі приміщення розташована схема евакуації людей при пожежі. Шляхи евакуації з відділу відповідають правилам пожежної безпеки. У

будинку є два виходи, ширина коридору – 2-3 метри, ширина дверей – 0,8 м., двері відкриваються по ходу руху людей у випадку евакуації.

В цілому приміщення по категорії вибухо- і пожежонебезпечності та ступеню вогнестійкості відповідає нормам, але особливу увагу потрібно звернути на утримання в справному стані засобів протипожежного захисту та своєчасне інформування пожежної охорони про несправність пожежної техніки, впровадження систем протипожежного захисту.

ВИСНОВОК

Устаткування, яке на сьогоднішній день використовується в Україні, досить сильно застаріло, як фізично, і морально. Воно є майже таким самим, як і в зарубіжних країнах, тільки з відставанням на 20-30 років. Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а розкидане по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ, найчастіше виявляються масово та вимагають великих економічних вкладень.

На процес появи ожеледиці на ЛЕП впливають:

- висота підвісу дроту;
- швидкість вітру;
- температура повітря;
- діаметр проводів;
- дія електромагнітного поля;
- закручування дротів;
- протікання струму навантаження по дротах.

Ожеледне відкладення є діелектриком, який у свою чергу є хаотичною сумішшю повітря та льоду. Розрізняють: змішані відкладення, зернисту паморозь, ожеледицю та кристалічну паморозь.

Для повітряних ліній, які зазнають високих ожеледних та вітрових навантажень, слід забезпечувати передчасне виявлення появи ожеледиці та оперативність передачі диспетчеру інформації для своєчасної плавлення ожеледиці.

Домінуючий тренд у сфері розробки нових засобів боротьби з ожеледними відкладеннями на проводах ПЛ полягає у використанні комбінованих перетворювальних установок, здатних здійснювати при виникненні необхідності плавлення ожеледиці, а решту часу – компенсацію реактивної потужності.

Найбільш перспективним слід визнати спосіб плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти, який поєднує переваги плавлення змінним струмом промислової частоти (на трьох проводах одночасно) і плавки постійним струмом (обмежений тільки активним опором, відрізняється плавним регулюванням струму плавки). Додаткова перевага даної технології полягає в тому, що установка для плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти легко трансформується в статичний компенсатор реактивної потужності. Це дозволяє експлуатувати дороге перетворювальне обладнання протягом календарного року. Проте зберігається такий недолік, як необхідність відключення ПЛ для очищення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7 издание. - С.-Пб.: Энергоатомиздат, 2009. -289 с.
2. Яковлев, Л.В. Комплексные методы и устройства для защиты проводов и грозозащитных тросов воздушных линий от вибрации, «пляски» и гололедообразования / Л.В. Яковлев // Энергетик. 2004. № 3. С. 15-17.
3. Minullin R.G., Petrushenko Yu.Ya., Fardiev I.Sh., Lukin E.I. Detection of Disconnection Faults and Double - Phase Short Circuits in the Wires of Overhead Transmission Lines by the Location Method/ Minullin R.G., Petrushenko Yu.Ya., Fardiev I.Sh., Lukin E.I. // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Press, Inc., Vol. 80(№2). 2009.P.91- 101.
4. Алексеев, Б.А. Повышение пропускной способности воздушных линий электропередачи и применение проводов новых марок/ Б.А. Алексеев // ЭЛЕКТРО. 2009. № 3. С. 17-21
5. Кузнецов, П.А. Влияние формы отложений на проводе воздушной линии электропередачи на его состояние в ветровом потоке/ А. Кузнецов, В.Я. Башкевич// Проблемы электроэнергетики: Межвуз. науч. сб. Саратов: СГТУ, 2006. С. 5055.
6. Боровицкий, В.Г. Отключения отпаечных линий ВЛ 110 кВ. Влияние высокочастотных перенапряжений/ В.Г.Боровицкий, А.Г.Овсянников// Новости ЭлектроТехники. 2012. № 6(78).
7. Research provides insight into unexplained line outages // INMR. 2011. Vol. 19. № 4. P. 78–86.
8. Пак, Б.И. Устойчивость энергосистем / Б.И. Пак. – М.: ЭНАС, 2016.
- 16.Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2007.
17. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и

электроснабжению. - М.: Инфра-М, 2014. - 136 с.

18. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский цент «Академия», 2004 – 448 с.

19. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования. Учебное пособие. / Н.В. Грунтович. - М.: Инфра-М, 2015. - 271 с.

20. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В.Лыкин. –М.: Логос, 2008. - 258 с.

21. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. И.Н. Орлова и др. - М.: МЭИ, 2004.

22. Кузнецов, П.А. Способ и устройство обнаружения предвестника пляски провода на воздушной линии электропередачи / П.А. Кузнецов, В.Я. Башкевич, Г.Г. Угаров// Проблемы электроэнергетики: Межвуз. науч. сб. Саратов: СГТУ, 2006. С. 47-49.

23. S. K. Padhan, C. Nahak Journal of Control Science and Engineering [Text] / S. K. Padhan, C. Nahak // Hindawi Publishing Corporation. – Egypt, 2016. – PP. 45-61.

24. Режим доступа: АФМ-СерверсПтеро-GO [Электронный ресурс].RL:<http://www.airwar.ru/enc/bpla/pterosm.html>.]

25. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Режим доступа:

26. http://www.znaytovar.ru/gost/2/GOST_12000374_SSBT_Opasnye_i_v.html НПАОП 0.00-1.28-10 Правила охорони праці під час експлуатації ЕОМ.

27. Режим доступа: <http://document.ua/pravila-ohoroni-praci-pid-chas-ekspluatacijielektronno-obch-nor17970.html>

28. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее

местопри выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. Режим доступа: <http://www.complexdoc.ru/scan/%D0%D0%A1%D0%A2%2012.2.032-78>

29. Правила улаштування електроустановок. Режим доступу <http://www.energiy.com.ua/PUE.html>.

30. Гігієнічна класифікація праці (за показниками шкідливості і небезпеки факторів виробничого середовища від 12.08.1986 № 4137-86. Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/v4137400-86>

31. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Режим доступу: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>

32. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення. Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

33. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumuultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>

34. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833

35. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

36. НАПБ Б.03.001-2004 «Типові норми належності вогнегасників». Режим доступу: <http://www.ognetushiteli.kiev.ua/podderjka-klientov/13-napb-b03001-2004-tipovye-normy-polojennosti-ognetushiteley.html>.

ДОДАТОК А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРУГОЮ 110 КВ
08-13.МКР.010.00.005 Т4

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Малогулко Ю.В.

Магістр групи ЕСМ-20м

_____ Шамрай О.В.

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що на сьогоднішній день ринкові відносини між споживачем та виробником електричної енергії зобов'язують виробника до безперебійного та якісного електропостачання. Але, на жаль, нинішнє обладнання, що використовується в Україні, морально і фізично застаріло. ПЛЕП є одними з найнадійніших елементів сучасної енергетичної системи. Значною частиною пошкодження повітряних ліній є обриви проводів (зокрема через атмосферні тиски) та короткі замикання. При цьому, щоб визначити місце пошкодження і локалізувати його, потрібно витратити велику кількість грошей і часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення надійності та зниження аварійності на повітряних лініях 110 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

9. Research provides insight into unexplained line outages // INMR. 2011. Vol. 19. № 4. P. 78–86.

2. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004 – 448 с.

3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Використати в роботі параметри наступних БПЛА для обстеження ПЛЕП:

- «Геоскан 401»;
- «Геоскан 101»;
- «Геоскан 201»;
- «Птеро - G0».

Дослідити наступні способи контролю стану ПЛЕП:

1. Піші обходи ліній електропередавання.

- 2. Обльоти ліній на гелікоптері.

- 3. Обстеження ліній БПЛА.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи різних систем моніторингу для повітряної лінії електропередавання та зробити висновок про доцільність їх використання.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Повітряні лінії, як об'єкт діагностування	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Дослідження методів моніторингу повітряних ліній	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Ожеледиця на проводах ліній електропередач	06.10.21	20.10.21	розділи 3
5	Сучасні технології моніторингу повітряних ліній електропередавання	21.10.21	30.10.21	розділи 4
6	Оцінка економічної ефективності безпілотних літальних апаратів для обслуговування повітряних ліній електропередач	01.11.21	10.11.21	розділ 5
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.21	16.11.20	розділи 6
8	Оформлення пояснювальної	17.11.21	25.11.20	пояснювальна

	записки			записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК Б

Результати розрахунку втрат електроенергії у електричних мережах 10-0,4 кВ
Чечельницького району

Результати розрахунку з урахуванням поточного стану електричних мереж за грудень 2020 року

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ЗА ЧАСОМ ВТРАТ
РЕЖИМУ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ
Код режиму: 1

[Загальна інформація про мережу]
Час втрат, год: 219.0
Кількість підстанцій: 4
Відпущена електроенергія, кВт год: 2631199.5

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	51.2	80.2	72.5	7.7	117.9	249.4
ПС-110/10 "Луки"	3.7	20.8	19.9	0.9	12.9	37.4
ПС-35/10 "Ольгопіль"	16.0	31.3	28.2	3.1	22.9	70.2
ПС-35/10 "Стратієвка"	1.8	16.7	16.1	0.6	5.8	24.3

Назва підстанції	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год (%)						НЕБАЛАНС	
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ	кВт год	%
ПС-110/35/10 "Чечельник"	91131.3 (5.5)	67604.3 (4.1)	53943.7 (3.2)	13660.5 (0.8)	196868.0 (11.8)	355603.6 (21.3)	0.0	0.0
ПС-110/10 "Луки"	7315.4 (3.0)	16665.4 (6.9)	14785.5 (6.1)	1879.9 (0.8)	27400.9 (11.3)	51381.7 (21.1)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Ольгопіль"	30559.5 (5.4)	27145.4 (4.8)	20985.3 (3.7)	6160.2 (1.1)	47143.1 (8.3)	104848.1 (18.5)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Стратієвка"	3631.7 (2.3)	13134.0 (8.5)	11968.0 (7.7)	1166.0 (0.8)	11519.9 (7.4)	28285.6 (18.3)	0.0	0.0

[Підстанція]
Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"
Тривалість звітнього періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 244.8
Відпущена електроенергія, кВт год: 1667349.0
Кількість фідерів: 10
[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	0.9	3.0	2.8	0.3	1.9	5.8
Ф-2	7.8	11.7	11.4	0.3	6.8	26.4
Ф-3	0.2	1.3	1.3	0.0	0.6	2.2
Ф-4	3.6	9.8	8.9	0.9	28.4	41.8
Ф-5	1.2	6.7	6.0	0.7	18.9	26.8
Ф-6	0.3	6.3	5.3	1.0	23.8	30.4
Ф-7	4.3	9.3	7.0	2.2	17.4	30.9
Ф-8	18.7	8.0	7.2	0.9	9.5	36.3
Ф-9	12.0	16.3	15.0	1.2	7.9	36.2
Ф-10	2.1	7.8	7.6	0.2	2.8	12.6

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	2227.5(3.8)	2798.2(4.7)	2049.7(3.5)	748.5(1.3)	4753.3(8.0)	9779.0(16.5)
Ф-2	15046.1(9.8)	9141.7(5.9)	8481.6(5.5)	660.1(0.4)	13097.5(8.5)	37285.4(24.2)
Ф-3	279.0(0.7)	989.0(2.5)	963.5(2.4)	25.5(0.1)	691.2(1.7)	1959.2(4.9)
Ф-4	4886.6(2.3)	7818.6(3.7)	6606.7(3.2)	1211.9(0.6)	38160.6(18.3)	50865.9(24.4)
Ф-5	1749.9(1.1)	5436.8(3.5)	4493.8(2.9)	943.1(0.6)	26826.4(17.4)	34013.1(22.0)
Ф-6	563.5(0.4)	5847.3(3.9)	3965.5(2.6)	1881.8(1.3)	45712.7(30.5)	52123.5(34.8)
Ф-7	7957.4(3.1)	9346.6(3.6)	5241.5(2.0)	4105.2(1.6)	32287.0(12.5)	49591.0(19.2)
Ф-8	33593.2(10.2)	6870.8(2.1)	5323.3(1.6)	1547.5(0.5)	17070.6(5.2)	57534.6(17.4)
Ф-9	22029.5(9.0)	13465.4(5.5)	11193.5(4.6)	2271.9(0.9)	14496.5(5.9)	49991.3(20.5)
Ф-10	2798.6(4.1)	5889.8(8.6)	5624.6(8.2)	265.1(0.4)	3772.2(5.5)	12460.5(18.1)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Луки"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 166.2

Відпущена електроенергія, кВт год: 243230.3

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	1.4	5.4	5.2	0.1	2.0	8.7
Ф-24	0.1	2.7	2.7	0.1	1.4	4.2
Ф-21	1.0	6.5	6.1	0.4	8.1	15.5
Ф-23	1.2	6.2	5.8	0.3	1.5	8.9

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	2633.8(6.2)	4107.6(9.7)	3906.0(9.2)	201.6(0.5)	3864.9(9.1)	10606.3(25.1)
Ф-24	339.7(1.3)	2139.1(8.4)	1980.5(7.8)	158.5(0.6)	3187.4(12.5)	5666.2(22.2)
Ф-21	2110.0(1.9)	5480.1(5.0)	4546.6(4.2)	933.5(0.9)	17681.2(16.2)	25271.3(23.2)
Ф-23	2231.9(3.4)	4938.7(7.4)	4352.4(6.6)	586.3(0.9)	2667.3(4.0)	9837.9(14.8)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 160.9

Відпущена електроенергія, кВт год: 565683.7

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	4.0	9.4	8.6	0.8	6.8	20.2
Ф-13	3.0	5.9	4.9	1.0	8.7	17.6
Ф-14	9.0	13.5	12.3	1.2	5.8	28.3

Ф-15 0.1 2.4 2.3 0.1 1.7 4.1

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	9023.4 (6.6)	8169.3 (6.0)	6432.6 (4.7)	1736.7 (1.3)	15256.6 (11.1)	32449.3 (23.7)
Ф-13	6340.6 (4.5)	5822.4 (4.1)	3664.2 (2.6)	2158.2 (1.5)	18534.7 (13.2)	30697.6 (21.8)
Ф-14	15071.3 (6.1)	11136.4 (4.5)	9188.4 (3.7)	1948.0 (0.8)	9751.1 (3.9)	35958.7 (14.5)
Ф-15	124.3 (0.3)	2017.3 (5.0)	1700.0 (4.2)	317.3 (0.8)	3600.8 (9.0)	5742.4 (14.3)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Стратієвка"
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 204.5
Відпущена електроенергія, кВт год: 154936.5
Кількість фідерів: 3

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ	
Ф-16	0.1	6.1	6.0	0.1	1.9	8.1	
Ф-17	0.2	2.1	1.8	0.3	2.9	5.2	
Ф-18	1.5	8.4	8.3	0.1	1.1	11.0	

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	221.9 (0.4)	4647.8 (8.1)	4452.8 (7.8)	195.0 (0.3)	3170.3 (5.5)	8040.0 (14.1)
Ф-17	480.8 (1.1)	2071.8 (4.9)	1339.9 (3.1)	731.9 (1.7)	6260.5 (14.7)	8813.2 (20.7)
Ф-18	2929.0 (5.3)	6414.3 (11.6)	6175.2 (11.2)	239.1 (0.4)	2089.1 (3.8)	11432.4 (20.7)

[Абонентські мережі]

[Інформація структурована по підстанціях]

Назва підстанції	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	0.0 (0.0)	22804.4 (1.4)	22804.4 (1.4)
ПС-110/10 "Луки"	0.0 (0.0)	781.3 (0.3)	781.3 (0.3)
ПС-35/10 "Ольгопіль"	0.0 (0.0)	1361.5 (0.2)	1361.5 (0.2)
ПС-35/10 "Стратієвка"	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-1	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-2	0.0(0.0)	3922.0(2.5)	3922.0(2.5)
Ф-3	0.0(0.0)	4301.3(10.8)	4301.3(10.8)
Ф-4	0.0(0.0)	2196.5(1.1)	2196.5(1.1)
Ф-5	0.0(0.0)	432.8(0.3)	432.8(0.3)
Ф-6	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-7	0.0(0.0)	1495.4(0.6)	1495.4(0.6)
Ф-8	0.0(0.0)	9372.4(2.8)	9372.4(2.8)
Ф-9	0.0(0.0)	302.5(0.1)	302.5(0.1)
Ф-10	0.0(0.0)	781.4(1.1)	781.4(1.1)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Луги"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-22	0.0(0.0)	781.3(1.8)	781.3(1.8)
Ф-24	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-21	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-23	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-12	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-13	0.0(0.0)	781.2(0.6)	781.2(0.6)
Ф-14	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-15	0.0(0.0)	580.3(1.4)	580.3(1.4)

Результати розрахунку для цілком відновленої схеми електричних мереж за грудень 2020 року

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ЗА ЧАСОМ ВТРАТ
РЕЖИМУ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ
Код режиму: 1

[Загальна інформація про мережу]
Час втрат, год: 180.7
Кількість підстанцій: 4
Відпущена електроенергія, кВт год: 2631059.1

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	34.7	76.9	69.2	7.6	101.1	212.6
ПС-110/10 "Луги"	2.7	18.6	17.7	0.9	12.3	33.6
ПС-35/10 "Ольгопіль"	12.6	29.7	26.6	3.1	21.7	64.0
ПС-35/10 "Стратієвка"	1.4	15.1	14.5	0.6	5.9	22.4

Назва підстанції	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год (%)						НЕБАЛАНС	
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ	кВт год	%
ПС-110/35/10 "Чечельник"	49956.3(3.0)	62424.2(3.7)	51499.7(3.1)	10924.5(0.7)	140424.1(8.4)	252804.5(15.2)	0.0	0.0
ПС-110/10 "Луги"	4933.7(2.0)	14799.1(6.1)	13168.8(5.4)	1630.3(0.7)	23632.0(9.7)	43364.8(17.8)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Ольгопіль"	21354.4(3.8)	25018.4(4.4)	19812.7(3.5)	5205.7(0.9)	37244.9(6.6)	83617.8(14.8)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Стратієвка"	2260.4(1.5)	11798.3(7.6)	10795.4(7.0)	1002.9(0.6)	10175.3(6.6)	24234.0(15.6)	0.0	0.0

[Підстанція]
Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 205.4
Відпущена електроенергія, кВт год: 1667182.9
Кількість фідерів: 10
[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	0.5	2.7	2.4	0.3	1.9	5.1
Ф-2	7.4	11.0	10.7	0.3	6.9	25.3
Ф-3	0.1	1.0	0.9	0.0	0.6	1.7
Ф-4	2.3	9.4	8.5	0.9	28.3	39.9
Ф-5	0.8	6.7	6.0	0.7	17.9	25.4
Ф-6	0.2	6.3	5.3	1.0	13.1	19.6
Ф-7	2.6	8.5	6.3	2.2	14.7	25.8
Ф-8	11.7	7.6	6.8	0.8	7.9	27.2
Ф-9	7.8	16.3	15.0	1.3	7.5	31.6
Ф-10	1.2	7.4	7.2	0.2	2.4	11.0

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	722.0(1.2)	2178.5(3.7)	1778.2(3.0)	400.4(0.7)	2619.4(4.4)	5519.9(9.3)
Ф-2	12093.0(7.9)	8479.5(5.5)	7938.5(5.2)	541.0(0.4)	11282.8(7.3)	31855.3(20.7)
Ф-3	154.0(0.4)	715.4(1.8)	691.9(1.7)	23.5(0.1)	654.8(1.6)	1524.2(3.8)
Ф-4	2881.0(1.4)	7483.0(3.6)	6335.2(3.0)	1147.8(0.6)	36140.9(17.3)	46504.9(22.3)
Ф-5	1043.9(0.7)	5390.5(3.5)	4493.8(2.9)	896.7(0.6)	24095.9(15.6)	30530.3(19.8)
Ф-6	261.8(0.2)	5358.4(3.6)	3965.5(2.6)	1392.9(0.9)	18683.4(12.5)	24303.5(16.2)
Ф-7	4082.1(1.6)	8027.3(3.1)	4698.4(1.8)	3328.9(1.3)	22640.7(8.8)	34750.1(13.4)
Ф-8	15937.2(4.8)	6198.4(1.9)	5051.8(1.5)	1146.6(0.3)	10726.2(3.3)	32861.8(10.0)
Ф-9	11328.0(4.6)	13008.3(5.3)	11193.5(4.6)	1814.8(0.7)	10807.5(4.4)	35143.8(14.4)
Ф-10	1453.2(2.1)	5585.0(8.1)	5353.1(7.8)	231.9(0.3)	2772.5(4.0)	9810.8(14.3)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Дуги"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 130.8

Відпущена електроенергія, кВт год: 243233.4

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	1.0	5.0	4.9	0.1	1.9	7.9
Ф-24	0.1	2.5	2.4	0.1	1.3	3.9
Ф-21	0.8	6.0	5.6	0.4	7.8	14.6
Ф-23	0.9	5.1	4.8	0.3	1.3	7.3

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	1964.6(4.6)	3843.0(9.1)	3634.4(8.6)	208.6(0.5)	3775.1(8.9)	9582.7(22.6)
Ф-24	200.9(0.8)	1931.9(7.6)	1807.9(7.1)	123.9(0.5)	2448.6(9.6)	4581.3(18.0)
Ф-21	1522.9(1.4)	5016.7(4.6)	4188.7(3.8)	828.0(0.8)	15462.8(14.2)	22002.4(20.2)
Ф-23	1245.3(1.9)	4007.6(6.0)	3537.7(5.3)	469.8(0.7)	1945.5(2.9)	7198.3(10.9)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 133.5

Відпущена електроенергія, кВт год: 565695.0

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	3.9	9.3	8.5	0.8	5.8	18.9
Ф-13	2.9	5.6	4.6	1.0	8.7	17.2
Ф-14	5.8	12.4	11.3	1.1	5.6	23.8

Ф-15 0.1 2.4 2.3 0.1 1.6 4.1

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	7055.8 (5.1)	7764.5 (5.7)	6346.3 (4.6)	1418.2 (1.0)	10542.7 (7.7)	25363.1(18.5)
Ф-13	5114.2 (3.6)	5172.7 (3.7)	3392.6 (2.4)	1780.1 (1.3)	15436.4(11.0)	25723.3(18.3)
Ф-14	9095.8 (3.7)	10155.0 (4.1)	8373.7 (3.4)	1781.3 (0.7)	8782.5 (3.5)	28033.3(11.3)
Ф-15	88.6 (0.2)	1926.2 (4.8)	1700.0 (4.2)	226.1 (0.6)	2483.3 (6.2)	4498.0(11.2)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Стратієвка"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 155.8

Відпущена електроенергія, кВт год: 154947.9

Кількість фідерів: 3

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	0.1	5.4	5.3	0.1	1.9	7.4
Ф-17	0.2	2.0	1.7	0.3	2.9	5.1
Ф-18	1.1	7.7	7.6	0.1	1.1	9.9

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	192.6 (0.3)	4089.8 (7.2)	3909.7 (6.8)	180.1 (0.3)	3025.6 (5.3)	7308.1(12.8)
Ф-17	353.5 (0.8)	1888.4 (4.4)	1253.6 (2.9)	634.7 (1.5)	5483.9(12.9)	7725.8(18.1)
Ф-18	1714.2 (3.1)	5820.1(10.5)	5632.1(10.2)	188.0 (0.3)	1665.7 (3.0)	9200.0(16.7)

[Абонентські мережі]

Назва підстанції	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	0.0 (0.0)	21934.1 (1.3)	21934.1 (1.3)
ПС-110/10 "Луги"	0.0 (0.0)	781.3 (0.3)	781.3 (0.3)
ПС-35/10 "Ольгопіль"	0.0 (0.0)	1361.5 (0.2)	1361.5 (0.2)
ПС-35/10 "Стратієвка"	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-1	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-2	0.0 (0.0)	3907.0 (2.5)	3907.0 (2.5)
Ф-3	0.0 (0.0)	4295.9 (10.8)	4295.9 (10.8)
Ф-4	0.0 (0.0)	2195.2 (1.1)	2195.2 (1.1)
Ф-5	0.0 (0.0)	431.3 (0.3)	431.3 (0.3)
Ф-6	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-7	0.0 (0.0)	1495.4 (0.6)	1495.4 (0.6)
Ф-8	0.0 (0.0)	8538.5 (2.6)	8538.5 (2.6)
Ф-9	0.0 (0.0)	289.4 (0.1)	289.4 (0.1)
Ф-10	0.0 (0.0)	781.4 (1.1)	781.4 (1.1)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Луги"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-22	0.0 (0.0)	781.3 (1.8)	781.3 (1.8)
Ф-24	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-21	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-23	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)

[Підстанція]

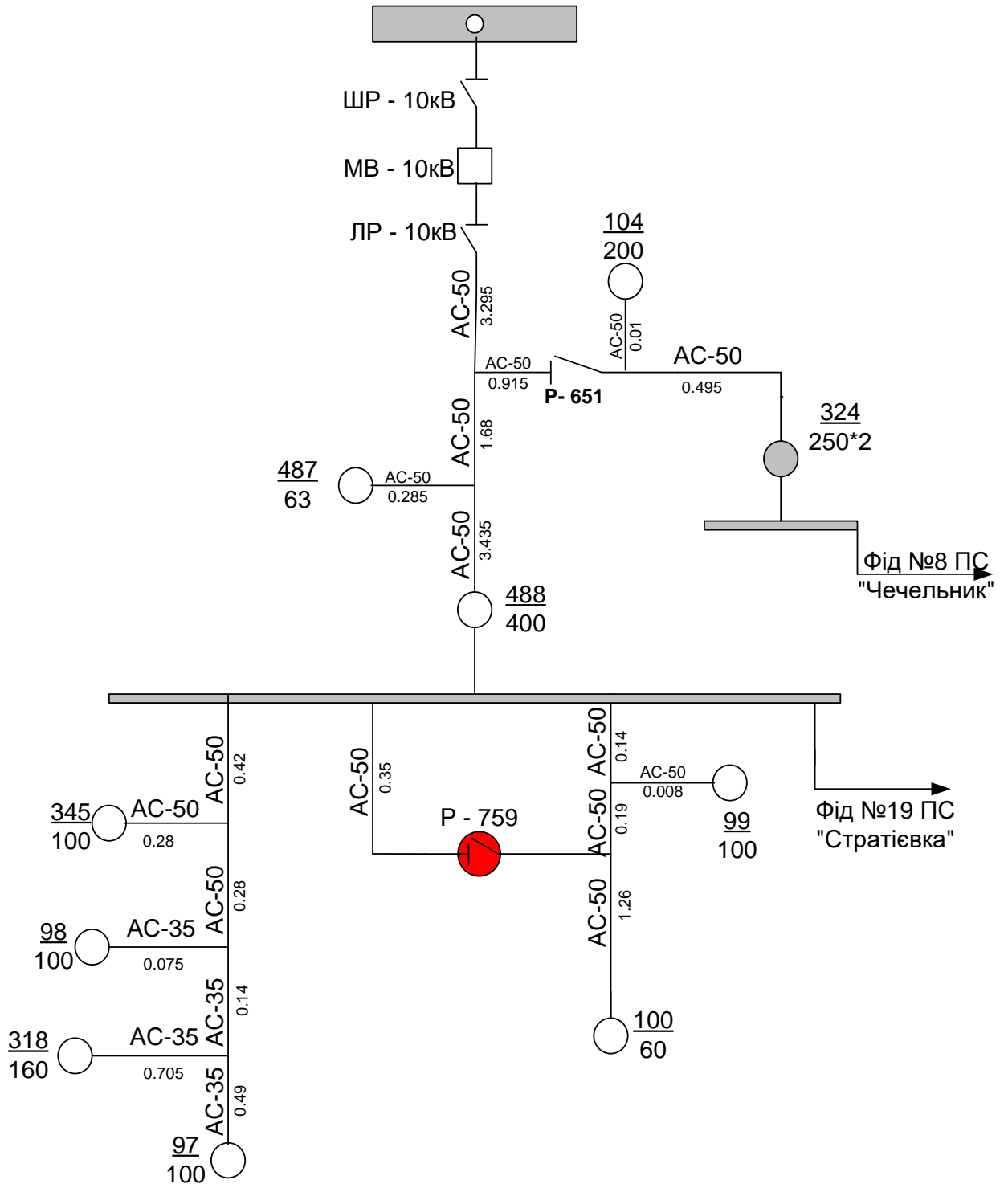
Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-12	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-13	0.0 (0.0)	781.2 (0.6)	781.2 (0.6)
Ф-14	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-15	0.0 (0.0)	580.3 (1.4)	580.3 (1.4)

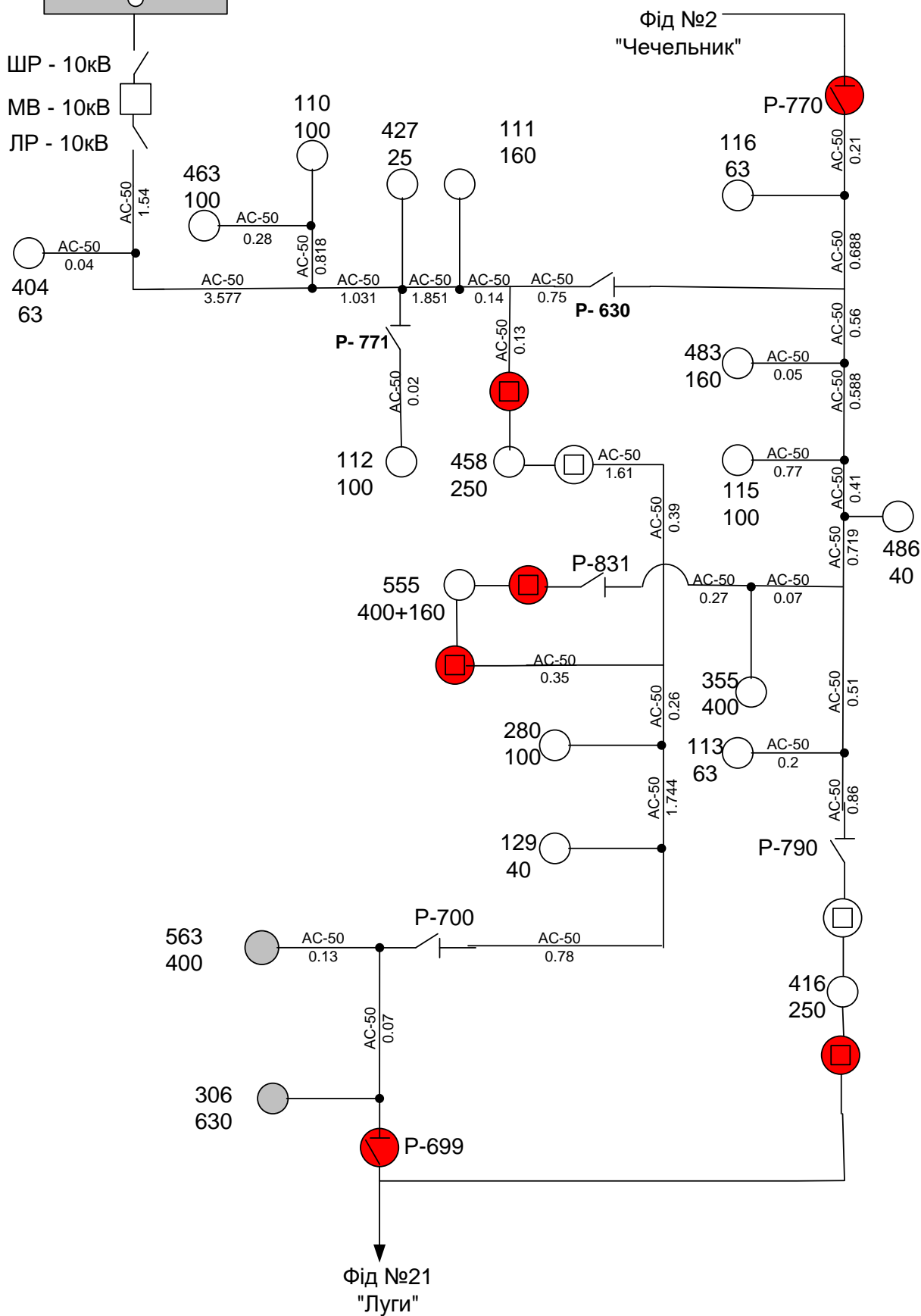
ДОДАТОК В

Електричні схеми фідерів 10 кВ Чечельницького району, що підлягають реконструкції

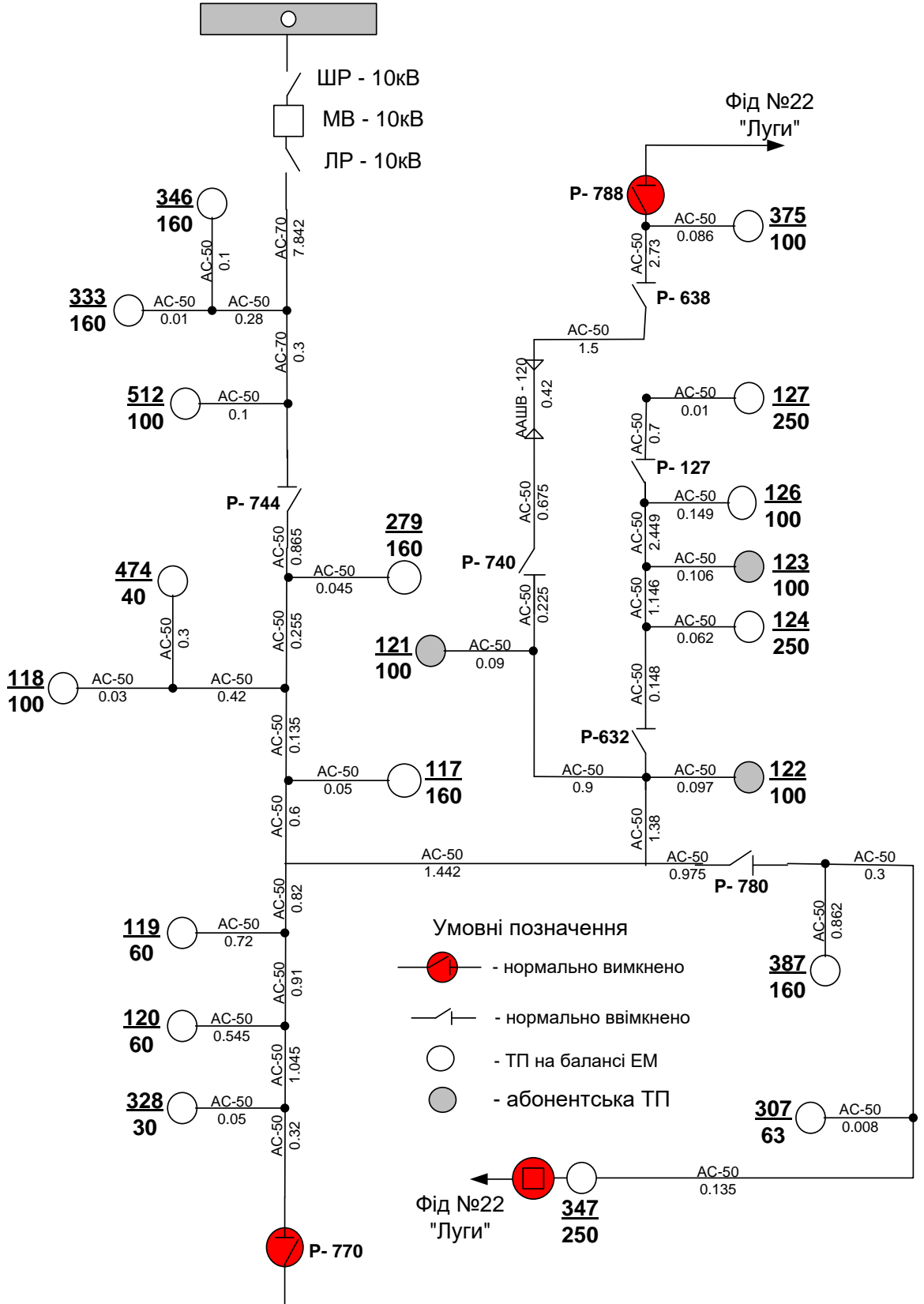
ПС 110/35/10 кВ "Чечельник" Ф - 5



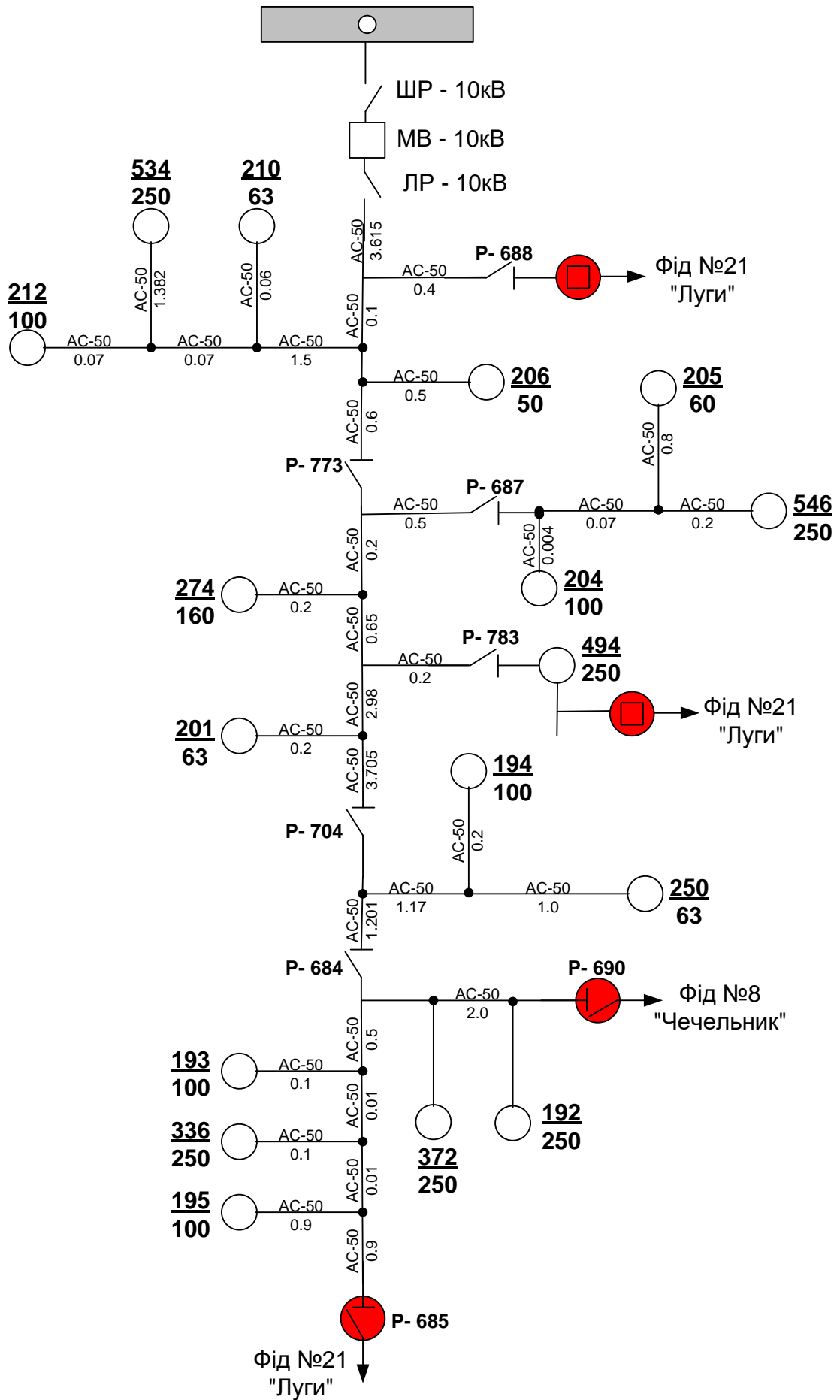
ПС 110/35/10 кВ "Чечельник" Ф - 4



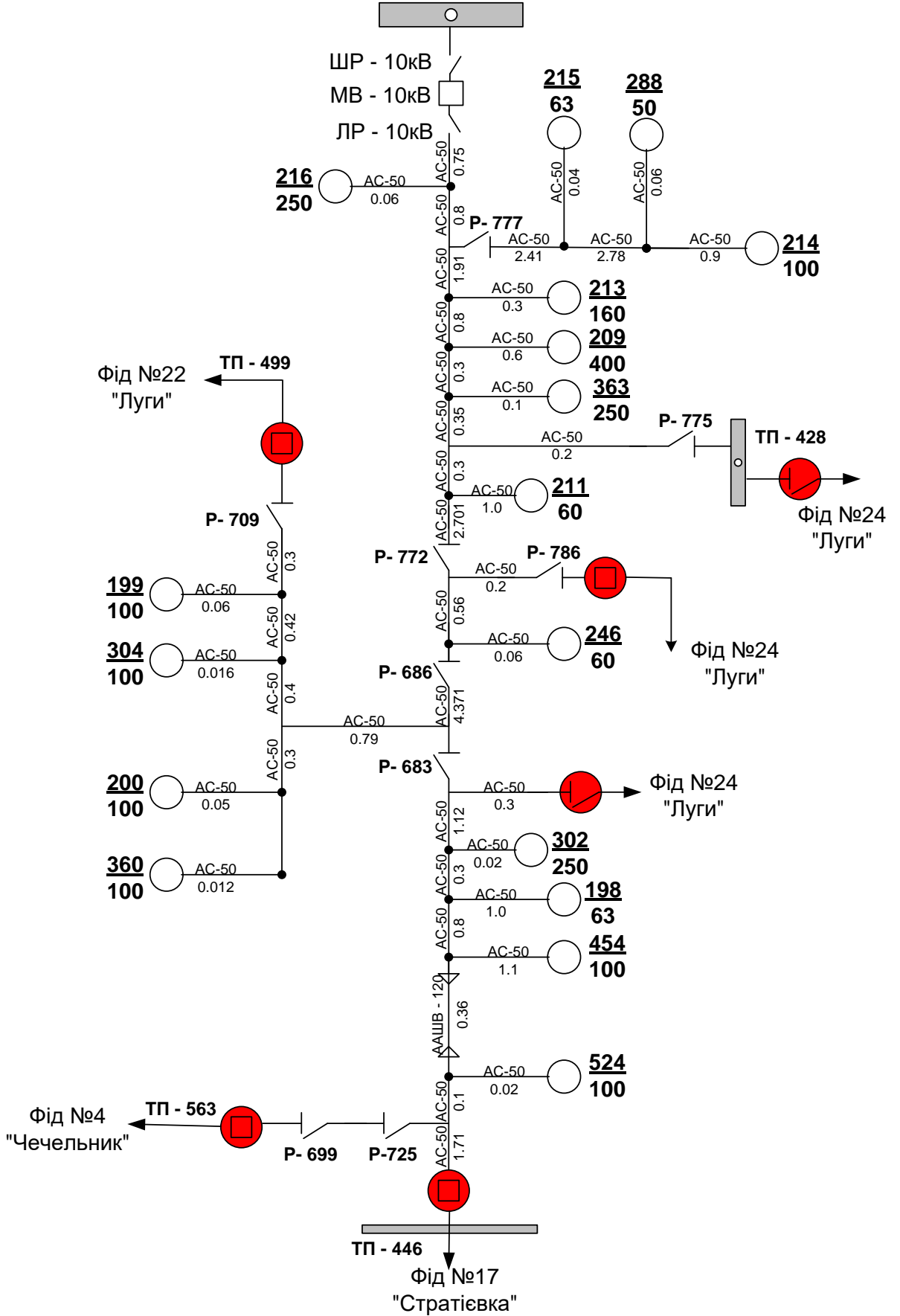
ПС 110/35/10 кВ "Чечельник" Ф - 2



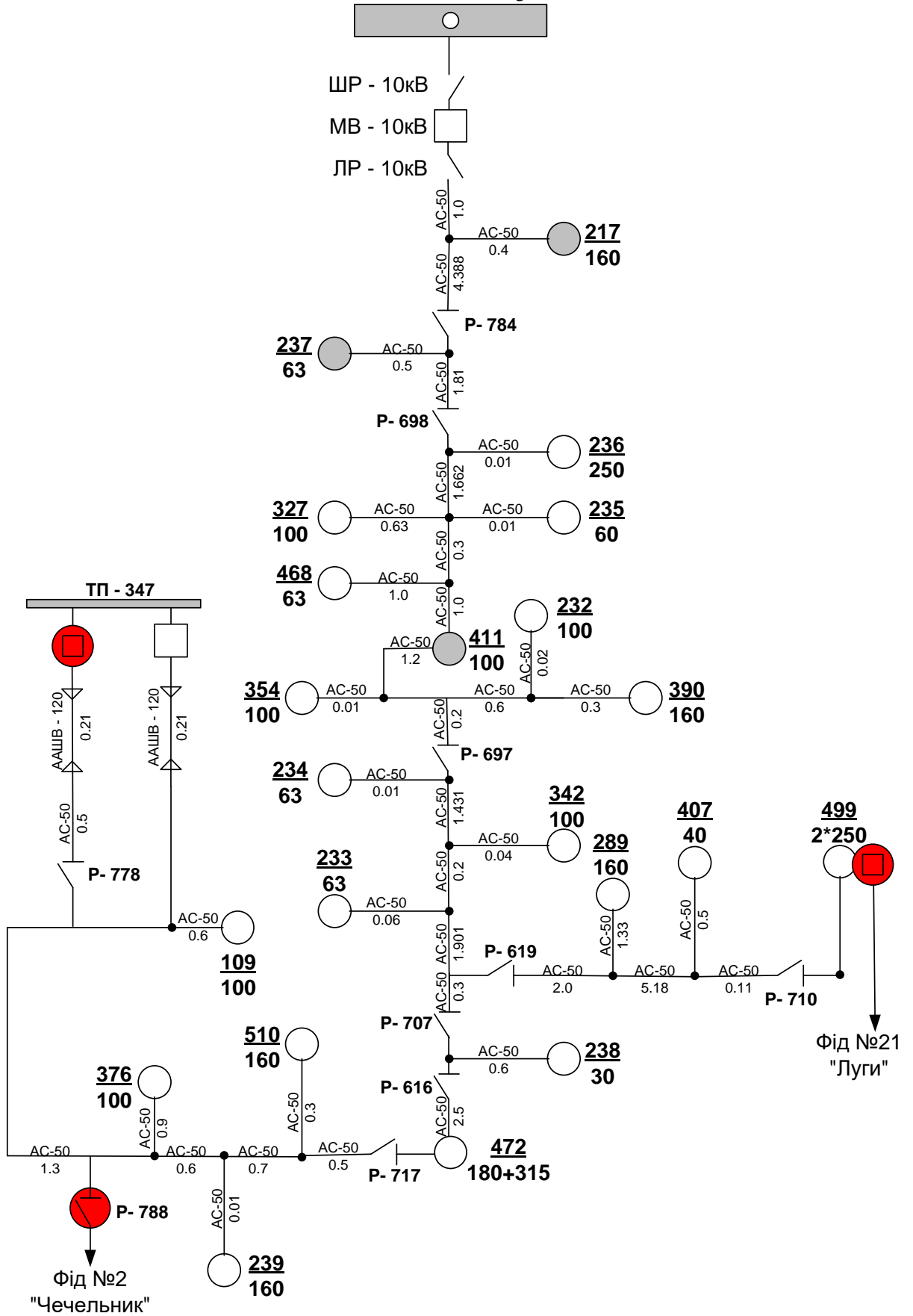
ПС 110/10 кВ "Луги" Ф - 24



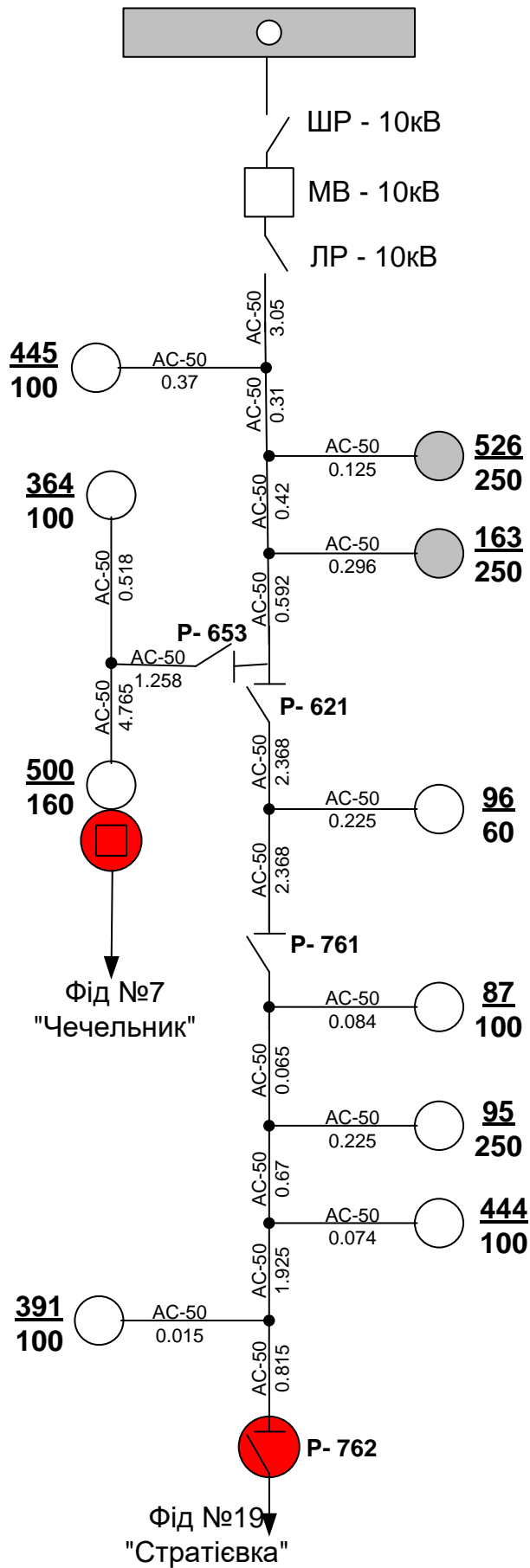
ПС 110/10 кВ "Луги" Ф - 21



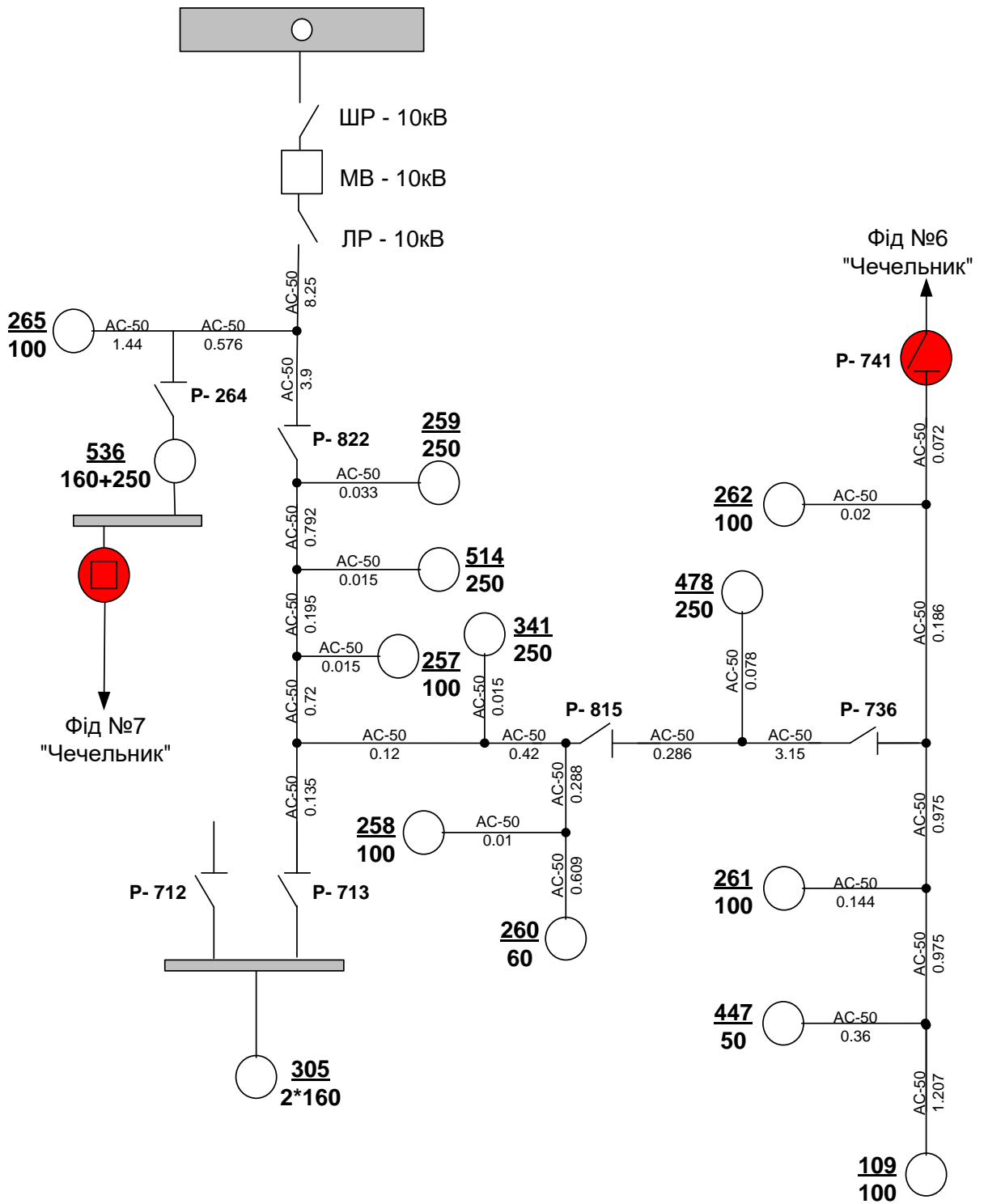
ПС 110/10 кВ "Луги" Ф - 22



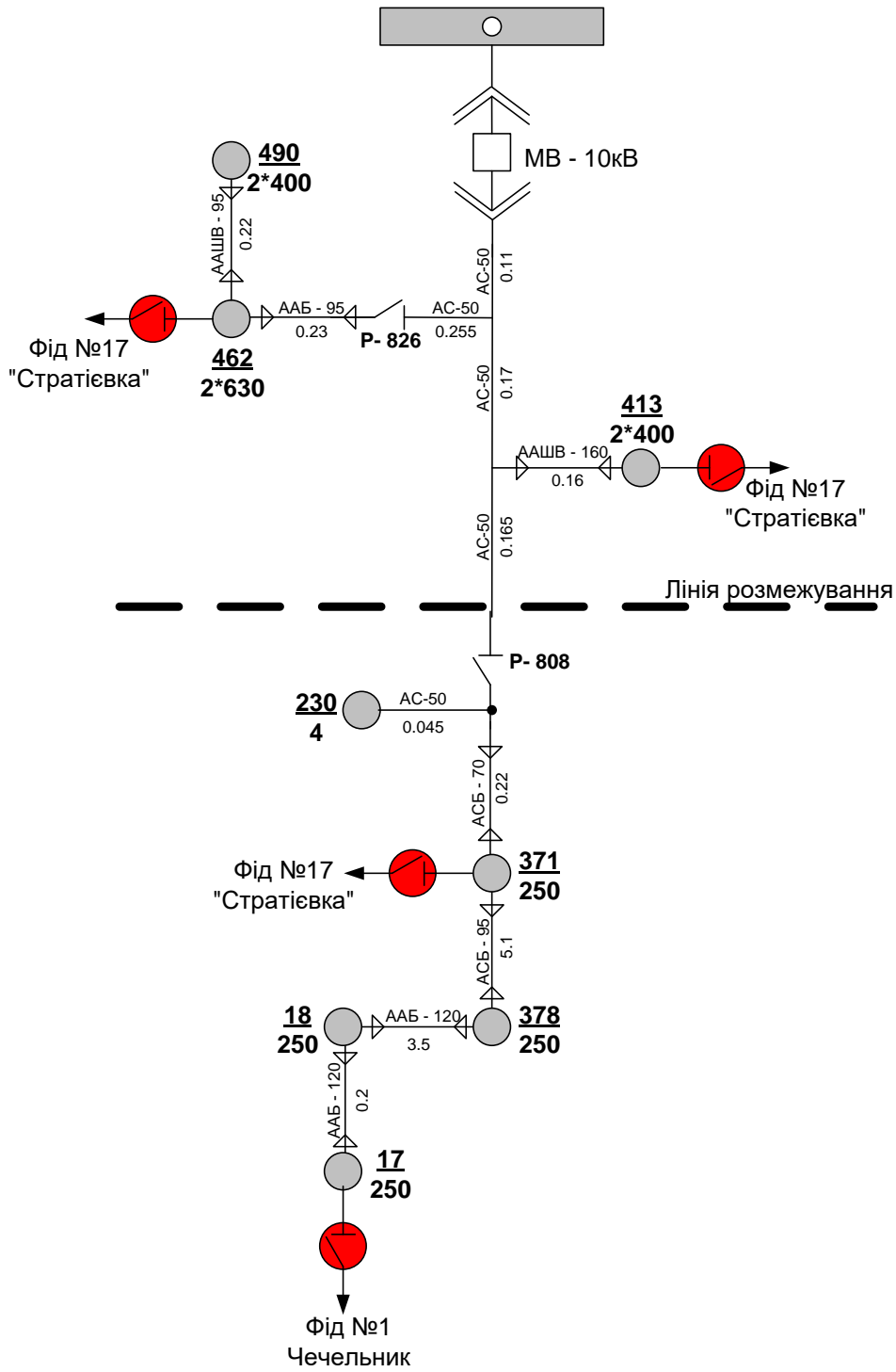
ПС 35/10кВ "Ольгопіль" Ф-13



ПС 35/10 кВ "Ольгопіль" Ф-12



ПС 35/10 кВ „Стратієвка" Ф - 18



ПС 35/10 кВ "Стратієвка" Ф - 17

