

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

“Допущено до захисту”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“___” _____ 2022 р.

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

на тему:

**«Дослідження систем моніторингу технічного
стану розподільчих мереж для підвищення
ефективності функціонування систем
електропостачання»**

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕЕ-21 М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Заєць І. С.
«___» _____ 2022 р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____ Катерина ПЕТРОВА
«___» _____ 2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет БТ

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«___» _____ 2022 р.

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

Зайця Ігора Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Дослідження систем моніторингу технічного стану розподільчих мереж для підвищення ефективності функціонування систем електропостачання. Research of systems for monitoring technical condition of distrubution networks to increase the efficiency of the operation of power supply systems

2. Керівник роботи Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 01.12.2022 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є виявлення можливостей підвищення рівня ефективності функціонування систем електропостачання шляхом розроблення методів та засобів моніторингу технічного стану обладнання розподільчих мереж.

Для досягнення поставленої мети у роботі розглянуто наступні завдання: 1) проаналізувати сучасний стан систем технічної діагностики обладнання розподільчих електричних мереж, систематизувати причини та характер пошкоджень елементів системи електропостачання;

2) розглянути основні методи та засоби технічної діагностики стану обладнання розподільчих електричних мереж, проаналізувати методiku проведення технічної діагностики обладнання;
 3) розробити критерії та алгоритм оцінювання рівня ефективності роботи електропередавальних організацій за технічним станом обладнання розподільчих електричних мереж; 4) провести рейтингове оцінювання рівня ефективності роботи систем технічної діагностики стану розподільчих мереж

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н, доц. кафедри економіки та підприємництва Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. кафедри "ЕТС та ЕМ" Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Розділ 1.</i>	<i>12.09.22</i>	
2	<i>Розділ 2</i>	<i>04.10.22</i>	
3	<i>Розділ 3</i>	<i>18.10.22</i>	
4	<i>Розділ 4</i>	<i>01.11.22</i>	
5	<i>Економічний розділ</i>	<i>15.11.22</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>22.11.22</i>	
7	<i>Висновки. Оформлення списку використаних джерел</i>	<i>25.11.22</i>	
8	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>30.11.22</i>	

Дата видачі завдання
 «15» серпня 2022 р.

Підпис керівника _____

Петрова К. Г.

Завдання прийнято до виконання
 «15» серпня 2022 р.

Підпис здобувача _____

Заєць І. С.

АНОТАЦІЯ

Заєць І. С. Дослідження систем моніторингу технічного стану розподільчих мереж для підвищення ефективності функціонування систем електропостачання

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет; Кропивницький, 2022 р.

Метою роботи є виявлення можливостей підвищення ефективності функціонування систем електропостачання шляхом розроблення методів та засобів моніторингу технічного стану обладнання розподільчих мереж.

В роботі досліджено принципи діагностування технічного стану електротехнічного обладнання; виявлено причини та характер пошкоджень елементів розподільчих мереж, розглянуто принципи, функції та нормативно-правову базу систем моніторингу.

Розроблено методику та критерії рейтингового оцінювання технічного стану електричного обладнання розподільчих мереж. Запропоновано методику економічного стимулювання енергокомпаній до технічної модернізації розподільчих мереж.

Отримані результати можуть бути використані під час розроблення та впровадження систем моніторингу розподільчих електричних мереж, а також під час розгляду питань підвищення рівня енергетичної ефективності систем електропостачання.

СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ, РОЗПОДІЛЬЧА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ

ABSTRACT

Zaiets I.S. Research of systems for monitoring technical condition of distribution networks to increase the efficiency of the operation of power supply systems.

Qualification thesis second (master's) level of higher education on speciality 141 "Electrical Energetics, Electrical Engineering and Electromechanics" professional program " Electrotechnical Systems of Power Consumption". – Central Ukrainian National Technical University; Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the work is to research ways to increase the level of efficiency of power supply systems by developing methods and means of monitoring the technical condition of distribution network equipment.

The work analyzes the methods and means of diagnosing the technical condition of the equipment; the causes and nature of damage to the elements of distribution networks are revealed, the principles, functions and regulatory framework of monitoring systems are considered.

The methodology and criteria for rating assessment of the technical condition of electrical equipment of distribution networks have been developed. A method of economic stimulation of energy companies for the technical modernization of distribution networks is proposed

The results of research can be used during for the development and implementation of monitoring systems of distribution electric networks, as well as when considering issues of increasing the level of energy efficiency of power supply systems.

ENERGY MONITORING SYSTEM, ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK, POWER SUPPLY SYSTEM, ELECTRICAL EQUIPMENT

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ.....	11
1.1. Опис та класифікація систем моніторингу.....	11
1.2. Огляд основних причин та характеру пошкоджень обладнання розподільчих мереж.....	18
1.3. Огляд методів та засобів моніторингу електротехнічного обладнання.....	25
РОЗДІЛ 2. ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ.....	31
2.1. Огляд функцій та складових систем моніторингу.....	31
2.2. Нормативно-правова база моніторингу технічного стану електричного обладнання.....	34
2.3. Дослідження технічного стану електричного обладнання розподільчих мереж.....	37
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	3
ВИКОРИСТАННЯМ БЕЗПЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ.....	40
3.1. Алгоритм виконання моніторингу електричного обладнання розподільчих мереж.....	42
3.2. Аналітичні методи розрахунку напруженості електричного поля ЛЕП.....	43
РОЗДІЛ 4. РЕЙТИНГОВЕ ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	51
4.1. Методика рейтингового оцінювання технічного стану	

електричного обладнання розподільчих мереж.....	51
4.2. Розроблення критеріїв оцінювання ефективності роботи енергокомпаній.....	54
4.3. Економічне стимулювання енергокомпаній до технічної модернізації розподільчих мереж.....	57
ВИСНОВКИ.....	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65
ДОДАТКИ.....	70
ДОДАТОК А. Економічна ефективність впровадження системи моніторингу технічного обладнання розподільчих мереж.....	71
ДОДАТОК Б. Охорона праці.....	77

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР	автоматичне введення резерву
ВН	висока напруга
ВРП	відкритий розподільчий пристрій
ЕК	енергокомпанія
КЗ	коротке замкнення
КЛ	кабельна лінія
КТП	комплектна трансформаторна підстанція
ЛЕП	лінія електропередач
ММ	математична модель
НН	низька напруга
ОСР	оператори системи розподілу
ПЛ	повітряна лінія
ПС	підстанція
РЕМ	розподільчі електричні мережі
РП	розподільчий пункт
СЕП	система електропостачання
СМ	система моніторингу
СМРЕМ	система моніторингу розподільчих електричних мереж
ТОіР	технічний огляд і ремонт
ТП	трансформаторна підстанція

ВСТУП

Актуальність теми. В умовах несприятливої ситуації в енергетичній галузі проблема надійного та ефективного функціонування обладнання розподільних електричних мереж набуває ще більшої актуальності. Перманентні ворожі обстріли енергетичної інфраструктури вимагають підвищеної уваги до вцілілого обладнання, робота якого багато в чому залежить від оцінювання його поточного стану та прогнозування термінів наступного ремонту. Це дозволить підвищити надійність роботи систем електропостачання, зменшити збитки від аварійних простоїв, ремонтні витрати, витрати на обслуговування та експлуатацію обладнання.

Проблемам надійного та ефективного функціонування обладнання присвячена достатня кількість наукових публікацій [3-17; 20-27], в яких окреслено багато важливих проблем. В той же час, невирішеними залишилися питання підвищення ефективності функціонування електроенергетичних систем шляхом розроблення методів та засобів моніторингу технічного стану обладнання розподільчих мереж.

У роботі проаналізовано методи та засоби діагностування технічного стану обладнання; виявлено причини та характер пошкоджень елементів розподільчих мереж, розглянуто принципи побудови систем моніторингу. Досліджено стан з'єднань струмоведучих елементів тепловізійним методом, розраховано втрати за допустимим нагріванням струмопровідних поверхонь. Виконано оцінювання рівня ефективності роботи систем технічного моніторингу стану розподільчих мереж для енергокомпаній рейтинговим методом. Під час дослідження використано загальнонаукові методи аналізування та синтезу, групування, порівняння, узагальнення, рейтингування, математичної статистики та теорії ймовірності.

Мета та завдання дослідження – є виявлення можливостей підвищення ефективності функціонування систем електропостачання шляхом розроблення методів та засобів моніторингу технічного стану обладнання розподільчих мереж.

Досягнення поставленої мети було забезпечене вирішенням наступних завдань:

- проаналізувати стан систем моніторингу обладнання, систематизувати причини та характер пошкоджень окремих елементів;
- охарактеризувати основні методи та засоби моніторингу обладнання розподільчих мереж, проаналізувати методику проведення моніторингу;
- виокремити критерії та алгоритм оцінювання рівня ефективності роботи енергокомпаній за технічним станом їх обладнання;
- виконати рейтингове оцінювання рівня ефективності роботи систем моніторингу об'єктів розподільчих мереж.

Об'єктом дослідження є системи моніторингу електротехнічного обладнання розподільчих мереж.

Предметом дослідження є методи та засоби моніторингу стану електротехнічного обладнання.

Основні тези за результатами кваліфікаційної роботи доповідалися та обговорювалися на Міжнародній науково-технічній on-line конференції «Автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології та проблеми енергоефективності в промисловості, на транспорті і сільському господарстві», 10-11 листопада 2022 року.

Результати досліджень можуть бути використані під час розроблення та впровадження систем моніторингу стану електротехнічного обладнання, а також під час розгляду питань підвищення рівня енергетичної ефективності систем електропостачання.

РОЗДІЛ 1

ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

Дослідження умов експлуатації сучасних систем енергетики підтверджує істотне зростання аварійних ситуацій, пов'язаних із обладнанням розподільчих електричних мережах. Системи моніторингу та технічного діагностування дозволяють визначити орієнтовні терміни можливого ремонту обладнання розподільчих мереж, значно підвищити рівень його надійності, зменшити розміри збитків, обумовлених перервами в електропостачанні, грошових витрат на швидке відновлення працездатності, на поточне обслуговування та експлуатацію обладнання.

В умовах несприятливої ситуації в енергетичній галузі проблема надійного та ефективного функціонування обладнання розподільних електричних мереж набуває ще більшої актуальності. Перманентні ворожі обстріли енергетичної інфраструктури вимагають підвищеної уваги до вцілілого обладнання, робота якого багато в чому залежить від оцінювання його поточного стану та прогнозування орієнтовних термінів наступного ремонту.

На сьогодні одним найефективнішим підходом до підвищення ефективності функціонування систем енергетики є впровадження моніторингових систем обладнання. Головною перевагою СМ є забезпечення можливості у випадку виникнення аварії виявляти пошкоджений елемент для швидкого відновлення режиму роботи СЕП.

1.1. Опис та класифікація систем моніторингу

СМ поєднують перевірку технічного стану та його керуванням (рис. 1.1).

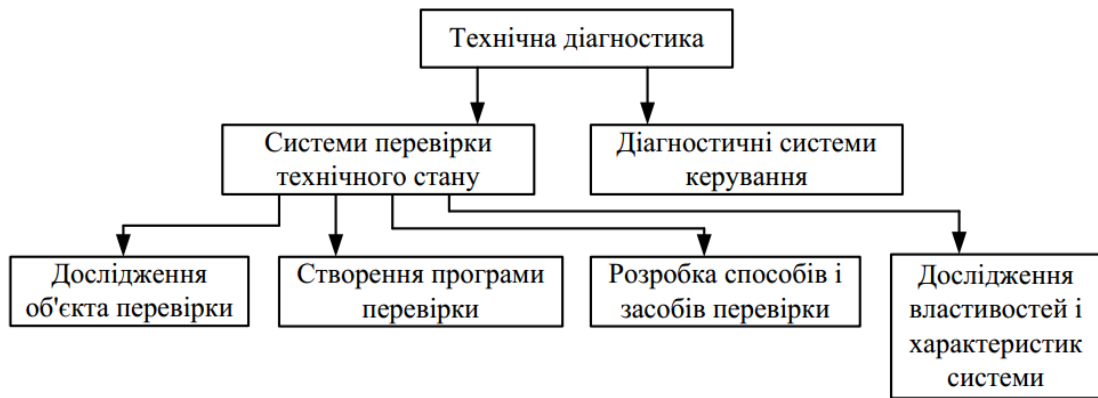


Рис. 1.1. Складові СМ

До об'єктів перевірки СМ належать фізичні об'єкти (рис. 2.2) та математичні моделі, що їх описують.

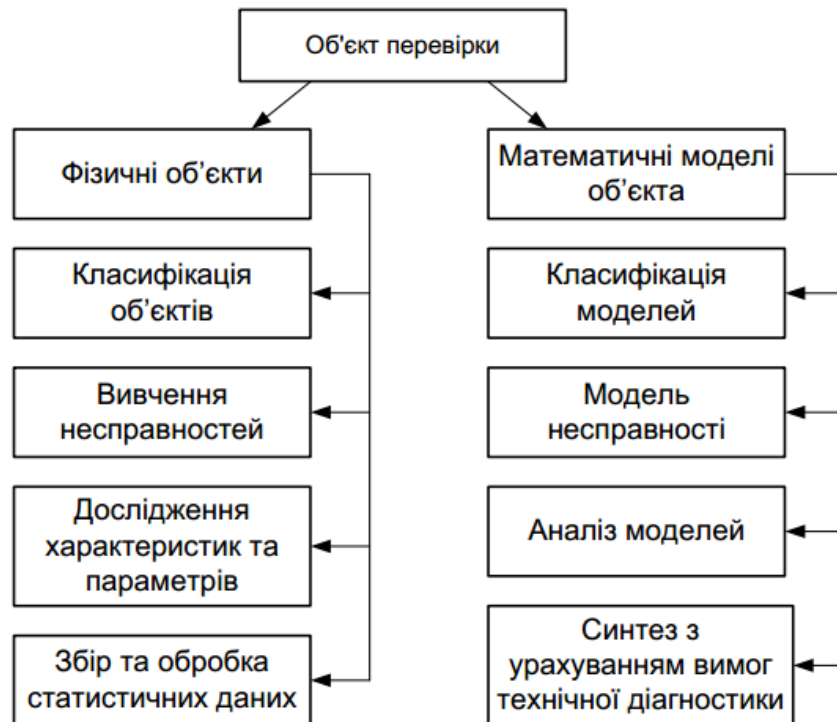


Рис. 1.2. Класифікація об'єктів перевірки

На початку фізичні об'єкти класифікують, наприклад за складністю, областю, де застосовуються, за характером сигналу за тощо. На цьому етапі виконують вивчення характеру пошкоджень, дослідження поточних характеристик та параметрів об'єкта, збір та оброблення набору статистичних даних, що в подальшому допоможуть точніше діагностувати виникнення

аварійної ситуації. Для зручності аналізування пошкодження класифікують за причинами та частотою їх виникнення, видами та ознаками.

Основним етапом створення схем та програм перевірки технічного стану обладнання є збір та оброблення набору статистичних даних. Особливу увагу приділяють ймовірності виникнення пошкодження, а також значенням витрат часу, енергії, матеріальних та грошових витрат, спричинених роботами з пошуку пошкоджень та їх усунення.

Математичні моделі об'єкта перевірки (обладнання розподільчих мереж) є підґрунтям формальних методів побудови програм моніторингу технічного стану об'єкта. У такому разі вирішують наступні задачі: побудова та класифікація, розроблення математичних моделей пошкоджень, розроблення методів та алгоритмів аналізування моделей, а також методів та засобів перевірки об'єктів з урахуванням вимог моніторингу та систем технічного діагностування (рис. 1.2).

Під моделлю розуміємо об'єкт, що є прототипом (схожий за конструкцією та можливостями) модельованого об'єкта (обладнання).

Під діагностичною моделлю, або моделлю з наявними порушенням, розуміємо формальний опис, який характеризує варіативність стану об'єкта під впливом порушень.

Діагностичні моделі класифікують на дві групи: звичайні та спеціальні. До звичайних моделей належать ті, у котрих математична модель поведінки об'єкта без порушень співпадає з моделлю, яку використовують для дослідження об'єкта з порушеннями. Для спеціальних моделей опис поведінки об'єкта з порушеннями та без них значно відрізняються.

В залежності від характеристик об'єкта розрізняють детерміновані та стохастичні математичні моделі. Головною відмінністю детермінованої моделі є єдина траєкторія, яка визначає детермінований зв'язок працездатності з характеристикою пошкодження. Класифікацію математичних моделей наведено на рис. 1.3.

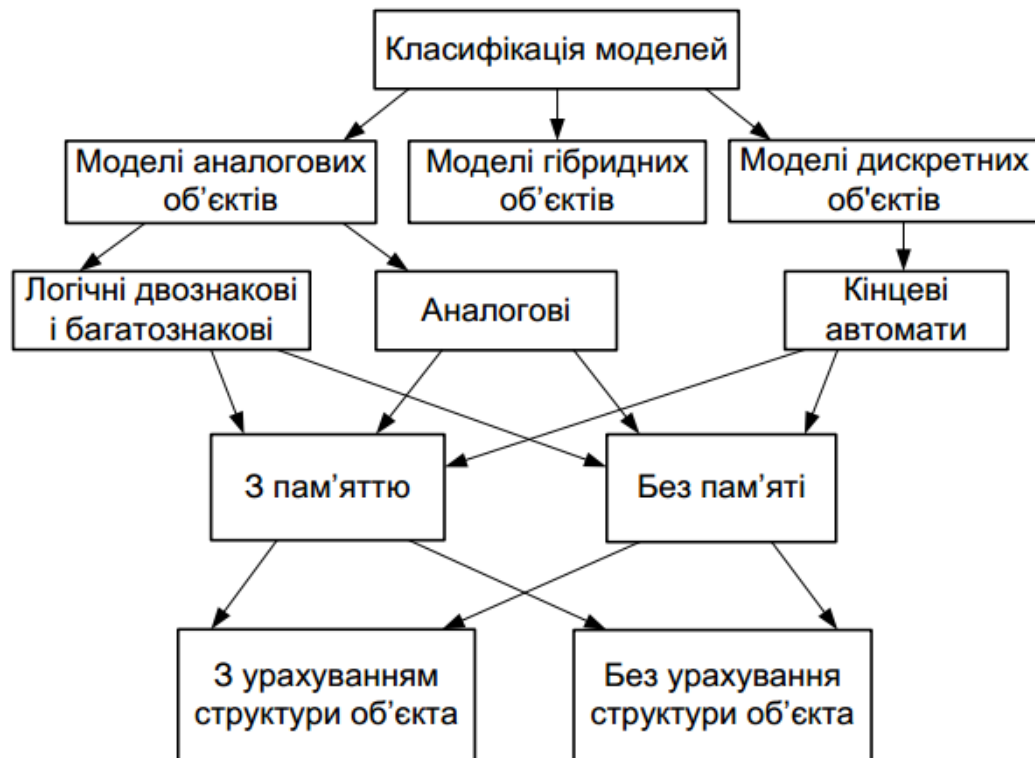


Рис. 1.3. Класифікація математичних моделей СМ

До аналогових об'єктів зазвичай застосовують двознакові логічні моделі, які дозволяють використовувати різні способи задання об'єктів для перевірки. Наприклад, шляхом подання їх функціональних схем, введенням системами рівнянь чи перелік причинно-наслідкових зв'язків між різними параметрами об'єктів. В той же час, двознакові логічні моделі мають обмеження у можливостях локалізації пошкодження. У разі наявних можливостей цей недолік усувають шляхом розімкнення зворотних зв'язків. Для випадків, коли такі дії є неприпустимими необхідно застосувати складніші математичні моделі, зокрема багатозначні логічні, аналогові тощо.

Для дискретних об'єктів найприродніша модель - це автомат. Ці питання, пов'язані з побудовою, аналізом та синтезом вивчає теорія релейних пристроїв. Умовою побудови математичних моделей об'єктів перевірки є задання моделі пошкодження. Під час вибору моделі пошкодження важливою є однозначність між моделлю та її фізичним тлумаченням. Орієнтовну класифікацію можливих типів пошкоджень наведено на рис. 1.4.

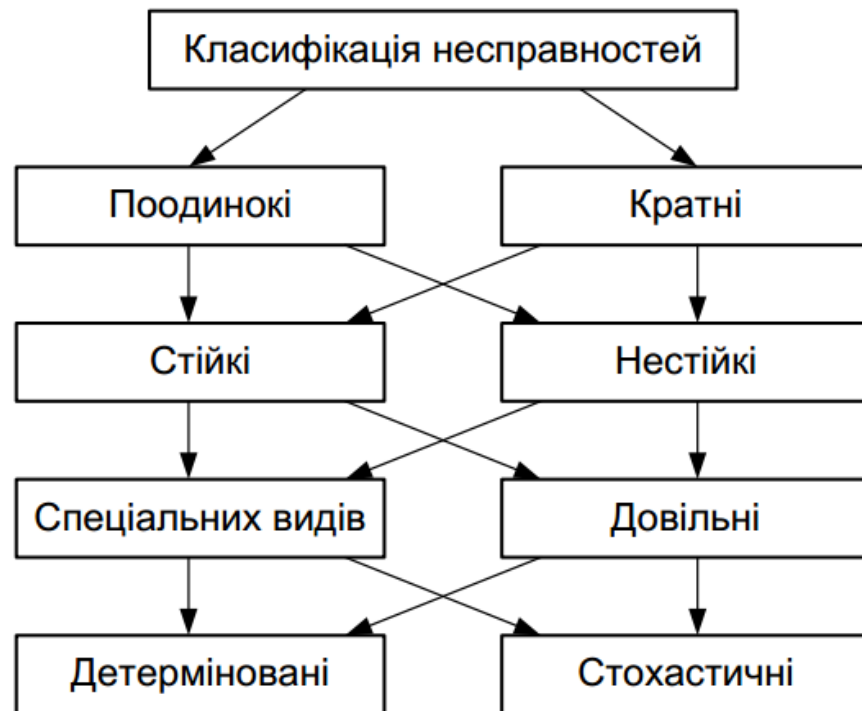


Рис.1.4. Класифікація пошкоджень

Дослідження математичних моделей належить до основних етапів побудови СМ та перевірки технічного стану об'єкта. Основним завданням дослідження є отримання: функцій пошкоджень як окремих складових системи, так і в цілому; максимально повному переліку пошкоджень (рис. 1.5).

Методи дослідження можна поділити на аналітичні (застосовують до формульних моделей) та структурні (застосовують до моделей, поданих у вигляді структури об'єкта). Аналізування моделі виконують, зазвичай, за прямими та зворотними функціями компонентів моделі для обох випадків.

Основна задача дослідження моделі об'єкта перевірки є пошук та розроблення ефективних за об'ємами обчислення та пам'яті методів чи алгоритмів аналізування.

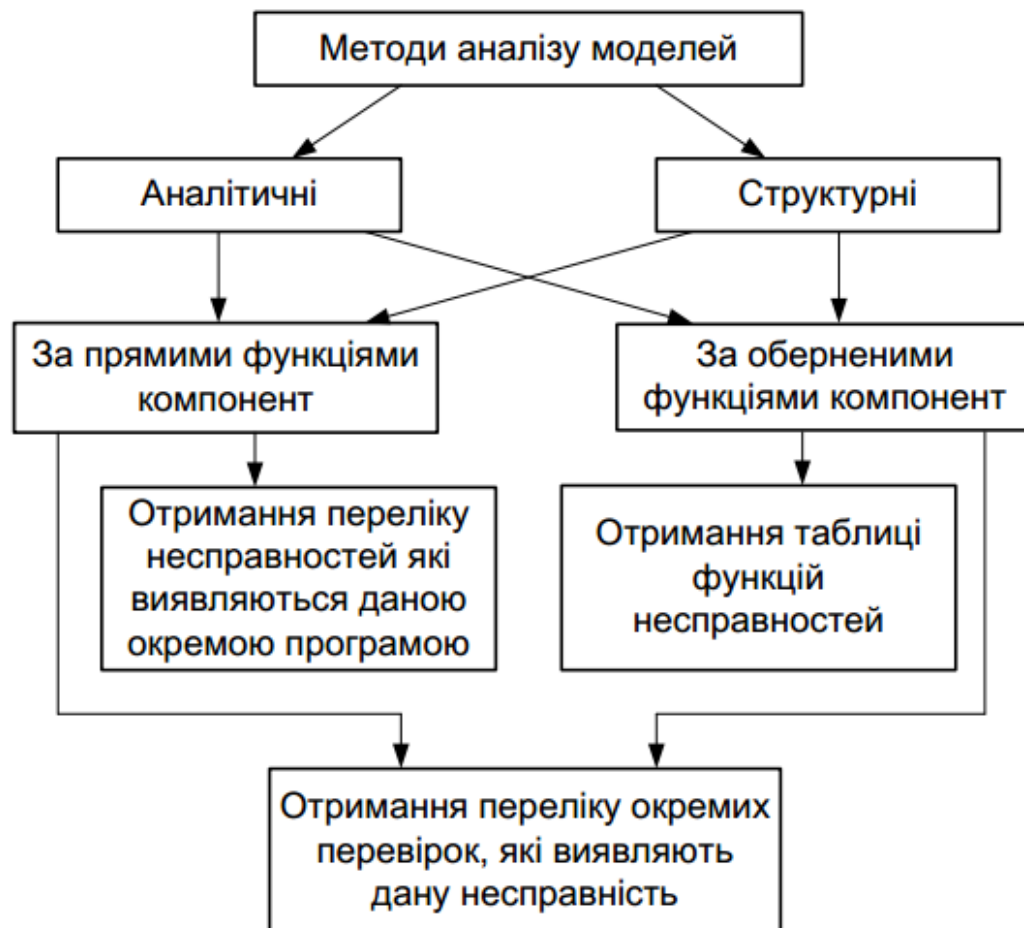


Рис. 1.5. Класифікація методів дослідження ММ

Дослідження діагностичної моделі передбачає:

- 1) виявлення умов працездатності (визначення правил розділу множини станів S на підмножини: працездатних ($S1$) та непрацездатних станів ($S2$);
- 2) виявлення критеріїв для оцінювання працездатності об'єкта досліджень (різницю станів в підмножині $S1$);
- 3) виявлення ознак пошкоджень (зміну станів в підмножині $S2$).

Одним з головних понять теорії надійності є відмови в системах електропостачання, класифікацію яких наведено на рис.1.6.

За тривалістю припинення електропостачання розрізняють:

- тривалі перерви в електропостачанні, обумовлені значними пошкодженнями СЕП (відновлення відбувається до 48 годин);

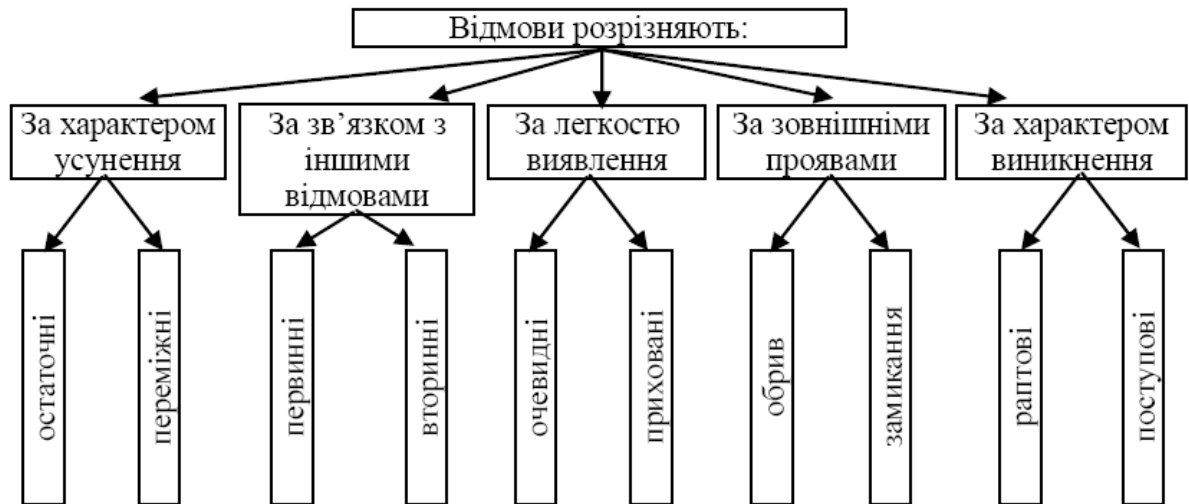


Рис. 1.6. Класифікація відмов обладнання СЕП

- обмеження електропостачання споживачів на час відновлення працездатності пошкодженого елемента (4...24 год);
- обмеження електропостачання споживачів на час, необхідний для ввімкнення систем резервного електропостачання власноруч із залученням аварійних (оперативно – виїзних) бригад (1,5...6 год);
- обмеження електропостачання на період здійснення оперативних перемикань, що здійснює черговий персонал підстанцій (кілька хвилин);
- короткотривале обмеження електропостачання на період ввімкнення резервного живлення або відімкнення пошкодженої ділянки мережі (декілька секунд).

З точки зору поінформованості населення обмеження споживачів у електропостачанні поділяють на:

- раптові, у такому випадку споживач не отримує жодної інформації щодо обмеження електропостачання;
- позапланові, повідомлення щодо введення яких споживачеві надають незадовго до моменту відімкнення;
- планові відімкнення, у такому випадку споживача попереджують завчасно.

1.2. Огляд основних причин та характеру пошкоджень обладнання розподільчих мереж

Найбільша кількість аварійних ситуацій припадає на ЛЕП. Це зумовлено їх значною територіальною протяжністю та значним впливом на них зовнішніх факторів. За статистичними даними, міським електричним мережам характерне близько 85 % відключень, обумовлених пошкодженнями ЛЕП, у сільських - 90...95 % [7].

До основних причин пошкоджень повітряних ліній (ПЛ) належать: грозові перекриття ізоляції; ожеледо-паморозові відкладення; значні вітрові навантаження; вібрація дротів; зменшення механічної міцності та пошкодження деталей опор, проводів тощо.

Порушення нормальної роботи ПЛ обумовлено зазвичай:

- перевищенням значень фактичних зовнішніх навантажень над розрахунковими;
- дефектами, що виникли на стадії виготовлення опор, дротів ізоляції ПЛ (застосування неякісного цементу чи металу, порушення під час заливання залізобетонних виробів центрування арматури, неякісне з'єднання дротів тощо);
- помилковим застосуванням обладнання, без врахування природно-кліматичних зонами країни;
- порушенням правил під час монтажу та спорудження ПЛ (наприклад, недостатнє заглиблення опор, недостатнє натягнення дротів по траверсах опор, що обумовлює їх розхитування тощо);
- порушеннями під час здачі/приймання ПЛ в експлуатацію (наприклад, приймання в експлуатацію без попередньої перевірки ізоляторів та термозварювальних з'єднань, невідповідність реально застосованих типів виробів запроектованим тощо);
- недоліками під час експлуатації (недотримання термінів, обсягів та власне складу перевірок, вимірювань, заміни устаткування з виявленими

дефектами, капітальних чи поточних ремонтів, фарбування, підтягування ПЛ тощо);

- порушеннями, обумовленими впливом сторонніх юридичних чи фізичних осіб (пошкодження опор, внаслідок наїздів на них, рух під ПЛ високогабаритних механізмів, несанкціоноване під'єднання тощо).

Однією з головних причин пошкоджень та виходу з ладу кабельних ліній (КЛ) є порушення їх механічної міцності під час ґрунтових робіт. За статистичними даними, пошкодження КЛ міських електромережах внаслідок порушення їх механічної міцності становить 60...70% [7]. Рідше виникають пошкодження, обумовлені старінням міжфазної чи поясної ізоляцій, електрична чи хімічна корозія, значними перевантаженнями кабелю, потраплянням вологи через оболонку безпосередньо в кабельні жили, пошкодження ізоляції гризунами тощо.

Спосіб прокладання КЛ значно впливає на інтенсивність їх пошкоджуваності [6]. Одним з найважливіших конструктивних елементів силового кабелю є його оболонка, що забезпечує його безпосередній захист від повітря чи вологи. Окрім дефектів, що виникли під час виготовлення, до аварійних пошкоджень можуть призвести ще й:

1) механічні пошкодження, отримані КЛ під час прокладання чи інших робіт в зоні розміщення кабельних трас;

2) значне довготривале перевантаження кабелю, що призводить до спіралеподібних вспучин (інколи тріщин) як результат тривалої дії періодів нагрівання та охолодження;

3) різні типи корозії, обумовлені наявністю хімічних сполук у ґрунті;

4) рух електрифікованого транспорту в зоні розміщення кабельних трас, що призводить до значного пошкодження оболонок кабелів блукаючими струмами.

На противагу повітряним та кабельним лініям пошкодження силових трансформаторів відбувається значно рідше, проте пошкодження

трансформатора призводить до значно важких наслідків, а його відновлення потребує значних витрат часу.

До головних причин пошкодження трансформаторів належать:

- пошкодження ізоляції обмоток, обумовлене конструктивними дефектами та дефектами, що виникли і процесі виготовлення трансформатора, а також спровоковані впливом зовнішніх перенапруг мережі, значеннями струмів коротких замкнень;
- пошкодження перемикачів, здебільшого регульованих під навантаженням, а також пошкодження, спровоковані конструктивними та технологічними дефектами під час виготовлення перемикачів;
- пошкодження введень, обумовлене негативним впливом зовнішніх перенапруг мережі.

До головних способів підвищення рівня надійності трансформаторів належить:

- ретельне виконання контрольних випробувань під час приймання обладнання в експлуатацію;
- систематичні огляди й здійснення перевірок під час експлуатації з дотриманням визначених термінів та об'єму випробувань;
- підтримання нормальних режимів роботи трансформатора, під час яких не відбуваються значні довготривалі перевантаження;
- встановлення засобів зменшення потужності коротких замкнень та значень перенапруг мережі.

Найчастіше відмову комутаційних апаратів (наприклад, вимикачів, роз'єднувачів чи віддільників) спостерігають під час вимикання струмів коротких замикань, під час здійснення операційних дій, рідше - у стаціонарному стані.

Механічні пошкодження, що належать до основних причин пошкоджень комутаційних апаратів, здебільшого обумовлені конструктивними недоліками, порушенням технології під час виготовлення або неправильної експлуатації. Водночас, електричні пошкодження

обумовлені дією зовнішніх та внутрішніх перенапруг (перекриття ізоляції), пробої внутрішньобакової ізоляції вимикачів тощо.

Однією з причин пошкоджень лінійних роз'єднувачів до 10 кВ є недоліки, пов'язані з їх конструктивними особливостями.

На основі статистичних даних пошкоджуваності повітряних розподільних мереж напругою 10 кВ ПрАТ «Кіровоградобленерго» за десять останніх років побудуємо діаграму відсоткового розподілу пошкоджень за причинами їх виникнення (рис. 1.7).

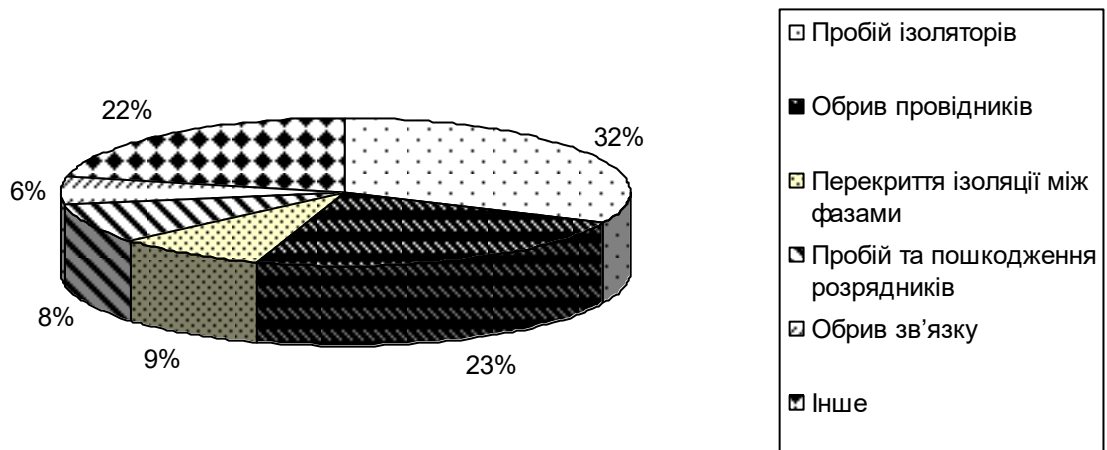


Рис. 1.7. Діаграма відсоткового розподілу пошкоджень за причинами їх виникнення

Дугове замикання можуть спостерігати у разі перекриттів чи пробойів фазної ізоляції, форму кривої струму у випадку дугового ОЗЗ наведено на рис. 1.8.

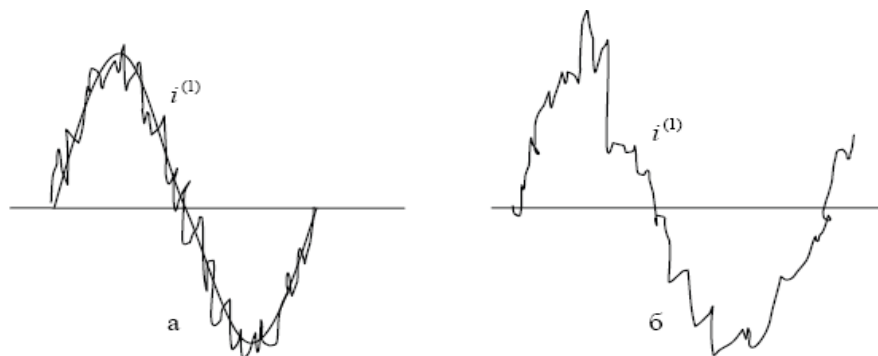


Рис. 1.8. Графіки конфігурації кривих $i^{(1)}$ без дугового замикання (а) та у разі замикання через активний опір (б)

Дослідження параметрів однофазних замикань на землю відбувалось шляхом аналізування динаміки зміни значень активного опору ізоляції фаз мережі відносно землі на п/ст 110/35/6 кВ ПрАТ «Кіровоградобленерго» зі сторони напруги 6 кВ [10]. Живлення від підстанції отримувало 9 ліній, 6 з яких повітряні та 3 кабельні, від яких отримують електричну енергію промислові та сільські споживачі. Для перманентного контролю значень активного опору ізоляції фаз мережі застосовували пристрій [13] із самописним приладом типу НЗ49. Таке поєднання дозволяє відстежити динаміку зміни показників активного опору ізоляції відносно землі.

Дослідження виконувались впродовж року в умовах реального експлуатаційного режиму роботи мережі. За цей час було виявлено 55 випадків замикань на землю. Для 22-х випадків замикання на землю (40 %) передувала поступова зміна значень опору ізоляції (рис.1.9 а). Аналіз такої зміни й дозволило за декілька годин прогнозувати виникнення подібних замкнень. Для інших 33-х випадків, що становило 60 %, замикання було раптовим. Після вмикання лінії шляхом залучення АПВ опір ізоляції відновлювався, однак потім все ж таки відбувалось зниження його значень впродовж деякого часу та виникало стійке замикання на землю (рис.1.9 б).

Високі значення опорів ізоляції були зафіксовані, як у літній, так і у зимовий періоди, найнижчий – в осінній.

Дослідження підтвердили, що зміна рівня вологи середовища зазвичай призводить до симетричного зниження показників опору ізоляції, а поступове зменшення опору ізоляції регулярно відбувається впродовж нічного періоду доби (рис.1.9 в), різке, - наприклад, під час дощу. В той же час, режим роботи під'єданого обладнання під час виконання технологічних операцій, значно не впливає на динаміку зміни опору.

Стійке замикання на землю спостерігалось у випадках зниження активного опору ізоляції відносно землі до рівня орієнтовно 3–5 кОм.

Виконання вимірювань активного опору відбувалось також й безпосередньо у місці пошкодження. За результатами вимірювань на

повітряних лініях було отримано значення перехідного опору R_{II} від 0,25 кОм до 4 кОм, для КЛ – від 0,15 кОм до 2,8 кОм. [13].

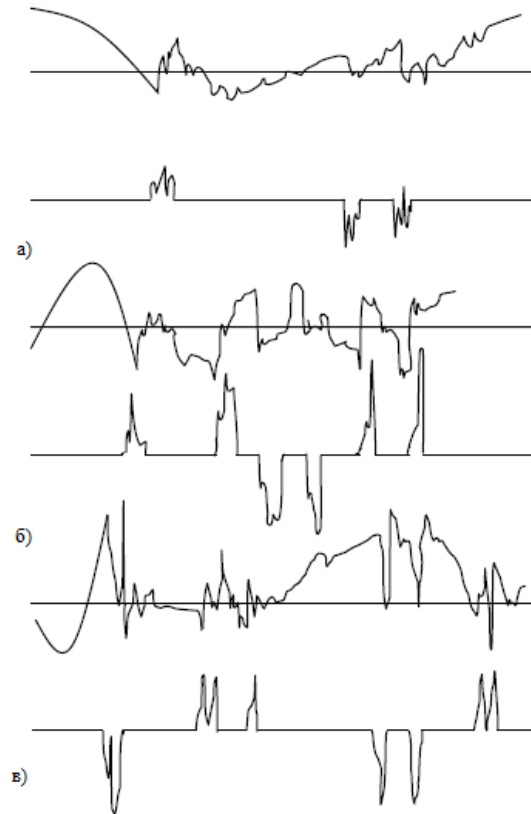


Рис. 1.9. Графіки конфігурації кривих за перекидного замикання:

а – для випадку в повітрі, б – в каналі ізоляції кабелю із наявністю розігрівання, в – в каналі ізоляції кабелю без наявності розігрівання

Для сільських розподільних мереж забезпечення захисту від замикань на землю характерне із дією на сигналізування. Під час пошуку місця пошкодження значні струми замикань на землю можуть діяти впродовж тривалого часу. Це призводить до просихання, а в деяких випадках й спікання ґрунту навколо місця розміщення залізобетонних опор, перегорання відведень до заземлювачів, що може обумовити різку зміну значень перехідного опору від кількох сотень Ом і аж до декількох десятків кОм та створення хибної думки щодо зникнення замикання на землю.

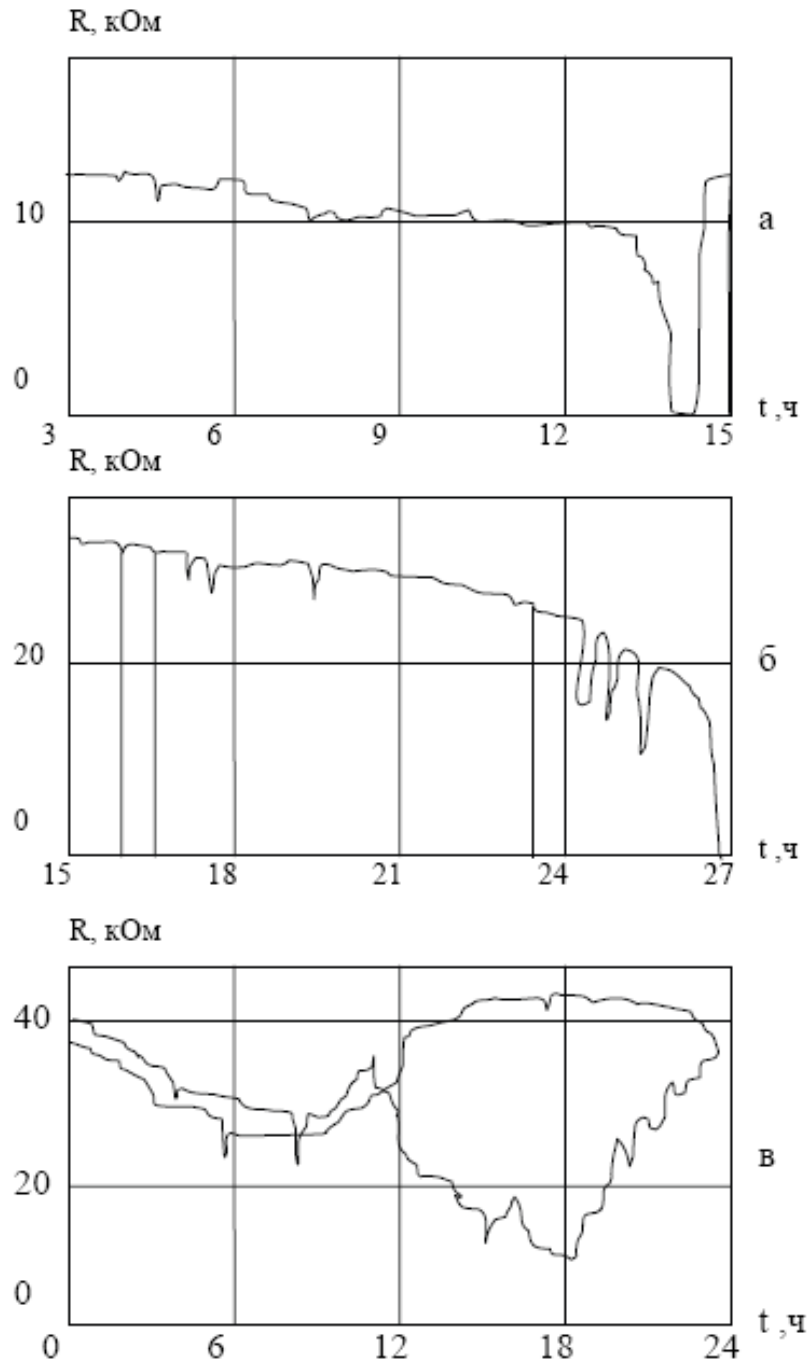


Рис. 1.10. Графік зміни активного опору ізоляції фаз відносно землі

У разі замикання між фазами перехідні опори зазвичай визначають лише опорами дуг, вольтамперна характеристика яких нелінійна. Впродовж кожного напівперіоду значення опору дуги змінюється, а форма кривої струму зазвичай наближена до синусоїдальної. В той же час, форма кривої напруги на дузі (рис. 1.10 а) спотворюється значно.

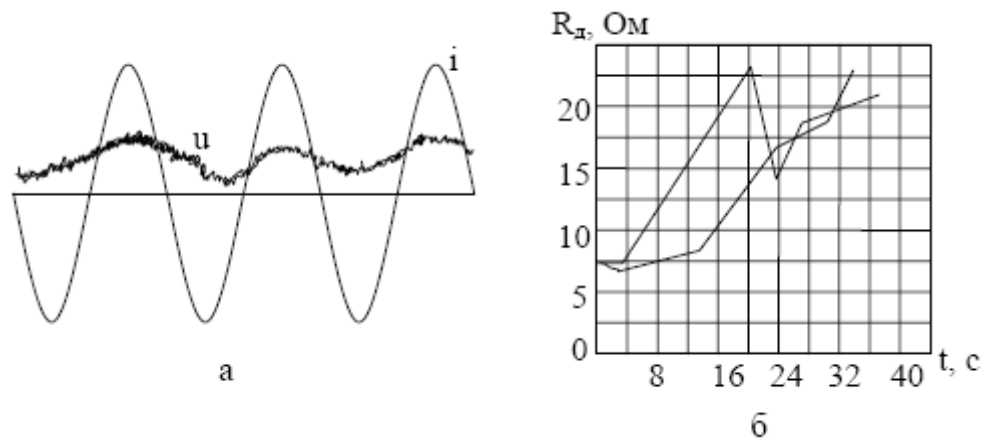


Рис.1.10. Графіки i та u дуги та опору дуги від часу

Експериментальні дослідження відкритих дуг, показали, що для діючих значень струмів I_D в сотні та більше, опір дуги в загальному випадку можна визначити:

$$R_D = U'_m \cdot I_D / I_D^k \quad (1.1)$$

де U'_m - градієнт напруги на дузі, В/м;

l_D - довжина дуги, м.

U'_m майже не залежить від струму у разі більших його значень приймається у межах 1400–1500 В/м, а значення показника степеня k становитиме 1. У цьому випадку R_D визначають за амплітудним значенням:

$$R_D = U'_m \cdot I_D / I_m = U_m \cdot l_D / 1,4 \cdot I_D \approx 1050 l_D / I_D. \quad (1.2)$$

1.3. Огляд методів та засобів моніторингу електротехнічного обладнання

На сьогодні підвищення рівня надійності системи передавання електричної енергії споживачеві можна досягнути застосуванням новітніх матеріалів та технологій, а також впровадженням систем моніторингу.

У першу чергу обстеженню підлягають складові зовнішніх мереж СЕП, зокрема: фундаменти, опори, дроти, лінійна арматура та пристрої

заземлення. Оцінювання їх стану забезпечується використанням систем технічного діагностування з комплексом програмно-апаратних засобів.

На рис. 1.11 наведено перелік класифікованих методів виявлення пошкоджень ЛЕП.

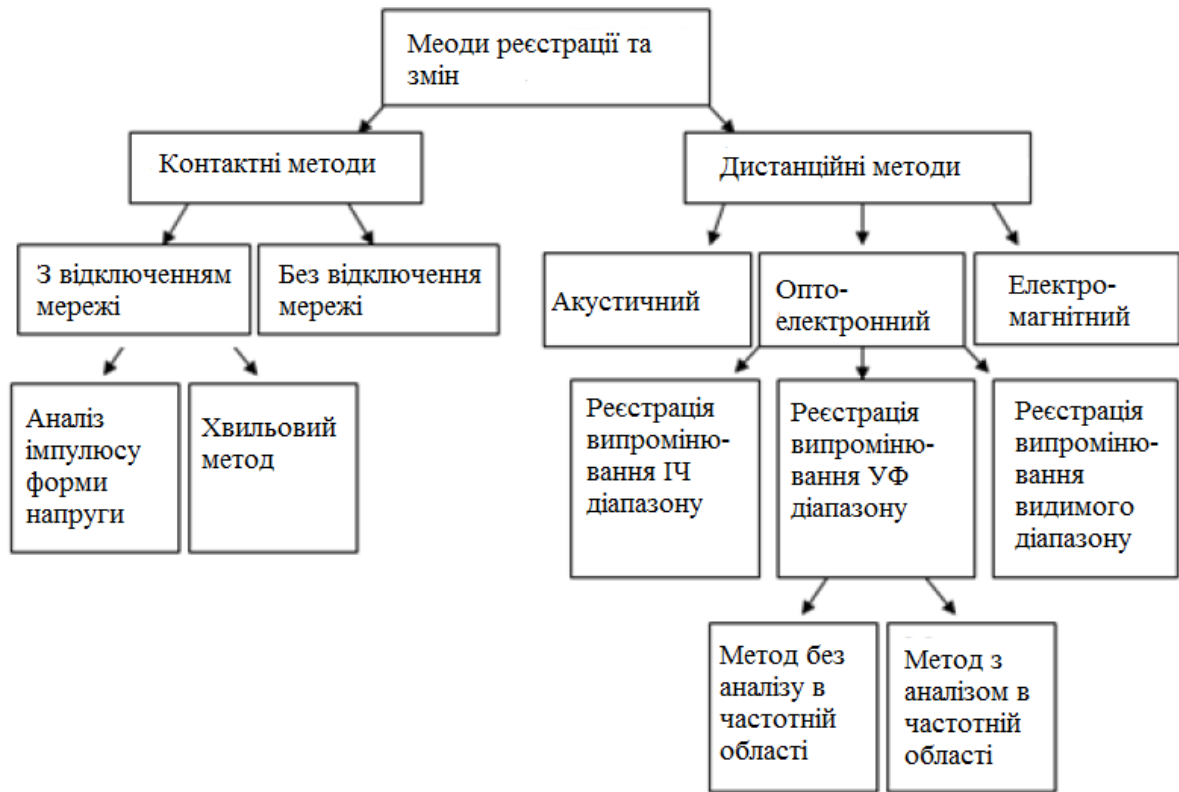


Рис.1.11. Класифікація методів виявлення пошкоджень ЛЕП

Відповідно до статистичних досліджень технічного стану КЛ $U=6-10$, які є найпоширенішими до застосування в кабельних мережах міського та обласного рівнів, лише $1/3$ з них перебувають у задовільному стані.

Програмно-апаратні комплекси призначені для фіксування поточних параметрів електричного обладнання та його складових або ж їх експлуатаційних умов. Основним аргументом доцільності впровадження таких систем є відносно незначна їх вартість (до 15 % вартості об'єкта моніторингу). Враховуючи значне зменшення витрат, пов'язаних з аварійними та плановими ремонтами, термін окупності побудованих систем не перевищує 5 років. В той же час, навіть відносно незначна вартість та швидкі можливість

повернення інвестицій для таких систем досі не забезпечили тотальне впровадження, особливо на підстанціях невеликих населених пунктів. За таких обставин альтернативою системам моніторингу є система аналізування даних технічного діагностування та випробувань.

Головним завданням в процесі експлуатації КЛ є швидке виявлення місця пошкодження в разі виникнення аварійних ситуацій. Вочевидь, різні пошкодження мають різні набори ознак, однак послідовність дій у випадку визначення місця пошкодження майже не відрізняються один від одного. Зазвичай, методика передбачає декілька послідовних операцій: виявлення пошкодженого об'єкта, наявність ізоляційних пошкоджень у знайденому місці, дистанційне та/або визначення місця пошкодження відповідно до карти/схеми. Схема, за якою класифікують методи зображена на рис. 1.12.



Рис.1.12. Класифікація методів моніторингу КЛ

Дистанційні методи дозволяють швидко знайти не власне місце пошкодження, а зону його локалізації. Для точнішого визначення

використовують топографічні (трасові) методи, що дозволяють визначити місце з точністю до 3м. На практиці зручно поєднувати обидва методи, на першому етапі визначити зону локалізації пошкодження, а далі трасовим методом визначити точне місце .

Дистанційний (відносний) метод полягає у визначенні відстані від кінця КЛ до місця пошкодження. Недоліком дистанційних методів є обмежена точність. Головним фактори, що обумовлює неточність визначення відстані до місця пошкодження є відстань до певних визначених точок траси КЛ (поворотів, з'єднувальних муфт тощо). Характерні точки наносять на планах в горизонтальній площині без врахування свого фактичного положення і по вертикалі. Також не враховано методику вкладання кабелю в траншеї змійкою. Так, наприклад для КЛ загальною довжиною 3 км абсолютна похибка складатиме $\pm(30\div60)$ м. Такий метод відповідає вимогам точності лише на лініях незначної протяжності (до 0,1 км). Найрозповсюдженими методами є імпульсний та метод коливального розряду, значно меншого використання набули мостовий та ємнісний методи.

Імпульсний метод реалізується шляхом направлення в КЛ імпульсів та виконання замірів тривалості зсувів між направленим та відбитими імпульсами. З цією метою виконують вимірювання часу проходження електромагнітної хвилі від місця вимірювання до місця пошкодження та в зворотному напрямку. Виходячи із швидкості поширення електромагнітної

хвилі V , вказаний час становитиме: $t_x = \frac{2l_x}{V}$, а відповідно й координати місця

пошкодження: $l_x = \frac{V}{2} \cdot t_x$. Основною перевагою методу є висока точність не лише визначення місця пошкодження, але й його виду. Імпульсний метод доцільно застосовувати у разі значень перехідного опору місці пошкодження ізоляції жили менше 200 Ом, а також у випадку обривання жил кабелю.

Хвильовий метод ґрунтується на фізичних процесах, що виникають у місці пошкодження. Хвильовий процес у вигляді коливального розряду з

періодом T_x , значення якого пов'язане з відстанню до місця пошкодження l_x :

$$T_x = \frac{4l_x}{V}.$$

Знаючи середню швидкість поширення хвилі, яка для КЛ 3-35 кВ з паперово-масляною ізоляцією становить 160 м/мкс, можна орієнтовно визначати довжину l_x шляхом визначення T_x . Основною перевагою методу є можливість його застосування для всіх випадків пошкоджень.

Мостовий метод ґрунтується на визначенні із використанням мосту постійного струму значень опору на ділянках жил кабелю. Мостовий метод може бути використаний у разі відсутності розриву жил пошкодженої ізоляції або ж за наявності хоча б однієї цілої жили КЛ. Основною перевагою методу є можливість його використання для КЛ зі значними перехідними опорами в місцях пошкодження.

Ємнісний метод з використанням мостів змінного струму застосовують у разі пошкоджень жил кабелю. Відстань до місця пошкодження визначають за значенням ємності жил ділянки КЛ. Такому методу не характерна висока точність, тому його використовують лише у разі відсутності імпульсних приладів. Головний недоліком є кореляція значення ємності кабелю та його ізоляції.

Топографічний метод дозволяє визначити безпосередню точну топографічну точку розташування місця пошкодження. Точність такого методу зазвичай не нижче ± 3 м. Абсолютні методи належать до низькочастотних, найбільшого розповсюдження серед яких набув індукційний.

Індукційний метод ґрунтується на вимірюванні характеру зміни магнітного поля, обумовленого протіканням струму у лінії. Індукційний метод доцільно використовувати для точного визначення місця пошкодження власне на трасі. Для реалізації методу пропускають по кабелю струми частоти 0,48-10 кГц та через антену приймального пристрою фіксують характер зміни електромагнітного поля над кабелем. Із зростанням частоти сигнал в антені зростає нелінійно внаслідок наявності екрануючої оболонки та броні кабелю.

Основним недоліком є необхідність пропалювання ізоляції в місці пошкодження, складність визначення однофазного замикання жили на оболонку, унеможливлення виявлення обриву.

Акустичні методи ґрунтуються на пошуках вздовж траси механічних коливань, що виникають на поверхні покриття (асфальтобетонного чи ґрунтового) за наявності іскрового розряду в ізоляції. Оператор з акустичним давачем та підсилювачем рухається в зоні пошкодження $\pm(15\div 40)$ м, виокремлений із застосуванням дистанційного методу та виявляє місце за індикатором чи за допомогою мобільного телефону. Недоліками методу є необхідність стійкого контакту акустичних давачів з ґрунтом, складність застосування в пухких ґрунтах та за наявності снігу, необхідність завчасного визначення траси КЛ.

РОЗДІЛ 2

ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1. Огляд функцій та складових систем моніторингу

В складних умовах сьогодення на державному рівні виникла необхідність формування ефективних СМ обладнання розподільчих електричних мереж. Підґрунтям впровадження систем моніторингу був наказ Мінпаливенерго [10], який визначав необхідність збору даних оцінювання фактичного технічного стану об'єктів нергокомпаній.

На разі, енергокомпанії (ЕК) надають річну звітність із кількісним та якісним оцінюванням технічного стану наступних об'єктів: ПЛ, підстанцій (ПС) напругою 35 - 150 кВ. Формою надання звітності обумовлено виконання якісного оцінювання у натуральних одиницях за визначеними ознаками: «добрий», «задовільний», «незадовільний» та «непридатний». В той же час, кількісне оцінювання виконують за фактичною та прогнозованою кількістю річних відімкнень на кожні 100 км ЛЕП чи на одну одиницю ПС (ТП, РП).

Під поняттям моніторингу розуміємо перманентне відслідковування процесів чи станів об'єктів задля виявлення його відповідності еталонному результату, а також прогнозування чи запобігання аварійно-критичним ситуаціям.

Отже, моніторинг технічного стану розподільчих електричних мереж – це нормативно та науково обґрунтована система систематичного визначення технічного стану обладнання, що дозволяє:

- визначати рівень надійності об'єкту як в цілому, так і його частин;
- користуватись масивом оперативних даних для виявлення як несподіваних змін, так і змін, що відбуваються на довготривалих проміжках часу;

- забезпечити можливість створення та зберігання звітної інформації;
- мати обґрунтовану базу для прийняття оперативних рішень щодо вчасного ремонту чи обслуговування електроенергетичних об'єктів.

Основні вимоги до СМ – це: об'єктивність, повнота, гнучкість, своєчасність та зручність надання інформації. Принципова схема організації СМ наведена на рис.2.1.

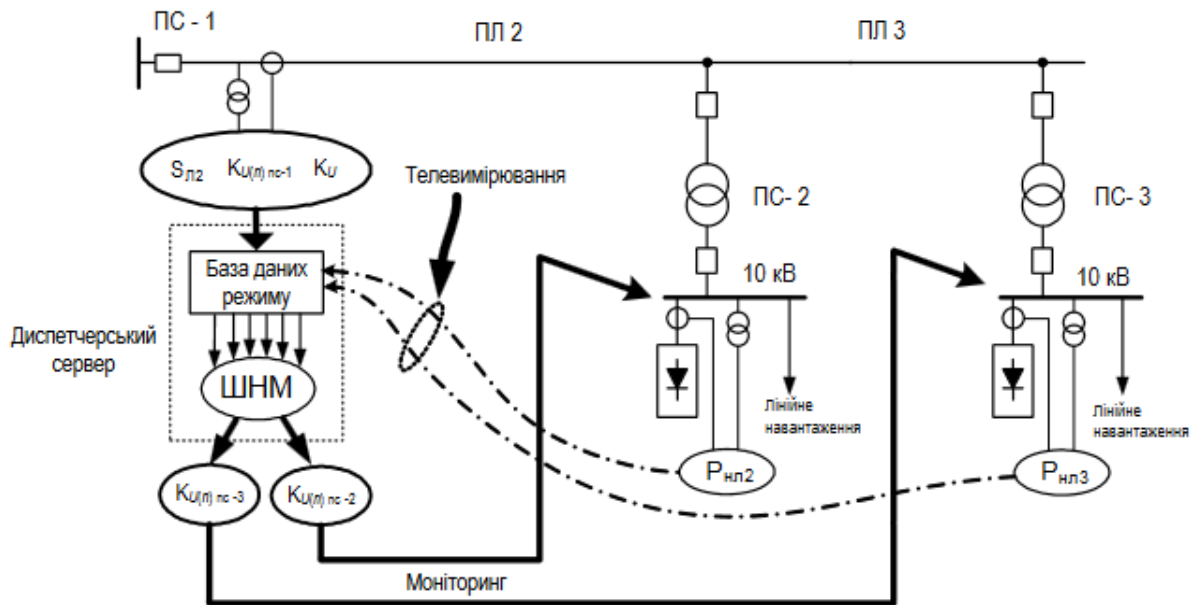


Рис.2.1. Принципова схема організації системи моніторингу

Основні види моніторингу подамо у вигляді табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Основні види моніторингу

Критерії класифікації СМ	Види СМ
Періодичність	- безперервний; - періодичний
Рівень виконання	- стратегічний; - тактичний; - оперативний
Рівень організації	- районні електричні мережі; - енергокомпанії; - ОЕС (об'єднана енергосистема України)

Критерії класифікації СМ	Види СМ
U мережі	- 0,38 кВ; - 10, 6 та 3 кВ; - 27, 35 кВ; - 154, 110 кВ

Розглянемо схему взаємодії суб'єктів та об'єктів діагностування СМ (рис.2.1).

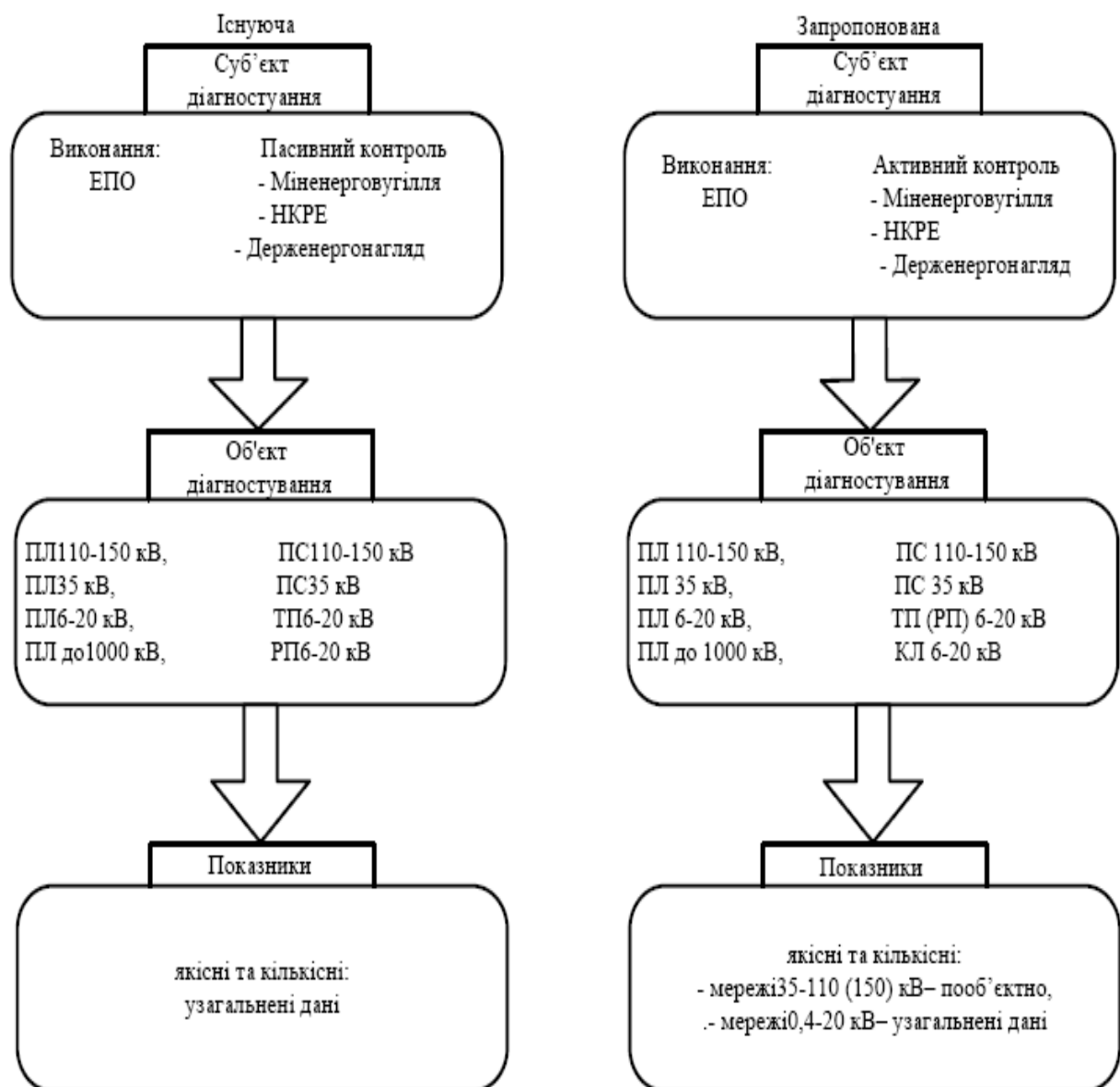


Рис. 2.2. Схема взаємодії суб'єктів та об'єктів діагностування

До суб'єктів належать Міненерговугілля, Держенергонагляд та НКРЕ. Очевидно, що надаючи звітну інформацію щодо технічного стану

електричного обладнання енергокомпанії самостійно оцінюють результати своєї діяльності. Тобто, завданням контролюючих організацій є лише узагальнення отриманих даних, що може призвести до необ'єктивності надання енергокомпаніями інформації. Тому, необхідними є додаткові періодичні перевірки контролюючими організаціями фактичного технічного стану електричних об'єктів мереж.

2.2. Нормативно-правова база моніторингу технічного стану електричного обладнання

На разі [19] - це єдиний нормативний документ, що дозволяє енергокомпаніям проаналізувати технічний стан розподільчих мереж. Однак, у ньому розглянуто лише методику для комплексного оцінювання лише ПЛ 0,4-20 кВ та не передбачає оцінювання ПС 35-150 кВ (табл.2.2.). Крім того, якщо для якісного оцінювання можна зорієнтуватись у градації використаної шкали оцінювання, то для розрахунку прогнозованої кількості відімкнень ПЛ чи п/ст 5-110 кВ методика відсутня взагалі.

Таблиця 2.2. Нормативно-правова база оцінювання технічного стану обладнання

Об'єкт діагностування	Нормативна база	Тип оцінювання
ТП $U=6-20$ кВ	[19]	якісне та кількісне
РП $U=6-20$ кВ		
ПС $U=110-150$ кВ	[20]	якісне оцінювання стану порталів ВРУ
ПС $U=35$ кВ		
ПЛ $U=6-20$ кВ	[21]	якісне та кількісне
ПЛ $U<1$ кВ		
ПЛ $U=110-150$ кВ	[22]	якісне
ПЛ $U=35$ кВ		

Дослідження інформації щодо якісного оцінювання технічного стану виявило деякі невідповідності у наданій енергокомпаніями звітності. Так, для

інформації, наданої у 2017-2020 роки для ПЛ виявлені випадки, що ігнорують рівність:

$$L_{\Sigma} = L_{\text{добр}} + L_{\text{задов}} + L_{\text{незадов}} + L_{\text{непридатн}} \quad (2.1)$$

де $L_{\Sigma}, L_{\text{добр}}, L_{\text{задов}}, L_{\text{незадов}}, L_{\text{непридатн}}$ – повна довжина ПЛ на балансі та довжина ПЛ, що перебуває у "непридатному", "незадовільному", "задовільному" чи "доброму" технічному стані. В той же час, у даних на кінець 2021 року схожих неточностей не знайдено, що говорить про якісніше виконання звітності ЕПО на етапі формування даних. Аналізування динаміки технічного стану виконаємо із застосуванням комплексного якісного оцінювання технічного стану об'єктів однієї групи [19]:

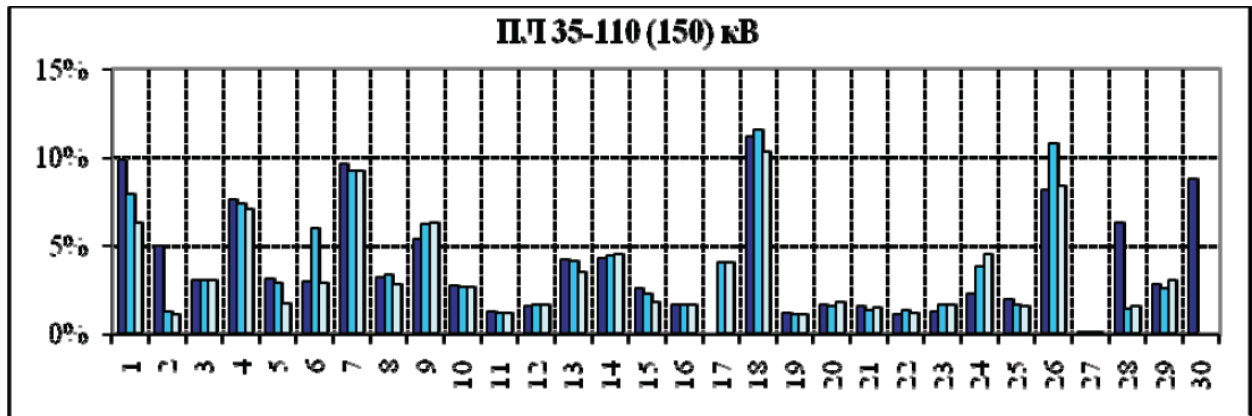
$$k_{\text{деф}} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4}, \quad (2.2)$$

де L_1, L_2, L_3, L_4 – повні довжини ПЛ, що перебувають у "непридатному", "незадовільному", "задовільному" чи "доброму" технічному станах; 0; 0,1; 0,3; 0,6 – коефіцієнти ваги комплексного оцінювання.

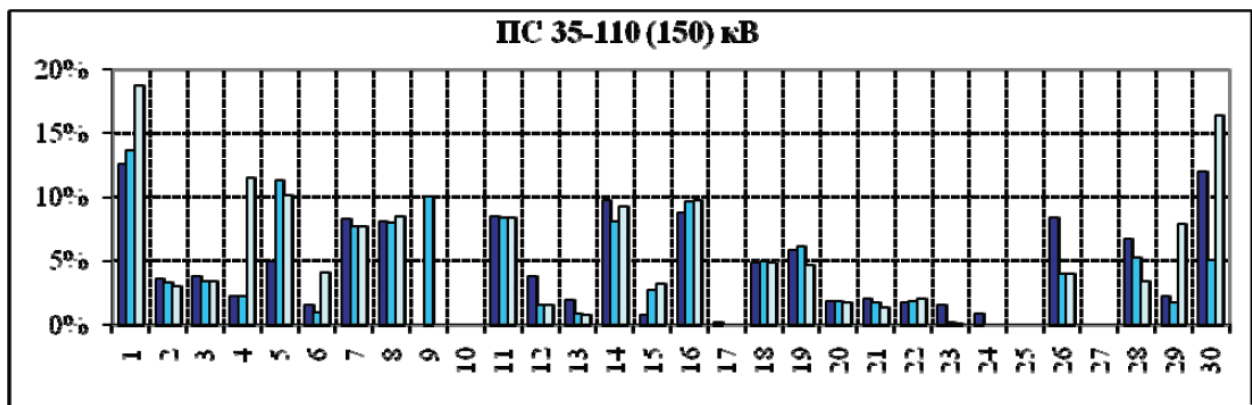
Аналіз зміни значень якісного оцінювання технічного стану розподільчих мереж впродовж трьох років (рис. 2.2–2.3) показав, що технічний стан повітряних ліній $U=35\text{--}110$ кВ не змінився, а дефектність ліній $U=0,4\text{--}20$ кВ значно зменшилась.

Зросла дефектність ліній 35–110 кВ для енергокомпаній Чернівціобленерго та Кіровоградобленерго, підвищення дефектності ПЛ 0,4–20 кВ притаманне Харківобленерго та Київобленерго.

Підставивши у вираз (2.1) кількість підстанцій (трансформаторів або розподільчих пристроїв) замість довжин ПЛ, то за подібною методикою можна визначити комплексну якісну оцінку відповідних об'єктів (рис. 2.3. – 2.4).



а)

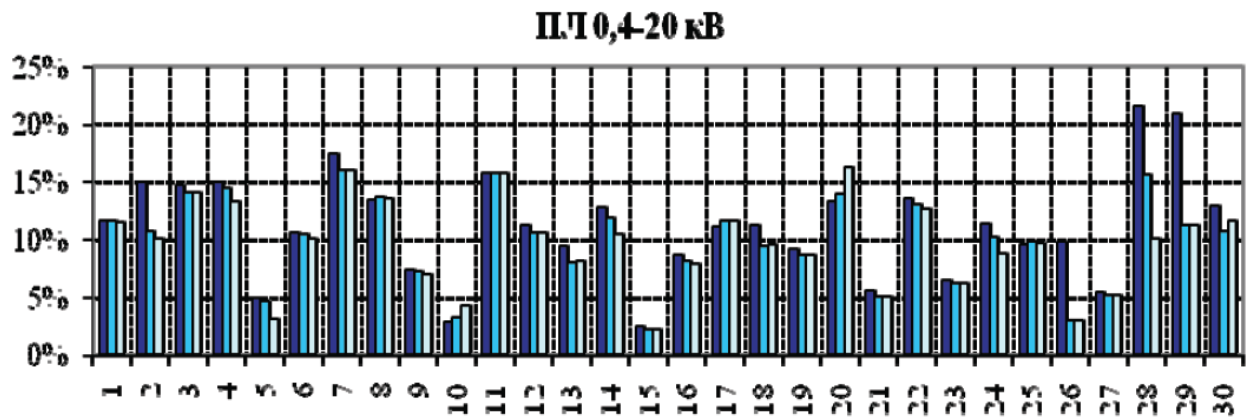


б)

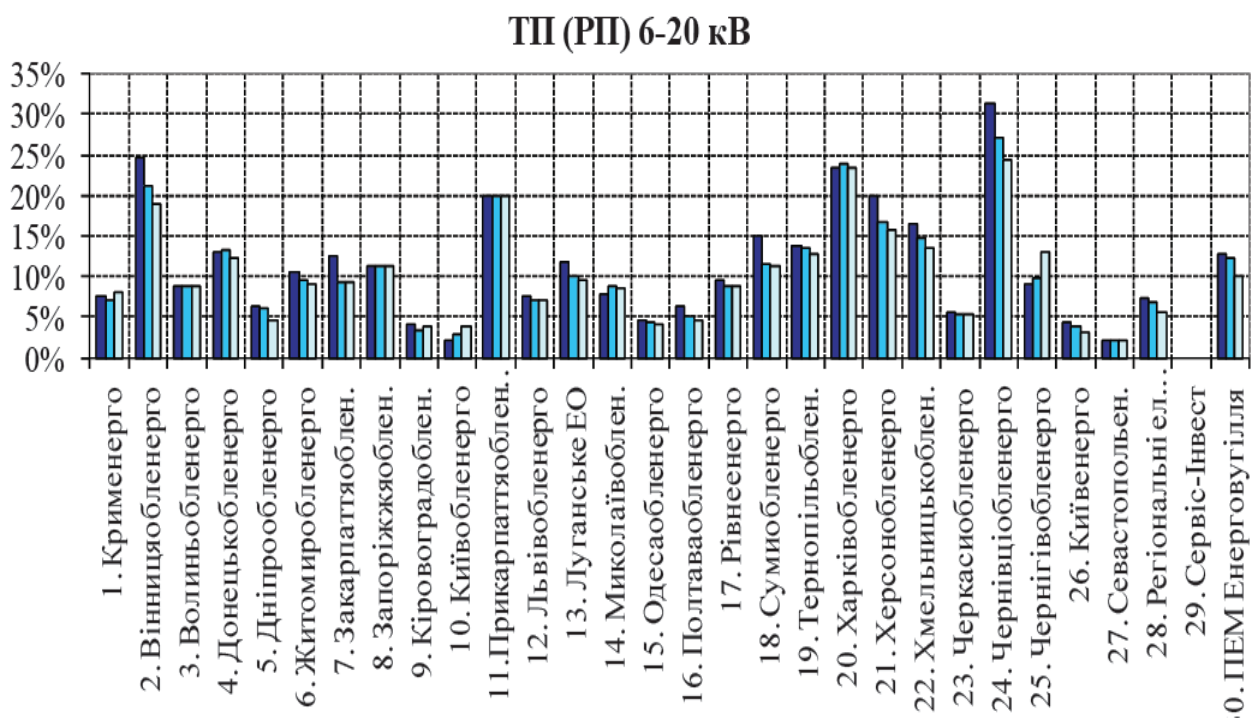
Рис. 2.3. Графік зміни значень якісного оцінювання технічного стану елементів розподільчих мереж впродовж 2019–2021 рр

В цілому, аналізуючи ситуацію для країни, можна зробити висновки щодо негативних тенденцій – перманентного зростання коефіцієнту дефектності ПЛ, особливо для Донецькобленерго, який зріс з 2,1 % до 11,6 % (рис. 2.3).

В той же час, технічному стану ТП (РП) притаманна тенденція до покращення, окрім незначного зростання коефіцієнта дефектності, характерного Київ та Чернігівобленерго (рис. 2.4).



а)



б)

Рис. 2.4. Графік зміни технічного стану повітряних ліній

2.3. Дослідження технічного стану електричного обладнання розподільчих мереж

Дослідження технічного стану показало неоднорідність інформації окремих енергокомпаній, що можуть сягати від десятків і до сотень разів (табл. 2.3). в деяких випадках виявлене механічне дублювання звітності, що

говорить про неякісну роботу респондентів. У вигляді табл. 2.3., 2.4 подамо структуровану інформацію щодо кількісних характеристик стану ПЛ.

Таблиця 2.3. Середньозважене значення питомої річної кількості відімкнень ПЛ

Напруга, кВ	Середньозважене значення питомої річної кількості відімкнень, шт./100 км		
	2019	2020	2021
< 1	32,9	23,73	24,32
6-20	13,8	10,57	10,65
35	3,23	3,56	3,72
110 -150	4,87	4,33	4,63

Таблиця 2.3. Діапазон змін значень питомої річної кількості відімкнень ПЛ

Напруга, кВ	Діапазон змін значень питомої річної кількості відімкнень, шт./100 км рік		
	2019	2020	2021
< 1	2,6÷325,3	3,46÷223	6,2÷221
6-20	0,62÷71,1	0,68÷442	0,8÷439
35	0,06÷23,1	0,36÷42	0,18÷17,6
110-150	0,7÷15,7	1,03÷14,7	0,21÷8,3

Кореляційна залежність кількісних та якісних показників технічного стану обладнання наведені на рис.2.4. Аналіз показав значне розсіювання звітних даних щодо річного стану ПЛ 6...20 кВ (зокрема, наявність значень > 100 шт./100 км), що призвело до необхідності їх виключення.

Значна кількість відімкнень провокує систематичне виникнення перехідних процесів, кількість та тривалість яких значно зростає, що відповідно й обумовлює генерування вищих гармонік та проблеми з електричним обладнанням електричних мереж.

Тобто, за умовах ринкових відносин в електроенергетиці на державному рівні мають бути закріплені вимоги до моніторингу технічного стану електричних мереж. В той же час, системи моніторингу повинні не лише

збирати, зберігати та передавати інформацію, а й бути основною ланкою системи управління із зворотними зв'язками.

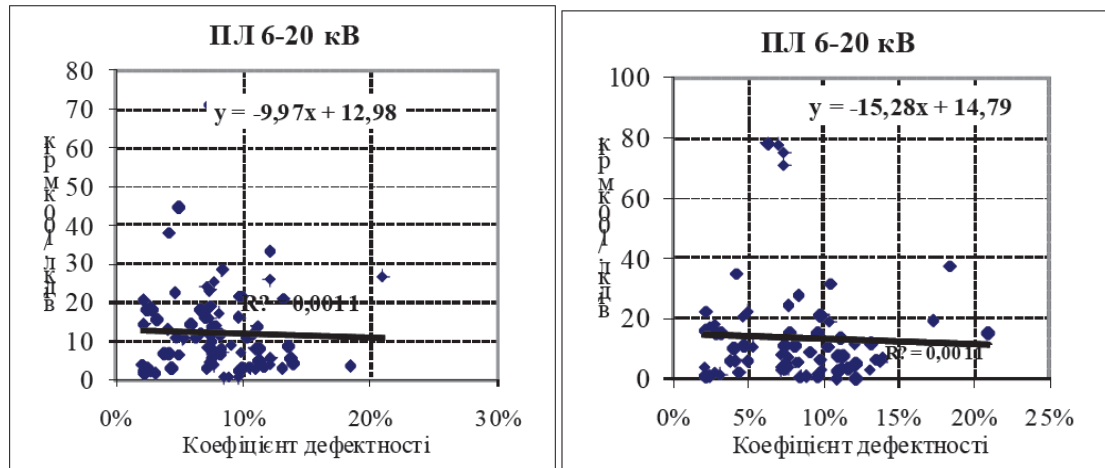


Рис.2.5. Кореляційні залежності кількісних та якісних показників:

а – фактичні, б - прогнозовані відключення

Дослідження звітних даних енергокомпаній показали неспроможність СМ приймати управлінські рішення й потребує негайного удосконалення.

До основних недоліків наявних СМ належать:

- відсутність затверджених нормативно-правових документів, що регламентують систему оцінювання технічного стану КЛ та ПС 35-110-150 кВ;
- наявність суб'єктивних факторів під час оцінювання технічного стану електричних об'єктів розподільчих мереж.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ БЕЗПІЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ

На сьогодні одним з найперспективніших методів діагностування технічного стану ЛЕП є моніторинг з використанням безпілотних літальних апаратів (БПЛА). Застосування даного підходу достатньо нове й набуло широкого впровадження під час досліджень елементів ЛЕП, що перебувають у важкодоступних місцях, наземне обстеження котрих ускладнене і за тривалістю може сягати періоду від декількох днів до декількох тижнів, в той же час використання БПЛА дозволить зменшити цей час до декількох годин. Подібні системи моніторингу набули широкого розповсюдження в європейських країнах [33], Китаї [34], Бразилії [35] тощо. Основним завданням такої системи є контроль стану ЛЕП шляхом її оптичної та тепловізійної реєстрації, реєстрації за допомогою тепловізорів, а також часткових розрядів, що мають місце в ізоляції.

Прогнозні значення європейського ринку не бойових та комерційних БПЛА до 2025 р. за класами розв'язуваних завдань наведено на рис. 3.1.

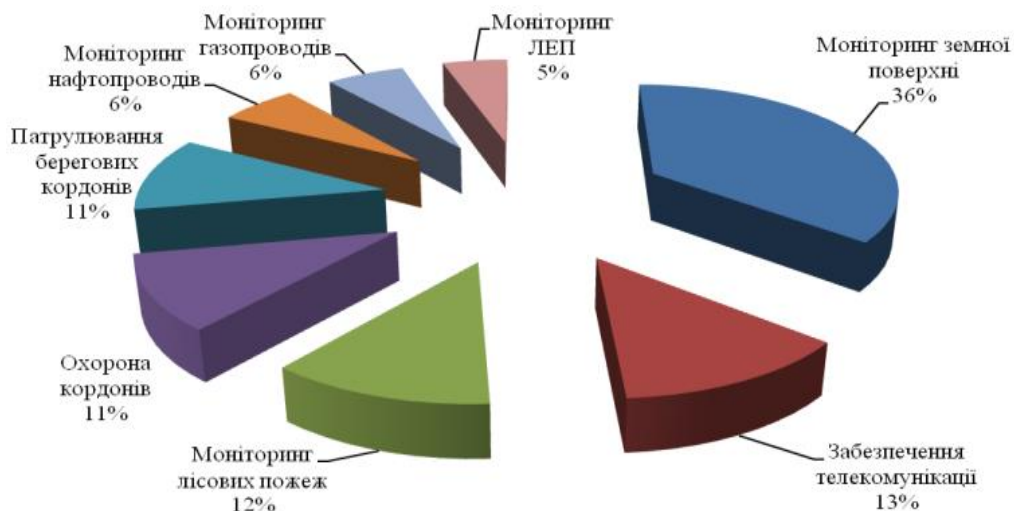


Рис. 3.1. Прогнозовані значення європейського ринку небойових та комерційних БПЛА до 2025 р. за класами розв'язуваних завдань

До основних видів робіт в електроенергетиці, що зручно виконувати із застосуванням БПЛА є:

1) планове обстеження (огляд, інспектування, виявлення дефектів та пошкоджень, фотографування та термографічна зйомка на незначних (до 70 м) та середніх (до 400 м) висотах;

2) аварійно-відновлювальні роботи – огляд ПЛ на середніх висотах за різних погодних умов, а також в темний час доби із використанням тепловізійної зйомки;

3) картографічні роботи – допомога під час побудови цифрових топографічних планів, тривимірних моделей місцевості з нанесенням ЛЕП.

У разі надзвичайних ситуацій БПЛА можуть виконувати роль ретранслятора зв'язку для оцінювання збитків та реального стану об'єкту (наприклад, якщо дерева впали на ЛЕП тощо).

БПЛА здатні до швидкого діагностування, що дозволяє в лічені години підготувати набір необхідного обладнання для усунення аварійних пошкоджень.

Статистичну кількість відмов, що характерна для ЛЕП з різною напругою, наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Відсоткова кількість відмов ЛЕП

U, кВ	Кількість відмов, %
330-750 кВ	3,2
220 кВ	12,5
110 кВ	84,3

Такий відсотковий розподіл кількості відмов пропорційний довжині ЛЕП відповідних напруг. Так, зокрема стрімке зростання аварійних відімкнень ЛЕП спостерігають здебільшого у весняно-літній період. Це обумовлене перекриттям ізоляційних проміжків зеленими насадженнями. В той же час, ще однією гострою проблемою відімкнень ЛЕП є вандалізм

(викрадення дротів та інших елементів опор, накиди на дроти, безпосереднє пошкодження гірлянд ізоляторів тощо).

3.1. Алгоритм виконання моніторингу електричного обладнання розподільчих мереж

Використовуючи наявні запатентовані технічні рішення, котрі дозволяють керувати рухом БПЛА із використанням напруженості електричного або магнітного полів [23-25] розробимо методику моніторингу об'єктів розподільчих мереж.

На першому етапі доцільно створити еталонні паспорти обладнання розподільчих мереж, що працюють у штатному режимі. До такого паспорту необхідно заносити реальні оптичні зображення та зображення в інфрачервоному діапазоні досліджуваних об'єктів, карти рівнів напруженості електричних та магнітних полів. Методикою системи моніторингу передбачено систематичну аерофотозйомку електричного обладнання розподільчих мереж в оптичному та інфрачервоному діапазонах, а також вимірювання напруженості їх електричних та магнітних полів. В той же час, системою має бути передбачено виконання позапланових вильотів БПЛА у разі аварійних ситуацій для швидкого визначення місця та характеру пошкоджень.

Подібні паспорти повинні також містити карти розташування систем захисного заземлення високовольтних підстанцій, які мають ключове значення для забезпечення безпеки функціонування персоналу і обладнання. Наголосимо на тому, що карти повинні бути отримані в результаті безпосередніх вимірювань напруженості магнітних полів у випадку протікання струму по захисному заземленню. Отримання достовірної інформації щодо поточного стану системи захисного заземлення (СЗЗ) передбачене приєднання до неї генератору струмів та здійснення вимірювань напруженості магнітного поля над поверхнею землі. Такий підхід дозволить оцінити ступінь надійності захисту електричного обладнання СЗЗ у

різноманітних аварійних режимах короткого замикання і, за необхідності, розробити рекомендації із відновлення пошкоджених ділянок СЗЗ. Інформація щодо розташування елементів системи захисного заземлення є вихідною для створення програмних продуктів, які будують еквіпотенціальні лінії напруженості електричного поля на поверхні землі, розраховують значення крокових та дотикових напруг, а також визначають повний опір системи заземлення в цілому. Програмний продукт [25] також дозволяє будувати графіки розподілу ймовірності потрапляння блискавок на територію високовольтних підстанцій та надає додаткові рекомендації із модернізації наявних систем блискавкозахисту.

Карти розподілів напруженостей електричного та магнітного полів та карти систем захисного заземлення та блискавкозахисту дозволяють скласти відповідні плани безпечного переміщення технічного персоналу високовольтних підстанцій, а також розташування чутливого до електромагнітних впливів обладнання. Для розроблення СМ безпеки об'єктів енергетичної системи необхідні методики розрахунку напруженості електричного та магнітного полів, у разі відсутності обслуговуючого персоналу в зоні дії поля можна застосовувати аналітичні методи.

Розглянемо детальніше принципи, на яких базується робота програмного забезпечення, розробленого для реалізації запропонованої методики комплексного моніторингу об'єктів енергетичної системи.

3.2. Аналітичні методи розрахунку напруженості електричного поля ЛЕП

Під час використання аналітичних методів розрахунку напруженості електричного поля ЛЕП використовують наступні припущення:

- нехай дроти ЛЕП – це паралельні нескінченно довгі циліндри, заряд яких однорізно розподілено вздовж їх осей;
- напруга на проводах ЛЕП змінюється за синусоїдним законом з частотою 50 Гц;

- зсув фаз у часі між напруженнями дротів ЛЕП дорівнює 120° ;
- поверхня землі вважається плоскою, а сама земля у відношенні до повітря абсолютно електропровідна і має нульовий потенціал;
- наявністю опор, споруд, технічних та біологічних об'єктів в зоні ЛЕП нехтується;
- наявністю додаткових тросів (грозозахисних, компенсаційних тощо) нехтується;
- вважається, що дроти ЛЕП перебувають у повітрі з відносною діелектричною проникністю, рівній $\varepsilon_e = 1$;
- діючі значення напруженості електричного поля визначаються у площині, яка перпендикулярна напрямку проводів ЛЕП, в області максимального наближення проводів до землі.

За прийнятих припущень значення потенціалів, питомих зарядів та напруженості електричного поля можуть бути записані в символічній формі для комплексних значень, а електричне поле подають як суму електричних полів проводів ЛЕП і їх дзеркальних відображень щодо поверхні землі [26]. Найтипівіші випадки розташування проводів ЛЕП наведено на рис. 3.2.

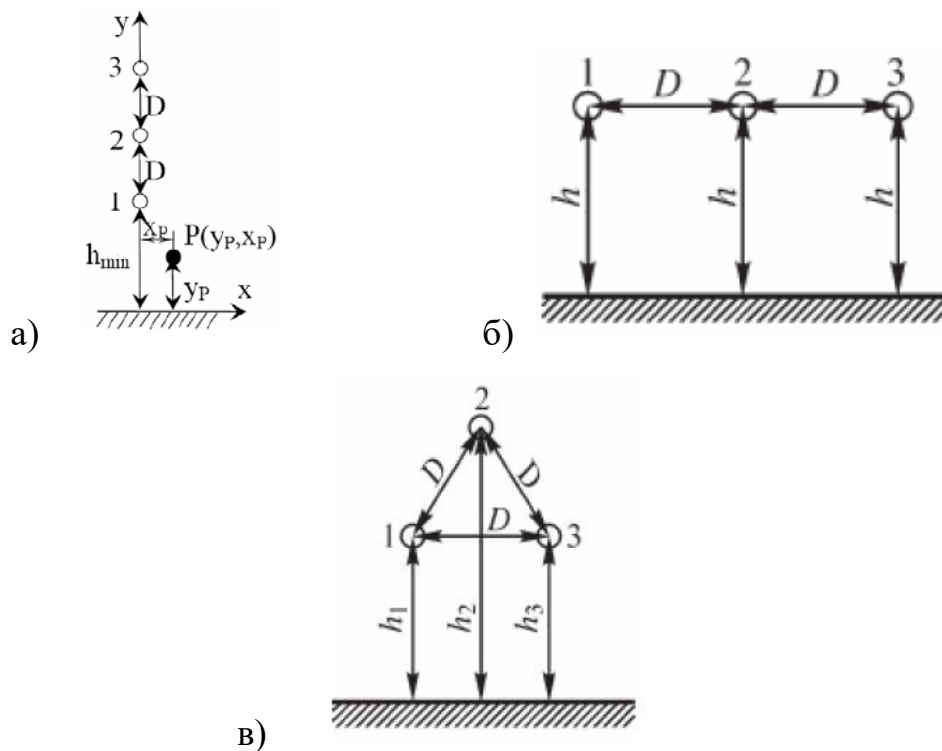


Рис. 3.2. Типове розташування дротів ЛЕП

У разі розщеплених дротів ЛЕП, еквівалентний радіус визначають [26]:

$$r = (M \cdot r_{ph} \cdot a^{M-1}) \frac{1}{M}, \quad (3.1)$$

де M - кількість розщеплених дротів фаз ЛЕП; r_{ph} - радіус перерізу фаз ЛЕП; a - радіус кола, вздовж якого розташовані дроти розщеплених фаз ЛЕП.

У загальному випадку довільного розташування проводів ЛЕП, значення ємності на одиницю довжини розраховують за формулою [27]:

$$C_s = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0}{\ln \left[2 \cdot \frac{\sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3}}{r} \cdot \frac{\sqrt[3]{r_{12} \cdot r_{23} \cdot r_{31}}}{\sqrt[3]{r_{12} \cdot r_{23} \cdot r_{31}}} \right]}, \quad (3.2)$$

де h_1, h_2, h_3 - відстані від поверхні землі до кожного з дротів ЛЕП; r_{12}, r_{23}, r_{31} - відстані між дротами ЛЕП та їх дзеркальними відображеннями.

Для випадку загального вертикального розташування проводів ЛЕП, як наведено на рис. 3.2, ємність ЛЕП на одиницю довжини розраховують:

$$C_s = \frac{2\pi\varepsilon_r\varepsilon_0}{\ln \left[\frac{2D\sqrt[3]{2}}{r} \cdot \sqrt[3]{\frac{h_{\min} \cdot (h_{\min} + D) \cdot (h_{\min} + 2D)}{(2h_{\min} + D) \cdot (2 \cdot h_{\min} + 2D) \cdot (2h_{\min} + 3D)}} \right]} \quad (3.3)$$

де D - відстань між дротами ЛЕП; $h_{\min}$ - мінімальна відстань дротів ЛЕП до землі; ε_r - відносна діелектрична проникність середовища (повітря), в якому перебувають дроти; $\varepsilon_0 = 0,885 \cdot 10^{-9}$ Ф/м - електрична постійна.

Для випадку горизонтального розташування (див. рис.3.2, б) ємність ЛЕП на одиницю довжини розраховують [27]:

$$C_s = \frac{2\pi\varepsilon_r\varepsilon_0}{\ln \left[r \cdot \sqrt[3]{4h_{\min}^2 + D^2} \cdot \sqrt{h_{\min}^2 + D^2} \right]}. \quad (3.4)$$

У разі розташування проводів ЛЕП у вершинах рівностороннього трикутника (див. рис. 3.2в) ємність ЛЕП на одиницю довжини розраховують:

$$C_s = \frac{2\pi\varepsilon_r\varepsilon_0}{\ln \left[\frac{2D}{r} \cdot \sqrt[3]{\frac{h_{\min}^2 \cdot h_{\min} + D\sqrt{3}/2}{\sqrt{(4h_{\min}^2 + D^2) \cdot [(2 \cdot h_{\min} + D\sqrt{3}/2)^2 + D^2/4]}}} \right]}. \quad (3.5)$$

Комплексні значення азимутальної та аксіальної складової напруженості електричного поля в точці $P(x_p; y_p)$ (рис. 3.2а) розраховують [26]:

$$E_x(x_p, y_p) = \frac{U_{ph} \cdot C_s}{2\pi\epsilon_r\epsilon_0} \times \left[-\left[\frac{x_1 - x_p}{(x_1 - x_p)^2 + (h_1 + y_p)^2} - \frac{x_1 - x_p}{(x_1 - x_p)^2 + (h_1 - y_p)^2} \right] + \right. \\ \times \left[\left(\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \left[\frac{x_2 - x_p}{(x_2 - x_p)^2 + (h_2 + y_p)^2} - \frac{x_2 - x_p}{(x_2 - x_p)^2 + (h_2 - y_p)^2} \right] + \right. \\ \left. \left. + \left(\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \left[\frac{x_3 - x_p}{(x_3 - x_p)^2 + (h_3 + y_p)^2} - \frac{x_3 - x_p}{(x_3 - x_p)^2 + (h_3 - y_p)^2} \right] \right] \right] \quad (3.6)$$

$$E_y(x_p, y_p) = \frac{U_{ph} \cdot C_s}{2\pi\epsilon_r\epsilon_0} \times \left[-\left[\frac{h_1 + y_p}{(x_1 - x_p)^2 + (h_1 + y_p)^2} - \frac{h_1 - y_p}{(x_1 - x_p)^2 + (h_1 - y_p)^2} \right] + \right. \\ \times \left[\left(\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \left[\frac{h_2 + y_p}{(x_2 - x_p)^2 + (h_2 + y_p)^2} - \frac{h_2 - y_p}{(x_2 - x_p)^2 + (h_2 - y_p)^2} \right] + \right. \\ \left. \left. + \left(\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \left[\frac{h_3 + y_p}{(x_3 - x_p)^2 + (h_3 + y_p)^2} - \frac{h_3 - y_p}{(x_3 - x_p)^2 + (h_3 - y_p)^2} \right] \right] \right] \quad (3.7)$$

Дійсне значення напруженості електричного поля в точці $P(x_p; y_p)$ розраховують:

$$E(x_p, y_p) = \sqrt{|E_x(x_p, y_p)|^2 + |E_y(x_p, y_p)|^2}, \quad (3.8)$$

де $E_x(x_p; y_p)$, $E_y(x_p; y_p)$ модулі комплексних величин азимутальної та аксіальної складової напруженості електричного поля.

Із використанням програмного забезпечення та формул (3.1)-(3.8), порівняємо розподіл діючих значень напруженості електричного поля. На рис.3.3-3.5 наведені залежності напруженостей у перерізах,

перпендикулярних дротам ЛЕП 150кВ на відстані 1, 3 та 0.5 м, 1 м, 1.5 м м від поверхні землі.

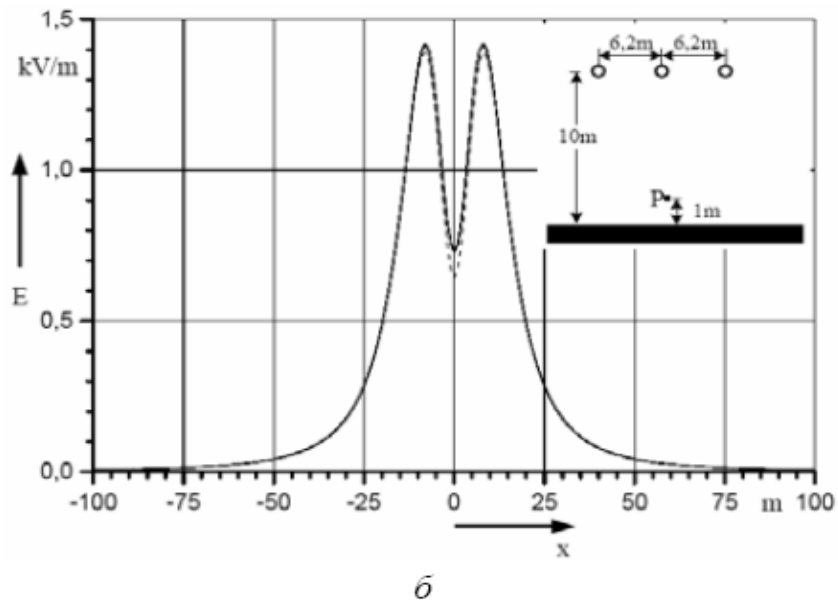
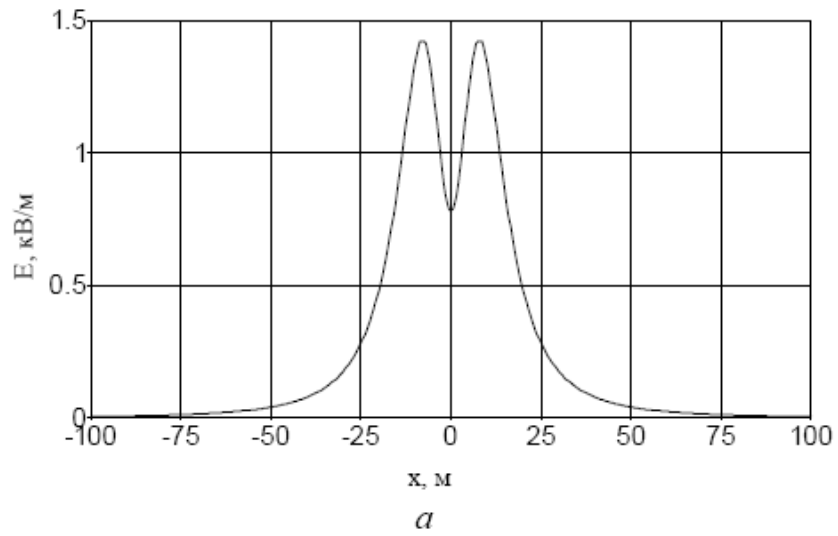


Рис. 3.3. Отримані графіки залежностей напруженості електричного поля (на відстані 1 м від поверхні землі)

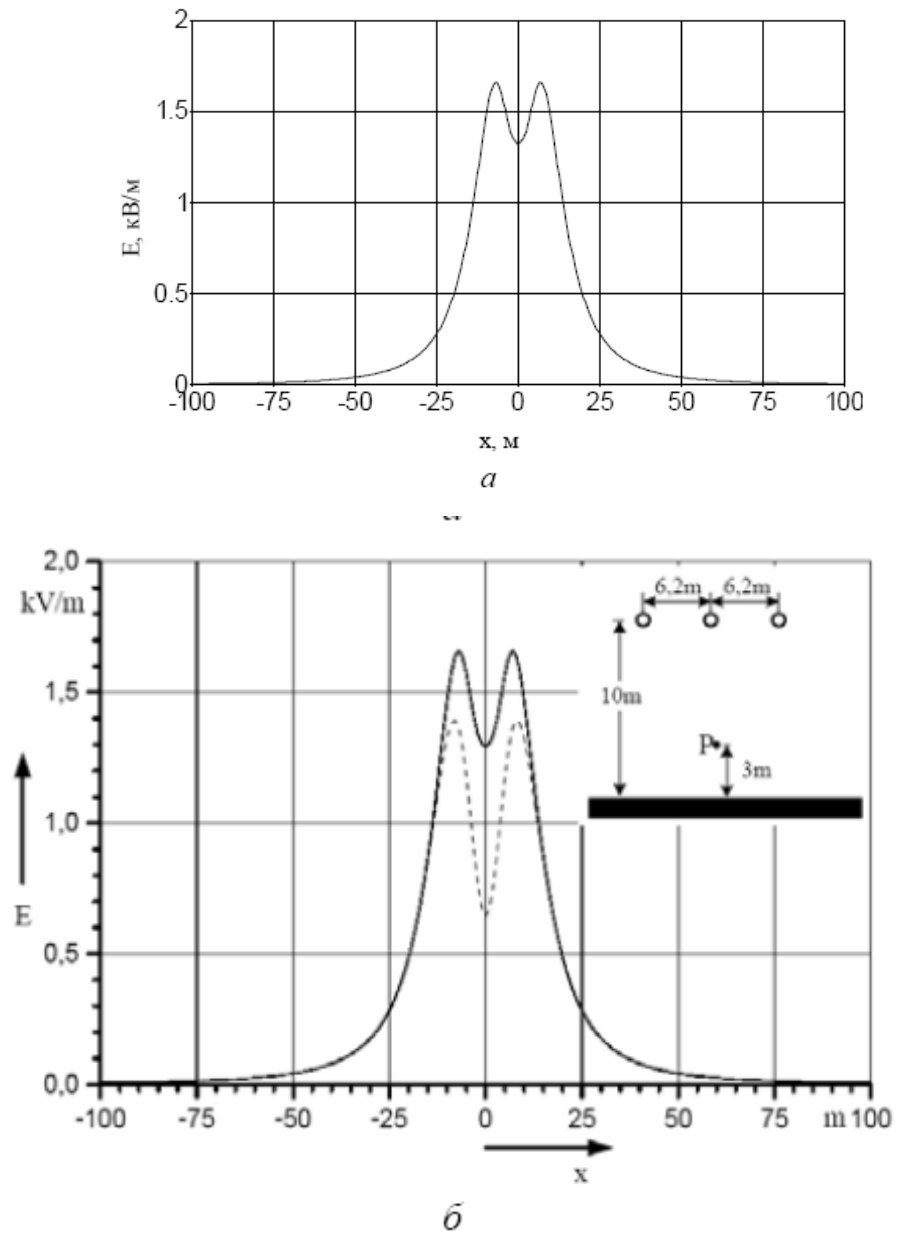


Рис.3.4. Розраховані залежності напруженості ЕП в перерізі, перпендикулярному проводам ЛЕП на відстані 3 м від поверхні землі

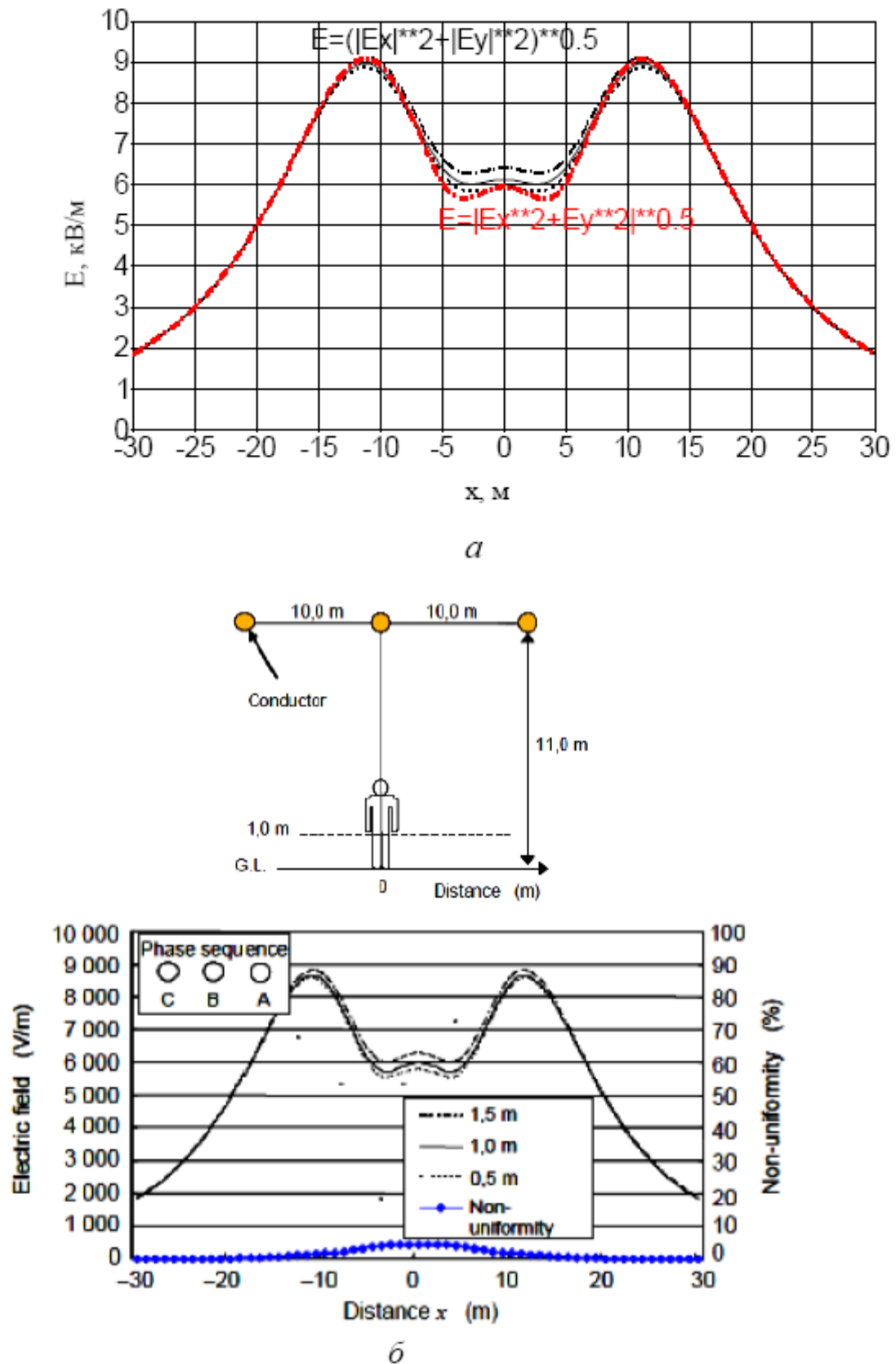


Рис. 3.4. Розраховані залежності напруженості ЕП в перерізі, перпендикулярному проводам ЛЕП 500 кВ на відстанях 0,5 м, 1 м та 1,5 м від поверхні землі

Отож, доведено, що використання програмних продуктів для розрахунку електричних полів поблизу ЛЕП, яке необхідне для навігації БПЛА, дозволяє виконувати оцінювання технічного стану електричного обладнання розподільчих мереж. електричних систем.

Використання даного методу особливо у випадках дослідження ЛЕП, які розміщені у важкодоступних місцях, дає змогу зменшити тривалість обстеження в декілька разів, пришвидшити виявлення та ремонт пошкодженої ділянки.

РОЗДІЛ 4

РЕЙТИНГОВЕ ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1. Методика рейтингового оцінювання технічного стану електричного обладнання розподільчих мереж

Український роздрібний ринок електроенергії все ще перебуває на стадії формування. Енергокомпанії, що виконують функцію розподілу електроенергії (ЕЕ), на відміну від тих, що її виробляють й продають, є природними монополістами. Такого роду монополія вимагає державного регулювання тарифів на розподіл ЕЕ, для чого в кожній країні створено незалежні енергетичні комісії, що виконують цю й інші регулюючі функції. Енергоринок України налічує 32 розподільні компанії, для яких встановлено тарифи на послуги з розподілу ЕЕ, що різняться у 6 разів (у межах 245,09-1508,28 грн/МВт·год). Така істотна різниця має великий потенціал стимулювання компаній до поліпшення технічного стану системи розподілу.

В умовах перманентного зростання навантаження на електромережі особливої актуальності набуває підвищення рівня ефективності функціонування електроенергетичних систем. На сьогодні, близько 20 % устаткування підстанцій та 65 % ЛЕП ЕЕ експлуатують понад 40 років [1]. Це обумовлює підвищені витрати на їхнє обслуговування і ремонти, технологічні втрати ЕЕ, низьку енергетичну ефективність розподілу ЕЕ. Зокрема, постачання електроенергії в Україні є вкрай ненадійним: так, кількість і тривалість відключень електроенергії у кілька разів перебільшують європейські норми – умовний споживач в Україні недоотримав послуг з електропостачання впродовж року на понад 1100 хв.; натомість в Нідерландах цей показник склав 27 хв., Німеччині – 23, Данії – 19 [26].

Інтенсифікувати технічну модернізацію мережевої інфраструктури в умовах реформування ринку електричної енергії можна у разі вдосконалення стимулюючої тарифної системи. Нова методика тарифоутворення на послуги розподільних енергокомпаній встановлює однаковий для всіх прибутків у відсотках від вартості регуляторної бази активу – RAB-регулювання. Наразі дискутується питання щодо поділу бази активу на 2 частини – нову і стару, призначаючи на кожен певний відсоток прибутку: на нову – вищий, ніж на стару; проте, такий підхід не враховує цілу низку інших важливих показників стану мережевої інфраструктури, наприклад, – економічності, завантаженості, рівня іновативності, якості послуг і ЕЕ тощо.

Отже, наявна степінь зношення та застарілість мережевої інфраструктури електропостачання актуалізує розроблення дієвих механізмів стимулювання енергокомпаній до інтенсивного поліпшення технічного стану системи розподілу.

Згідно з [27] відповідальність за розвиток електричних мереж покладено на енергокомпанії, що займаються діяльністю з передавання електричної енергії споживачеві. Для комплексного оцінювання технічного стану електричного обладнання енергокомпаній застосуємо метод рейтингування, що дозволяє визначити реальний стан обладнання, упорядковувати їх сукупність за сформованими показниками та прогнозувати тенденції їх розвитку.

Подамо задачу рейтингування енергокомпаній у математичному вигляді. Зведена матриця X показників a_{ik} , відповідно до яких буде виконано рейтингування:

$$X = \| a_{ik} \|, i = 1, m, k = 1, n \quad (4.1)$$

де $i = 1, m$ - порядковий номер енергокомпанії; $k = 1, n$ - порядковий номер показника для оцінювання K_k ; a_{ik} - значення k -го показника для кожного i -го об'єкта оцінювання.

Тобто, формуємо для кожної енергокомпанії сукупність показників a_{ik} , поданих у вигляді рейтингових балів R_i :

$$Y = \| R_i \|, i = 1, m. \quad (4.2)$$

Класифікуємо підходи до рейтингування у три групи (див. рис. 4.1).

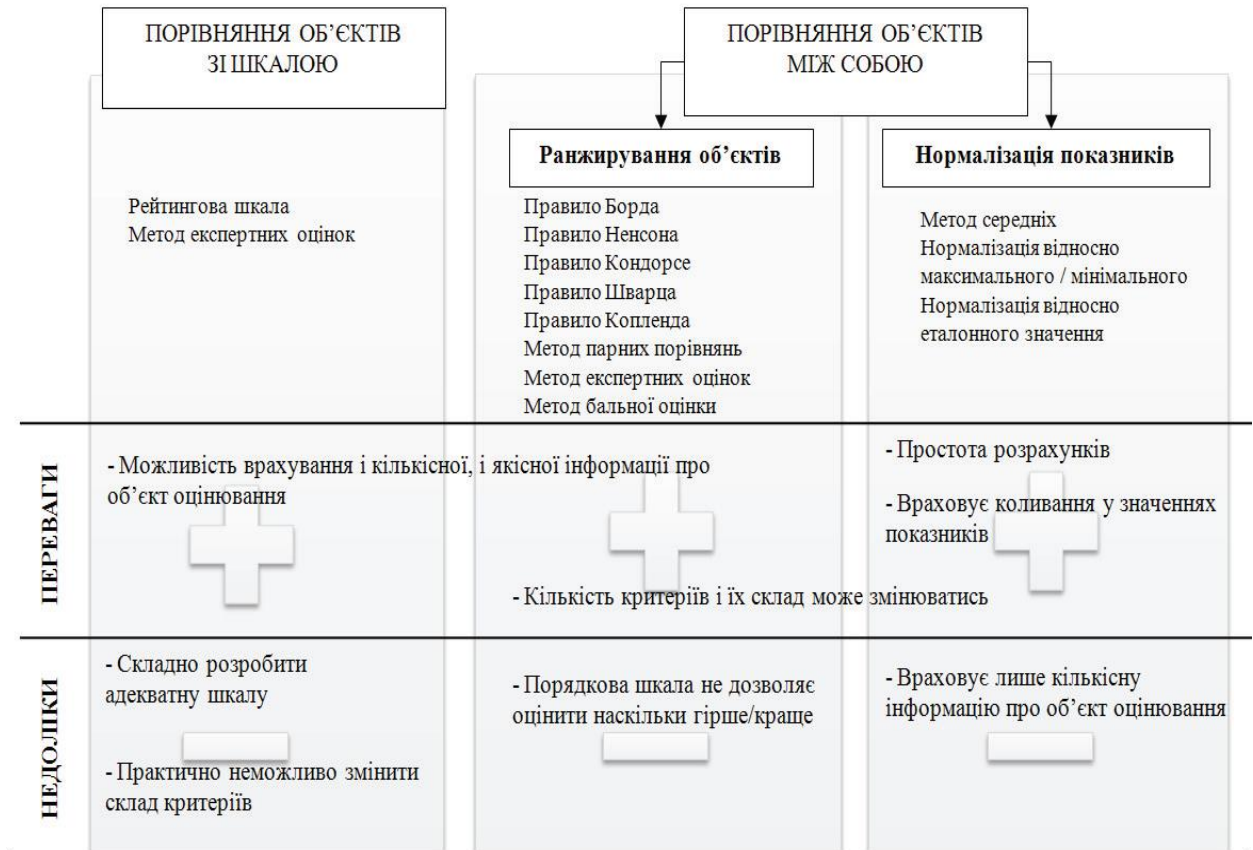


Рис. 4.2 – Переваги та недоліки методів визначення рейтингу

До першої групи належать «методи шкали», які ґрунтуються на створенні шкали оцінювання. Тобто, рейтингове значення R_i порівнюють з діапазоном шкали оцінювання, а об'єкт рейтингування однозначно відносять за значенням R_i до певної категорії. Застосування такого методу характерне міжнародним рейтинговим агентствам для встановлення кредитних рейтингів.

До другої групи належать «методи ранжування», тобто систематизація об'єктів оцінювання від найгіршого до найкращого з присвоєнням певних балів. У такому разі R_i набуває значення, яке визначають за кількістю об'єктів чи критеріїв оцінювання.

До третьої групи належать «методи нормалізації». Цей підхід полягає у визначенні загального рейтингу шляхом узагальнення попередньо нормалізованих значень показників. Безпосередньо на значення R_i впливає лише зміна значень кожного показника від максимального до мінімального.

4.2. Розроблення критеріїв оцінювання ефективності роботи енергокомпаній

Для диференціації економічного стимулювання енергокомпаній до покращення стану розподільних мереж доцільно формувати їхню прибутковість відповідно до рейтингових балів від їх багатокритеріального ранжування. Для об'єктивного оцінювання поточного стану мережевої інфраструктури оберемо 20 кількісних та якісних характеристичних показників, які за спорідненими ознаками об'єднаємо у 3-рівневу систему рейтингування за 6 комплексними критеріями (рис.4.2):

1-й критерій (y_1) – економічність системи:

$$y_1 = f_1(K_{TC}, K_{CC}, K_F), \quad (4.1)$$

де $K_{TC} = \Delta W_{TC} \cdot 100\% / W_\Sigma$ – частка технологічних витрат ΔW_{TC} ЕЕ від загального обсягу W_Σ надходження ЕЕ до мережі; K_{CC} – частка комерційних та некомерційних втрат ЕЕ; K_F – коефіцієнт форми ГЕН.

2-й критерій (y_2) – технічний стан елементів розподільних мереж, який функціонально пов'язаний із ступенем зношення ЛЕП (K_{PL}) та ТП (K_{TS}):

$$y_2 = f_2(K_{PL}, K_{TS}), \quad (4.2)$$

де $K_{PL} = (L_{REC} + L_{PEP}) / L_\Sigma$ – частка довжин ЛЕП, які підлягають реконструкції L_{REC} чи заміні L_{PEP} , від загальної довжини L_Σ , коефіцієнт $K_{PL} = \{K_{PL}^{110}; K_{PL}^{35}; K_{PL}^{10}; K_{PL}^{0.4}\}$ враховує стан розподільних ЛЕП напругою 0,4...110 кВ; $K_{TS} = (N_{REC} + N_{PEP}) / N_\Sigma$ – частка ТП, які підлягають реконструкції N_{REC} чи заміні N_{PEP} від загальної їх кількості N_Σ , коефіцієнт $K_{TS} = \{K_{TS}^{110}; K_{TS}^{35}; K_{TS}^{10}\}$ враховує стан ТП 10...110 кВ;

за 3-й критерій (y_3) приймемо рівень надійності електропостачання:

$$y_3 = f_3(SAIDI, K_{NT}, SAIFI), \quad (4.3)$$

де $SAIDI$ – індекс середньої тривалості відключень, $SAIDI = \sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i / n$; індекс $SAIDI = \{SAIDI_M; SAIDI_C\}$ враховує тривалість перерви для міських $SAIDI_M$ та сільських $SAIDI_C$ споживачів; $K_{NT} = W_{ES NT} \cdot 100\% / W_{\Sigma}$ – частка ЕЕ, недовідпущеної внаслідок аварійних вимикань; $SAIFI$ – індекс середньої кількості відключень в електропостачанні, визначають як співвідношення кількості довгих перерв з вини постачальника електроенергії, до загальної кількості споживачів;

4-й критерій (y_4) – завантаженість системи розподілу, яку охарактеризуємо коефіцієнтом завантаження системи $K_{LOAD.F}$ та коефіцієнтом використання встановленої потужності трансформаторів $K_{UIC.TR}$ та коефіцієнтом взаємної кореляції K_{COR} :

$$y_4 = f_4(K_{LOAD.F}, K_{UIC.TR}, K_{COR}), \quad (4.4)$$

де $K_{LOAD.F} = W_R / (T \cdot P^{MAX})$, W_R – обсяг ЕЕ, переданої до мережі впродовж часу T роботи системи розподілу в годинах на рік, P^{MAX} – пікове навантаження системи розподілу; $K_{UIC.TR}$ – частка обсягу ЕЕ, переданої споживачам на зниженій напрузі від сумарної встановленої потужності всіх трансформаторів системи розподілу;

за 5-й критерій оберемо рівень інноваційності, який залежить переважно від коефіцієнту оновлення основного устаткування K_{RE} , ступеня автоматизації систем обліку K_{AAS} та коефіцієнту впровадження джерел розосередженої генерації $K_{RC.DG}$:

$$y_5 = f_5(K_{RE}, K_{AAS}, K_{RC.DG}), \quad (4.5)$$

де $K_{RE} = N_{RE} / N_{\Sigma}$ — частка оновленого устаткування мережі у загальній його кількості; $K_{AAS} = N_{AU} / N_{\Sigma AS}$ — частка точок продажу ЕЕ, обладнаних автоматизованими системами комерційного обліку (АСКОЕ); $K_{RC.DG} = N_{RC.DG} / N_{\Sigma DG}$ — частка реалізованих приєднань джерел розосередженої генерації у загальній кількості запитів користувачів системи;

6-м критерієм є якість ЕЕ (відповідність фізичних параметрів ЕЕ встановленим стандартам) (y_6):

$$y_6 = f_6(|\delta U_y|, \Delta f). \quad (4.6)$$

Ранжування ОСР можна виконувати за комплексом часткових критеріїв, але зручніше — за єдиним інтегральним показником (див. рис. 4.2). Коректне агрегування показників і критеріїв з урахуванням рівня їх значимості проведемо методом згортки [29], з використанням ОWA-оператора Ягера, де вагами в згортці є коефіцієнти Фішберна. Відповідно до рис.4.1 отримаємо єдиний показник:

$$\begin{aligned} Z &= f_z(y_1; y_2; y_3; y_4; y_5; y_6) = \\ &= f_y(K_{TC}; K_{CC}; K_{PL}; K_{TS}; SAIDI; K_{NT}; SAIFI; \\ &K_{LOAD.F}; K_{UIC.TR}; K_{RE}; K_{AAS}; K_{RC.DG}; |\delta U_y|; \Delta f) \end{aligned} \quad (4.7)$$

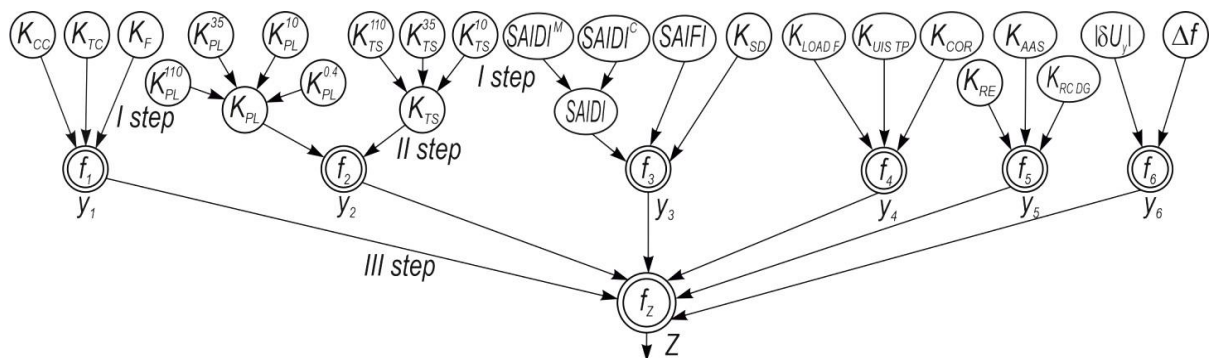


Рис. 4.3. — Структура агрегування показників стану мережевої інфраструктури та часткових критеріїв до єдиного інтегрального показника

4.3. Економічне стимулювання енергокомпаній до технічної модернізації розподільчих мереж

З статистичних звітів ОСР, що містяться у відкритому доступі, отримано вихідні дані для визначення технічного стану елементів розподільчих мереж; результати аналізування на прикладі трьох характерних ОСР (з максимальним, мінімальним та проміжним з 24-х обласних енергорозподільчих компаній значеннями Z) за критерієм y_2 показані в табл. 4. 1.

Табл. 4.1. Вихідні характеристичні показники K_i для визначення технічного стану елементів розподільчих мереж за критерієм y_2

№ з/п	Порядковий номер ОСР*	Показники технічного стану						
		K_{PL}				K_{TS}		
		$K_{PL}^{0,4}$	K_{PL}^{10}	K_{PL}^{35}	K_{PL}^{110}	K_{TS}^{10}	K_{TS}^{35}	K_{TS}^{110}
1	3	12,2	2,1	3,1	5,8	10,7	0,4	4,2
2	10	8,8	6,5	9,8	15,5	1,5	0	0
3	4	28,5	15,3	43,7	52,2	22,5	0	0
K_{MAX}		30,3	21,5	74,5	52,2	41,8	29,7	48,1
K_{MIN}		0,5	1,3	0	0	0	0	0

* номер ОСР відповідає алфавітному переліку 24-х обласних енергокомпаній України

Оскільки межі зміни характеристичних показників в (4.7) істотно різняться, навіть за своєю фізичною природою, то доцільно спочатку виконати їх нормалізацію перед розрахунком Z ; це дозволить перейти від іменованих до відносних одиниць вимірювання і до спільної шкали. Поточне значення K_i^{NORM} отримуємо з узгодженим вектором їх зміни до максимуму відповідно до рівнянь:

$$K_i^{NORM} = \begin{cases} \frac{K_i - K_{MIN}}{K_{MAX} - K_{MIN}}, & \text{для } K_i \in K^{\max} \\ \frac{K_{MAX} - K_i}{K_{MAX} - K_{MIN}}, & \text{для } K_i \in K^{\min} \end{cases}, \quad (4.8)$$

де K_i – значення за натуральною шкалою, K_{MIN} – початок відліку шкали (мінімально можливе значення), K_{MAX} – максимальне значення (кінець відліку).

Наприклад, для ОСР-3 визначаємо нормалізований $K_{PL(OCP-3)}^{110 NORM}$, який є показником мінімізації ($K_{PL} \in K^{\min}$):

$$K_{PL(OCP-3)}^{110 NORM} = \frac{K_{PL MAX}^{110} - K_{PL(OCP-3)}^{110}}{K_{PL MAX}^{110} - K_{PL MIN}^{110}} = \frac{52,1 - 5,9}{52,1 - 0} = 0,887.$$

Нормалізацію значень інших показників виконуємо відповідно до (4.8), результати розрахунку показано в табл. 4. 2.

Табл. 4.2. Нормалізовані характеристичні показники для визначення технічного стану елементів розподільних мереж за другим критерієм

№ з/ П	Номер ОСР	Нормалізовані характеристичні показники технічного стану						
		K_{PL}^{NORM}				K_{TS}^{NORM}		
		$K_{PL}^{0,4 NORM}$	$K_{PL}^{10 NORM}$	$K_{PL}^{35 NORM}$	$K_{PL}^{110 NORM}$	$K_{TS}^{10 NORM}$	$K_{TS}^{35 NORM}$	$K_{TS}^{110 NORM}$
1	3	0,61	0,97	0,96	0,89	0,74	0,99	0,91
2	10	0,72	0,75	0,87	0,70	0,96	1,00	1,00
3	4	0,07	0,31	0,41	0,00	0,46	1,00	1,00

Оскільки для визначення більшості критеріїв стану системи розподілу використано $n \geq 2$ показників, то результуюче їх значення обчислимо як середньоквадратичне:

$$y_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_i^{NORM})^2}{n}}, \quad j = \overline{1, m}, \quad (4.9)$$

Наприклад, для ОСР-3 визначимо K_{PL} , K_{TS} та y_2 за формулою (4.9):

$$K_{PL(OCP-3)} = \sqrt{\frac{K_{PL}^{110NORM^2} + K_{PL}^{35NORM^2} + K_{PL}^{10NORM^2} + K_{PL}^{0,4NORM^2}}{4}} =$$

$$= \sqrt{\frac{0,887^2 + 0,959^2 + 0,967^2 + 0,607^2}{4}} = 0,867$$

$$K_{TS(OCP-3)} = \sqrt{\frac{K_{TS}^{110NORM^2} + K_{TS}^{35NORM^2} + K_{TS}^{10NORM^2}}{3}} = \sqrt{\frac{0,912^2 + 0,987^2 + 0,743^2}{3}} = 0,887$$

$$y_{2(OCP-3)} = \sqrt{\frac{K_{PL(OCP-3)}^2 + K_{TS(OCP-3)}^2}{2}} = \sqrt{\frac{0,867^2 + 0,887^2}{2}} = 0,877.$$

K_{PL} , K_{TS} та y_2 для інших ОСР розраховуємо аналогічно, результати показано у табл.4.3.

Табл. 4.3. Результати агрегування показників K_{PL} , K_{TS} до критерію y_2

№ з/П	Номер ОСР	Показники		y_2
		K_{TS}	K_{PL}	
1	3	0,887	0,867	0,877
2	10	0,988	0,762	0,882
3	4	0,859	0,259	0,634

Аналогічно обчислимо інші часткові критерії y_j , результати покажемо в табл.4.

Табл. 4.4. Результуючі значення часткових критеріїв y_i

№ з/П	Номер ОСР	Часткові критерії $y_1 - y_5$				
		Рівень іноваційності y_5	Завантаженість системи y_4	Надійність системи електропостачання y_3	Технічний стан елементів в розподільних мережах y_2	Економічність системи розподілу y_1
1	4	0,373	0,089	0,379	0,634	0,001
2	10	0,672	0,357	0,740	0,882	0,306
3	3	0,725	0,711	0,852	0,877	1,000

*

Результат опрацювання даних для 24-х українських обласних ОСР показано на рис.4.2.

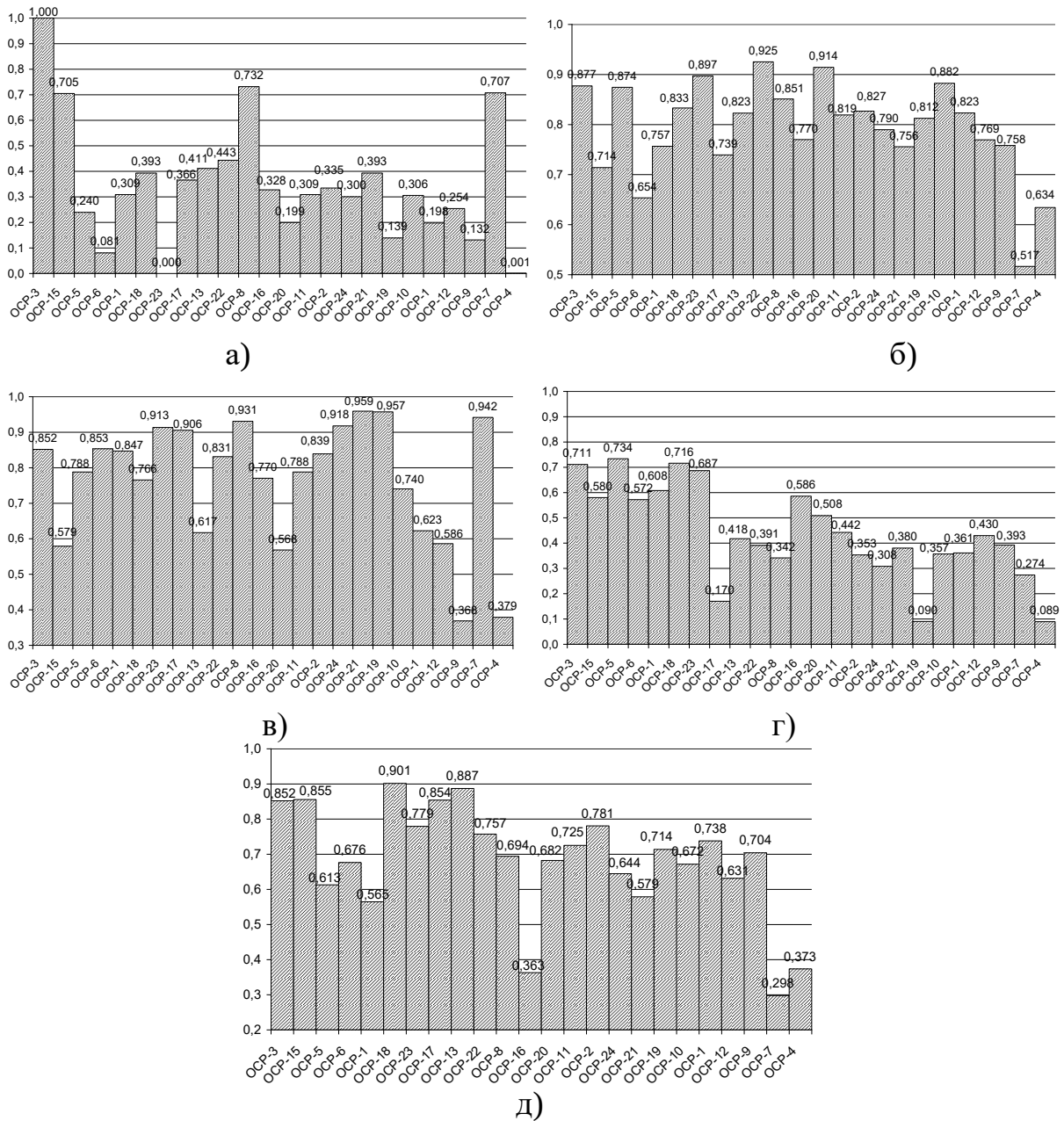


Рис. 4.4. Рейтинг обласних ОСР за критерієм:

а – y_1 ; б – y_2 ; в – y_3 ; г – y_4 ; д – y_5

Для обчислення інтегрального показника Z стану ОСР застосуємо принципи нечіткої логіки [24]. Такий підхід обумовлено різним фізичним змістом критеріїв $y_1 - y_5$, оскільки, наприклад, значення критерію завантаженості системи $y_3 = 0,2$ свідчить про незавантаженість системи, натомість для критерію технічного стану значення $y_2 = 0,2$ показує задовільний стан (2-й терм).

Трапецієподібна форма функцій належності, числові та лінгвістичні границі терм-множин у табл.4.5 обрано, виходячи з фізичного змісту критеріїв $y_1 - y_5$.

Тоді узагальнений інтегральний показник Z (рейтинговий бал) визначимо як:

$$Z = \sum_{j=1}^m \rho_{yi} \left(\sum_{k=1}^s \alpha_k \mu_k(y_j) \right) \quad (4.8)$$

де ρ_{yi} – вага критерію в згортці (ранг пріоритетності), m – кількість часткових критеріїв y_j ; α_k – вузлова точка параметра ($k = \overline{1, s}$); $\mu_k(y_j)$ – значення функції належності критерію. Отже, відповідно до (4.8), отримаємо інтегральний показник Z для ОСР-3:

$$\begin{aligned} Z_{DSO-3} &= r_1 \times a_{VL} \times m_{VL}(y_1) + r_2 \times a_{IP} \times m_{IP}(y_2) + \\ &+ r_3 \times a_{VL} \times m_{VL}(y_3) + r_4 \times a_{OL} \times m_{OL}(y_4) + \\ &+ r_5 \times a_{VL} \times m_{VL}(y_5) = \\ &= 0.0714 \cdot 0.9 \cdot 1 + 0.2857 \cdot 0.758 \cdot 1 + \\ &+ 0.21430 \cdot 0.9 \cdot 1 + 0.1429 \cdot 0.692 \cdot 1 + \\ &+ 0.2857 \cdot 0.9 \cdot 1 = 0.83. \end{aligned}$$

Для ОСР-10 и ОСР-4 значення Z визначені аналогічно: $Z_{DSO-10} = 0.632$;

$$Z_{DSO-4} = 0.421.$$

Адитивна згортка (4.8) дозволяє дещо компенсувати зменшення значень рейтингового балу за одним критерієм збільшенням рейтингу за іншим. Результати ранжування всіх обласних енергорозподільних компаній за інтегральним показником Z показано на рис.4.5.

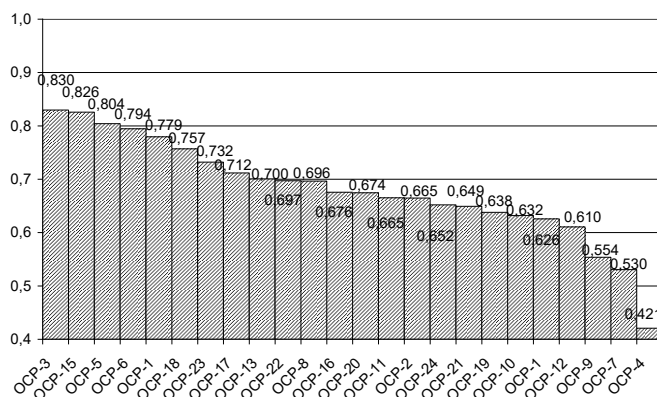


Рис. 4.5. Рейтинг обласних ОСР відповідно до зменшення Z

НКРЕКП встановила діючі тарифи для обласних ОСР на послуги з розподілу ЕЕ, які дуже різняться у межах – від 0,5356 грн/кВт·год до 0,9824 грн/кВт·год (майже удвічі). Причому, парадоксально, що найвищий тариф надано ОСР-4 з найменшим рейтингом, а менший тариф – ОСР-3 з найвищим рейтингом. Натомість, потрібно зважати, що старі активи ОСР-4 вже оплачені через тариф, а підтримування їх у належному стані коштує менше, ніж створення нових. Тож для уникнення цінової дискримінації і дотримання принципу економічної справедливості потрібно істотно зменшити нормативні відсотки прибутковості для старих активів, а прибутковість нових активів ОСР-3 варто збільшити, аби сприяти залученню інвестицій для створення нових активів та подальшій модернізації мереж. Крім того, методика встановлення *RAB*-тарифів має також враховувати низку інших важливих кількісних та якісних показників стану мережевої інфраструктури (див. рис.4.2).

Реалізація лінійної тарифної функції (рис.4.4) економічно стимулюватиме операторів підвищувати власний рейтинг до $Z \rightarrow 1$, як альтернативу роботі з T_{MIN}

Для реалізації означеного підходу використаємо результат розрахунку рейтингових балів, отриманих під час багатокритеріального ранжування ОСР з використанням нечітких множин та врахуванням вагових коефіцієнтів.

Таблиця 4.5. Тариф на послуги з розподілу ЕЕ за результатами ранжування

№ з/п	Порядковий номер ОСР	Діючий тариф на послуги з розподілу ЕЕ для 2 класу напруги, грн/кВт·год	Рейтинговий бал Z_{OCP}	Запропонований стимулюючий тариф на розподіл ЕЕ, грн/кВт·год
1	3	0,5356	0,83	0,830

Продовження табл.4.5				
2	10	0,8870	0,63	0,632
3	4	0,9618	0,42	0,421

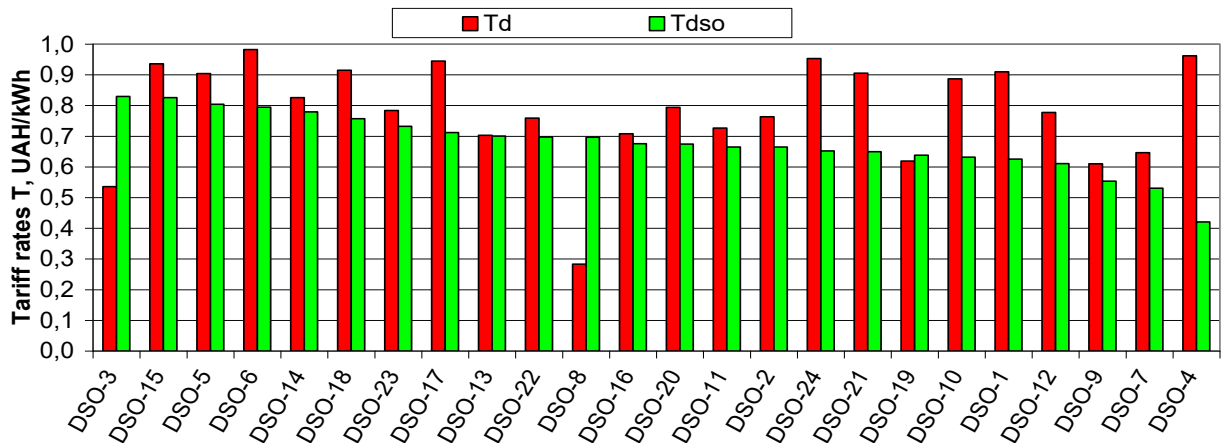


Рис.4.6. T_d - діючий тариф на послуги з розподілу ЕЕ для 2 класу напруги, T_{ocp} - запропонований стимулюючий тариф на розподіл ЕЕ, грн/кВт·год

Видно, що запропонований стимулюючий тариф на послуги з розподілу електроенергії кардинально відрізняється від діючого.

Отже, така диференційована тарифна модель дозволить стимулювати всіх операторів системи розподілу до прагнення підвищувати свій Z_{ocp} за рахунок технічної модернізації мережевої інфраструктури, що особливо актуально для країн з тотально зношеними електромережами та устаткуванням.

ВИСНОВКИ

В результаті проведених теоретичних досліджень в роботі отримані наступні нові наукові й практичні результати:

1) Проаналізовано сучасний стан систем технічної діагностики обладнання розподільчих електричних мереж, виявлено та систематизовано причини та характер пошкоджень елементів системи електропостачання.

2) Досліджено основні методи та засоби технічної діагностики стану обладнання розподільчих електричних мереж, проаналізовано методику проведення технічної діагностики обладнання.

3) Результати аналізування рейтингу ОСР у межах окремих часткових критеріїв дозволяють виявляти "слабкі" і "сильні" сторони кожного ОСР для вироблення відповідних управлінських дій і рекомендацій щодо цільового залучення інвестицій на модернізацію тих чи інших елементів мереж. Ранжування за інтегральним показником технічного стану мережевої інфраструктури створює підґрунтя для встановлення індивідуальних RAB-тарифів, селективного розподілення інвестиційного фінансування, підвищення конкуренції між операторами.

4) Запропонована методика розрахунку RAB-тарифів для диференціального стимулювання розподільних компаній на регульованому сегменті енергетичного ринку дозволить побудувати економічний механізм для досягнення всіма ОСР європейського рівня технічного стану мережевої інфраструктури.

5) Отримані результати можуть бути використані під час розроблення та впровадження систем моніторингу обладнання розподільчих електричних мереж, а також під час розгляду питань підвищення рівня енергетичної ефективності систем електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Рожков П.П. Надійність електричних мереж. / Рожков П.П., С.Е.Рожкова; "ХНАМГ" - Харків, 2008. - 9-15с.
2. Методи та засоби пошуку пошкоджень в розподільних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 6–35 кВ: / В. М. Кутін, В. В. Луцяк. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 160 с
3. Рожков П.П. Надійність електричних мереж. / Рожков П.П., С.Е.Рожкова; "ХНАМГ" - Харків, 2008. - 9-15с.
4. Рожков П.П. Конспект лекцій з дисципліни. "Надійність електричних мереж". / П.П.Рожков, С.Е.Рожкова; - Харків, 2008. - 25с.
5. Кутін В.М. Методи та засоби пошуку пошкоджень в розподільчих мережах з повітряними лініями напругою 6-35кВ. / В.М. Кутін, В.В.Луцяк. – 2006р.-28с.
6. Самойлович И. С. К оценке переходных сопротивлений при однофазных замыканиях в сети 6-10 кВ. // Пробл. техн. электродинамики. - 1972. - Вып. 37. - 55-60с.
7. Шаин А. Д. Селективный контроль изоляции в сети оперативного постоянного тока / А. Д.Шаин, Б.Ф. Менакер, И. С. Стеркин // Пром. энергетика, -1975. - № 1. – С. 78-90.
8. Кутин В.М. Диагностика повреждения изоляции распределительных сетей выше 1000 В с изолированной нейтралью / В.М. Кутин, А.В.Кобылянский / Промышленная энергетика. – 1984. – №7. – С. 11-14.
9. Инструкция по эксплуатации технологических защит основного и вспомогательного оборудования энергоблоков 1–6 Ладыжинской ТЭС. – Ладыжин, 2003. – 30 с.
10. Гай А.В Оптимизация количества и мест установки секционирующих устройств в распределительных сетях сельских регионов:

Дис.кандидата тех.наук: 05.09.03 / Гай Александр Валентинович. – К,2008. – 165с.

11. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі: СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005./ К.: ГРІФРЕ. – 2005. - 67 с.

12. Стогній Б.С. Особливості ОЕС України та науково-технічні проблеми забезпечення її розвитку [Електронний ресурс] / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, В. Я. Жуйков, А. Г. Баталов // Пленарні доповіді XI Міжнародної науково-технічної конференції «Проблеми сучасної електротехніки - 2010». – Режим доступу : http://fel.kpi.ua/ppedisc/doc/p/p_1.pdf.

13. Кучеров Ю. Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике страны / Ю. Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2009. № 6. –2–14с.

14. Гительман Л. Д. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М. : ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 544 с.

15. Методичні вказівки з обстеження металевих і залізобетонних порталів відкритих розподільчих установок напругою 35 - 750 кВ : СОУ-Н ЕЕ 20.572:2006. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2006. – 95 с.

16. Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 до 750 кВ : методичні вказівки у двох частинах : СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2007. – 34 с.

17. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України № 15 від 13.06.96 «Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії місцевими

(локальними) електромережами», зареєстрована в Міністерстві юстиції України 26 липня 1996 р. за № 408/1433.

18. Надійне та безпечне електропостачання, розвиток електромереж – під контролем Держенергонагляду [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=54905&cat_id=35981.

19. Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості (збірка № 7): науково-технічне видання за матеріалами громадських обговорень / [упорядники: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ»]. – К.: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2010. – 328 с.

20. Наказ Міністерства палива та енергетики України № 352 від 01.07.08 «Про затвердження Переліку форм звітності Міністерства палива та енергетики України».

21. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі: СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. – 92 с.

22. Чайковский А. А. Рейтинговые оценки и их формирование в отраслевой экономике : автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. экон. наук : спец. 08.00.13 / А. А. Чайковский. – М., 2008. – 21 с.

23. Маковецький С. О. Формування критеріїв вибору показників рейтингового оцінювання підприємств ПЕК регіону / С. О. Маковецький // Прометей. – 2010. – 55–58 с.

24. Skarbek L., Zak A., Ambroziak D. Damage detection strategies in structural health monitoring of overhead power transmission system // 7th European Workshop on Structural Health Monitoring (EWSHM), July 8-11, 2014. La Cité, Nantes, France. - 663-670pp.

25. Li L. The UAV intelligent inspection of transmission lines // Proceedings of the 2015 International Conference on Advances in Mechanical Engineering and Industrial Informatics, 2015. 1542-1545pp.

26. Geraldo J. Adabo. Unmanned aircraft system for high voltage power transmission lines of Brazilian electrical system // AUVSI Unmanned Systems. – vol.1. – 1556-1563pp.

27. В.Е.Лебедев. Патент РФ № 2421746, МПК G01R31/08. Способ диагностики высоковольтной линии электропередачи / Качесов В.Е., Лебедев Д.Е. – БИ № 17, 2011.

28. Щерба А.А. Моделирование и анализ электрических полей энергетических объектов / А.А.Щерба., М.М.Резинкина. – К.: Наукова думка, 2008. – 248 с.

29. Tzinevrakis A.E., Tsanakas D.K., Mimos E.I. Analytical Calculation of the Electric Field Produced by Single-Circuit Power Lines // IEEE Transactions on Power Delivery. – vol.23. – no.3. – 1495-1505pp.

30. Кирик В.В., Моніторинг повітряних ліній електропередач за допомогою безпілотних літальних апаратів / В.В.Кирик., М.М.Роспопчук. – К.: ЕС та ЕМ. – 2012.- 22 с.

31. Ковалев Н.А Методика применения БПЛА для проведения работ по незаконной хозяйственной деятельности. Н.А.Ковалев., В.Н.Масляков. Пушкино 2010г.- 67с.

32. ДП «НЕК «Укренерго» [Електронний ресурс] / М-во палива та енергетики України. – К.: Укренерго, 2018. – Режим доступу: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/> . – Назва з екрану.

33. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України [Електронний ресурс]/ Офіційний веб-сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua>.

34. Tzinevrakis A.E., Tsanakas D.K., Mimos E.I. Analytical Calculation of the Electric Field Produced by Single-Circuit Power Lines // IEEE Transactions on Power Delivery. – vol.23. – no.3. – 1495-1505pp.

35. Kuosmanen T., Saastamoinen A., Sipilainen T. What is the best practice for regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods. *Energy Policy*, 2013, vol. 61, pp. 740-750.

36. Joskow P. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks. Chapter 5 in *Economic regulation and its reform. What have we learned?* National Bureau of Economic Research conference report. Mit, 2014, pp. 291-345. (In English).

37. Migueis V. L., Camanho A. S., Bjorndal E. , Bjorndal M. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies. *Journal of the Operational Research Society*, 2012, vol. 63, pp. 982-990.

38. Xiang Zhang, Ernst Gockenbach. Assessment of the Actual Condition of the Electrical Components in Medium-Voltage Networks. IEEE Transactions on Reliability, 2006, vol. 55 (2), pp.361-368. doi: 10.1109/TR.2006.874935

39. Kutin V., Bondarenko Y., Kutina M. Risk analysis method for forecasting the technical condition of electrical equipment of transformer substations. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia – Energy: economics, technology, ecology*, 2019, no.2, pp. 84-90. (In English). doi: 10.20535/1813-5420.2.2019.190041

40. Bardyk E.I., Kosterev N.V., Bolotnyi N.P. Improving reliability of operation of power companies on the basis of risk assessment of emergency situations at the failures of electrical equipment. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine*, 2014, pp. 13-20. (In English).

ДОДАТКИ

Додаток А

ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

На сьогоднішній день аварійність в розподільчих електричних мережах найбільше залежить від природних стихійних явищ і складних природних умов на території проходження повітряних ліній. З урахуванням усіх причин умовний споживач в Україні в середньому протягом року не отримує послуг з електропостачання 1279 хвилин (21,3 год.), в той же час за кордоном цей показник за 2021 році становив лише 84,3 хвилини.

Передача електроенергії на великі відстані переважно здійснюється з допомогою повітряних ліній (ПЛ) високої та надвисокої напруги. Робочий стан, дефекти та стан лінії електропостачання напряму впливають на стабільну роботу і надійність електропостачання, тому моніторинг лінії електропостачання є дуже важливим завданням. Традиційний метод нагляду в основному покладається на моніторинг силами працівників. Це вимагає великої кількості матеріальних ресурсів і людиногодин, що є досить неефективним. Зі зростанням кількості і довжини ПЛ зростає і складність підтримання їх в належному стані. Планові огляди персоналом втрачають свою ефективність, оскільки напряму пов'язані з місцевістю, погодними умовами, обмеженнями в часі, затримкою в реагуванні. А тому необхідно застосовувати нові методи моніторингу.

На теперішній час нова технологія моніторингу ПЛ за допомогою безпілотних літальних апаратів (БПЛА) набуває все більшого поширення. Вона забезпечує оперативність і ефективність моніторингу об'єктів навіть у важкодоступних місцях і з меншою кількістю персоналу [24].

Виконаємо розрахунок економічної ефективності впровадження системи моніторингу на прикладі однолінійної бригади, яка обслуговує ЛЕП загальною довжиною 350 км.

А.1. Визначення додаткових капіталовкладень

Додаткові капіталовкладення при впровадженні системи включають в себе: вартість обладнання, витрати на доставку, витрати на монтаж, пусконаладжувальні роботи, витрати на створення програмного забезпечення, витрати на паливе для чергової бригади. Результати розрахунків зводимо у табл. А.1.

Таблиця А.1 Розрахунок додаткових капітальних вкладень

№ з/п	Найменування об'єкту капіталовкладень	Сума, грн
1	Програмна продукція	12700
2	Сервер моніторингу	7200
3	АРМ диспетчера на базі Acer Aspire Z1-623(ПК)	11300
4	МФУ Kyocera FS-1025MFP (принтер)	5240
5	Мережеве обладнання	2250
6	Блок моніторингу	9820
	Всього	48510
	Витрати на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи (12% від вартості обладнання та програмної продукції)	5821.2
	Всього капіталовкладень	54331,2

А.2. Визначення річних експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати на моніторинг ПЛ визначаємо за умови роботи системи впродовж року. Розрахунки виконуємо для двох варіантів, результати зводимо у табл. А.2.

Визначаємо заробітну плату для базового варіанту (основна, додаткова, відрахування в соціальні фонди):

Фонд заробітної плати експлуатаційного персоналу:

$$\Phi_{EKC} = Q_E \cdot T_{CE} \cdot K_o = 2448 \cdot 37,89 \cdot 1,35 = 125218,87 \text{ грн.} \quad (\text{A.1})$$

де Q_E – річна трудомісткість технічних робіт при обслуговуванні ЛЕП;

T_{CE} – середня часова тарифна ставка експлуатаційних робітників;

K_o – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових виплат. В розрахунках може бути прийнятий (1,25 - 1,35).

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

$$Z_{EKC} = \Phi_{EKC} \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 125218,87 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 152767,02 \text{ грн} \quad (\text{A.2})$$

де H - норматив відрахувань в фонд соцстраху та в інші фонди, вартість експлуатаційних матеріалів, може бути прийнята в розмірі, 10-15% від Z'_{EKC} .

Вартість експлуатаційних матеріалів приймаємо:

$$Z_{EM} = 0,15 \cdot Z'_{EKC} = 0,15 \cdot 152767,02 = 22915,05 \text{ грн} \quad (\text{A.3})$$

Основну та додаткову заробітну плату ремонтних робітників з відрахуванням органам соцстрахування та інші фонди:

$$Z_{PEM} = 0,6 \cdot \Phi_P \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 0,6 \cdot 80367,282 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 58828,85 \text{ грн} \quad (\text{A.4})$$

де 0,6 - коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

$\Phi_P = Q_P \cdot T_{CP} \cdot K_\delta = 1388 \cdot 42,89 \cdot 1,35 = 80367,282 \text{ грн}$ – фонд оплати праці ремонтного персоналу,

де Q_P – річна трудомісткість ремонтних робіт при обслуговуванні ЛЕП;

T_{CP} – середня часова тарифна ставка ремонтного робітника;

K_δ – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових виплат. В розрахунках може бути прийнятий (1,25 - 1,35).

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин можуть бути прийняті в розмірі 75 % від Z'_{PEM} :

$$Z_{PM} = 0,75 \cdot Z'_{PEM} = 0,75 \cdot 58828,85 = 44121,63 \text{ грн} \quad (\text{A.5})$$

Річні експлуатаційні витрати для базового варіанту складуть:

$$\begin{aligned} Z_\Sigma &= Z_{EKC} + Z_{EM} + Z_{PEM} + Z_{PM} = \\ &= 152767,02 + 22915,05 + 58828,85 + 44121,63 = 276632,55 \text{ грн} \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Впровадження нового варіанту (з використанням БПЛА) дасть можливість скоротити витрати часу на проведення ремонтних та експлуатаційних робіт.

Для нового варіанту витрати на поточний ремонт та технічне обслуговування ЛЕП включають в себе:

Фонд оплати праці експлуатаційного персоналу:

$$\Phi_{EKC} = Q_E \cdot T_{CE} \cdot K_\delta = 1224 \cdot 37,89 \cdot 1,30 = 60290,568 \text{ грн.} \quad (\text{A.7})$$

де Q_E – річна трудомісткість технічних робіт при обслуговуванні ЛЕП;

T_{CE} – середня часова тарифна ставка експлуатаційних робітників;

K_δ – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових виплат. В розрахунках може бути прийнятий (1,25 - 1,35).

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуваннями органам соцстраху та інші фонди:

$$Z'_{EKC} = \Phi_{EKC} \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 60290,568 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 73554,49 \text{ грн.} \quad (\text{A.8})$$

де H - норматив відрахувань в фонд соцстраху та в інші фонди (відрахування які йдуть в єдиний соціальний внесок),

Вартість експлуатаційних матеріалів, може бути прийнята в розмірі, 10—15% від Z'_{EKC} .

$$Z_{EM} = 0,15 \cdot Z'_{EKC} = 0,15 \cdot 73554,49 = 11033,17 \text{ грн} \quad (\text{A.9})$$

Основну та додаткову заробітну плату ремонтних робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

$$Z'_{PEM} = 0,6 \cdot \Phi_P \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 0,6 \cdot 53247,93 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 38976,8 \text{ грн} \quad (\text{A.10})$$

де 0,6 - коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

$\Phi_P = Q_P \cdot T_{CP} \cdot K_\delta = 955 \cdot 42,89 \cdot 1,3 = 53247,93 \text{ грн}$ – фонд оплати праці ремонтного персоналу,

де Q_P – річна трудомісткість ремонтних робіт при обслуговуванні ЛЕП;

T_{CP} – середня часова тарифна ставка ремонтного робітника;

K_δ – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових виплат. В розрахунках може бути прийнятий (1,25 - 1,35).

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин можуть бути прийняті в розмірі 75 % від $З'_{PEM}$:

$$З_{PM} = 0,75 \cdot З'_{PEM} = 0,75 \cdot 38976,8 = 29232,6 \text{ грн.} \quad (\text{A.11})$$

Річні експлуатаційні витрати для нового варіанту складуть:

$$\begin{aligned} З_{\Sigma} &= З'_{EKC} + З_{EM} + З'_{PEM} + З_{PM} = \\ &= 73554,5 + 11033,17 + 38976,8 + 29232,6 = 152797,07 \text{ грн} \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

Крім того, в базовому варіанті є витрати пов'язані з виїздом бригади на місце пошкодження, пошуку місць пошкоджень пішим ходом. При використанні програмного комплексу пошук місць пошкоджень відбувається за допомогою БПЛА.

У зв'язку з введенням нового обладнання, в новому варіанті виникають додаткові витрати пов'язані з технічним обслуговуванням та ремонтом обчислювальної техніки та комп'ютерних мереж, а також витрати на амортизацію, котрі визначаються за діючими річними нормами амортизації.

Норму амортизації приймаємо 25%. Результати розрахунків зводимо до табл. А.2.

Таблиця А.2. Розрахунок експлуатаційних витрат

Найменування статей витрат		Позначення	Сума витрат, грн (за варіантами)	
			Базовий	Новий
1	Витрати на поточний ремонт та технічне обслуговування ліній електропередач	$З$	58828	38977
2	Витрати на проведення вимірювань параметрів роботи електрообладнання	$З_{ВИМ}$	9340	—
3	Витрати на технічне обслуговування та ремонт обчислювальної техніки та комп'ютерних мереж	$З_{OT}$	—	8262
4	Витрати на амортизацію	$З_{AM}$	—	14550
Всього витрат за рік		$З_{\Sigma}$	276632	152797

А.3. Визначення економічної ефективності

Економічна ефективність системи моніторингу ПЛ визначається за наступними показниками:

Річний економічний ефект:

$$E_{СП} = (Z_{\Sigma\delta} - Z_{\Sigma H}) - E_H \cdot \Delta K = (276632 - 152797) - 0,25 \cdot 54331,2 = 110252,2 \text{ грн.} \quad (\text{A.13})$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат:

$$T_{СП} = \frac{\Delta K}{Z_{\Sigma\delta} - Z_{\Sigma H}} = \frac{54331,2}{276632 - 152797} = 0,43 \text{ року} \quad (\text{A.14})$$

Показники економічної ефективності програмного комплексу зводимо до табл. А.3.

Таблиця А.3. Показники економічної ефективності програмної продукції

№ з/п	Найменування показників	Одиниця виміру	Величина
1	Обсяг додаткових капітальних вкладень	грн.	54331,2
2	Річні експлуатаційні витрати в базовому варіанті	грн.	276632
3	Річні експлуатаційні витрати в новому варіанті	грн.	152797
4	Величина річного економічного ефекту при впровадженні системи моніторингу	грн.	15408
5	Період окупності додаткових капітальних вкладень	років	0,43

Аналізуючи проведені вище розрахунки можна сказати, що впровадження даної системи моніторингу зменшить річні експлуатаційні витрати майже в 2 рази, дасть можливість економити близько 110 тисяч гривень на протязі року. Додаткові капіталовкладення, які будуть здійснені в розробку і підтримку даної системи, окупляться за 0,43 року. Впровадження даної системи підвищить надійність систем електропостачання і зменшить недовипуск електричної енергії споживачам.

Додаток Б. Охорона праці

Б.1. Вимоги забезпечення охорони праці та техніки безпеки при виконанні робіт по застосуванню БПЛА

Покращення умов і охорона праці є одним з важливих напрямків при роботі з будь-якими системами електропостачання, це сприяє як якості так і продуктивності праці, зменшує витрати коштів на лікування від травматизму, аварій тощо. Тому ,в даному випадку, потрібно виконувати вимоги ,які забезпечуватимуть безпечну роботу для досягнення максимальної продуктивності праці.

Обслуговуючий персонал повинен стежити за технічним станом комплексу і БПЛА, своєчасно проводити його технічне обслуговування згідно з Інструкцією по експлуатації, знати і дотримуватися правил безпеки відповідно до вимог нормативних документів по експлуатації.

До роботи з комплексами дистанційного моніторингу на базі БПЛА допускаються особи не молодше 18 років, придатні до роботи по п.п. 1, 3, 7, 13 «Переліку робіт, при виконанні яких проводяться попередні і періодичні медичні огляди (Обстеження), наказ Міністерства охорони здоров'я і соціального розвитку № 83 від 16 серпня 2004 року », які пройшли навчання по затвердженим програмам по експлуатації БПЛА даного типу, засвоїли навички практичної роботи з комплексом і допущені до самостійної роботи наказом по організації.

Небезпечними і шкідливими виробничими факторами при експлуатації комплексів дистанційного моніторингу на базі БПЛА є:

- обертів частини конструкції БПЛА;
- електричний струм;
- небезпека хімічного опіку при порушенні правил експлуатації літєво-іонних акумуляторів;
- висока швидкість приземлення при значному вазі БПЛА;

- посадка БПЛА в важкодоступних місцях.

Фахівці, які беруть участь в роботах, забезпечується спецодягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту згідно із затвердженими нормами.

При роботі в гірській, лісовій, пересіченій, болотистій місцевості, в умовах крайньої півночі, над водною поверхнею, працівник повинен бути забезпечений необхідним обладнанням та устаткуванням для безпечної роботи і забезпечення цілісності комплексу при його експлуатації.

Працівник зобов'язаний знати і дотримуватися правил пожежної безпеки. Курити тільки у встановлених місцях. Не допускати експлуатацію і зарядку акумуляторних батарей при температурі навколишнього середовища вище +40°C.

Працівник зобов'язаний повідомляти безпосереднього керівника:

- про нещасний випадок - негайно;
- про несправності устаткування і пристроїв - до початку або під час роботи після виявлення несправності.

Працівник повинен вміти користуватися захисними засобами і надавати першу допомогу при ураженні електричним струмом, хімічних опіках, механічних травмах.

Кожен працівник повинен знати і чітко виконувати всі вимоги, викладені в цій інструкції. За порушення вимог даної інструкції, працівник несе відповідальність відповідно до правилами внутрішнього трудового розпорядку.

В Україні польоти БПЛА регулюються наказом, який вступив в силу з 08 грудня 2016: «Про затвердження Правил виконання польотів безпілотними авіаційними комплексами державної авіації України», згідно

якого:

- власник радіокерованого апарату вагою від 250 грамів зобов'язаний зареєструвати літаючий пристрій.
- вимога дотримання правил польотів. Крім цього, в документі

сказано, що заборонено літати над людьми, щоб уникнути нещасних випадків при падінні БПЛА.

– здійснювати польоти над охоронюваними зонами (військові і адміністративні об'єкти, аеропорти) і на висоті вище 150 метрів .

Б.2. Вимоги охорони праці при виконанні робіт

Перед початком робіт

1. Робота на стартовому майданчику проводиться розрахунком в складі не менше двох осіб.

2. При підготовці до роботи необхідно перевірити надійність кріплень всіх елементів конструкції комплексу і БПЛА.

3. При підключенні акумуляторної батареї дотримуватись полярності. Чи недопускати закорочення контактів акумуляторної батареї.

4. Перед запуском БПЛА необхідно переконатися у відсутності людей і перешкод в напрямку старту, а також збоку і ззаду пускового пристрою в радіусі не менше 50 м.

5. При розгортанні пускового пристрою (гумовий джгут) необхідно переконатися в надійному кріпленні фіксуючого пристрою в ґрунті і відсутності механічних пошкоджень на джгуті і в місцях його кріплення.

Вимоги охорони праці під час роботи.

1. При роботі з БПЛА дотримуватися вимог Інструкції по експлуатації.

2. Зарядку акумуляторних батарей проводити тільки в спеціально відведених місцях, дотримуючись вимог техніки безпеки при експлуатації акумуляторних батарей даного класу і переконавшись у відсутності людей, не пов'язаних з проведенням даних робіт, на відстані не менше 5 метрів.

3. Забороняється експлуатувати акумуляторні батареї при виявленні механічних пошкоджень захисної плівки, здутті пластин, появі характерного запаху хімічної реакції.

4. Під час польоту БПЛА чітко виконувати вимоги Інструкції оператора управління комплексу, вказівки служби управління повітряним рухом.

5. При виборі майданчика і під час посадки БПЛА максимально виключити можливість нанесення шкоди людям і матеріальних цінностей.

Вимоги охорони праці в аварійних ситуаціях.

1. При виявленні несправності комплексу або його окремих складових негайно припинити експлуатацію і провести комплекс заходів відповідно до експлуатаційних документів. Про подію і вжиті заходи доповісти безпосередньому начальнику.

2. При виникненні аварійної ситуації під час польоту БПЛА (відмова системи управління, небезпека зіткнення з перешкодою, різке погіршення погодних умов, пожежа на борту), негайно доповісти в службу управління повітряним рухом, припинити політ і забезпечити безпечну посадку БПЛА.

3. При виникненні ситуацій неконтрольованих реакцій акумуляторних батарей в процесі зарядки (підвищення температури, здуття, відкрита хімічна реакція), негайно перекрити процес і ізолювати акумуляторну батарею, помістивши її в контейнер. Гасіння пожежі виробляти вуглекислотним вогнегасником, землею або накриваючи брезентом.

4. При приземленні БПЛА в важкодоступному місці необхідно доповісти безпосередньому керівнику польотів для прийняття рішень про спосіб його евакуації.

5. При отриманні травми надати першу долікарську допомогу потерпілому, викликати лікаря. До приходу лікаря надавати допомогу, виходячи зі стану потерпілого

Вимоги охорони праці після закінчення роботи.

1. Після закінчення роботи згорнути комплект згідно інструкції по експлуатації, зняти акумуляторну батарею з БПЛА, провести зарядку батареї і прибрати її в контейнер. Зберігання акумуляторної батареї у вільному доступі забороняється.

2. Про всі помічені недоліки під час роботи з комплексом доповісти своєму безпосередньому начальнику

Б.3 Вибір оптимальних характеристик маршруту і профілю польоту

Маршрут польоту слід планувати так, щоб забезпечувався огляд всієї робочої зони.

Рекомендації щодо побудови маршруту польоту:

1. В якості поворотних точок рекомендується застосовувати характерні орієнтири, добре пізнавані в польоті (вигини річок, перехрестя доріг, поодинокі будови тощо).

2. Перша поворотна точка маршруту (вихідний пункт маршруту (ВПМ)) встановлюється поруч з точкою старту.

3. Глибина робочої зони повинна бути в межах стійкого прийому відеосигналу і телеметричної інформації з борту БПЛА. (Глибина робочої зони - відстань від місця знаходження антени НСУ до максимально віддаленої поворотної точки. Робоча зона - територія, в межах якої БПЛА виконує задану програму польоту.)

4. Лінія шляху, по можливості, не повинна проходити дуже близько від небезпечних споруд, або ЛЕП великої потужності та інших об'єктів з великим рівнем електромагнітних випромінювань (радіолокаційні станції, приймально-передавальні антени та ін.).

5. Розрахунковий час тривалості польоту не повинно перевищувати 2/3 максимальної тривалості, заявленої виробником.

6. На виконання зльоту-посадки необхідно передбачити не менше 10 хвилин льотного часу.

Вибір варіанту маршруту залежить від поставленого завдання, методу пошуку об'єктів, їх рухливості, розмірами, помітністю і щільністю розміщення на місцевості.

Для загального огляду території найбільш доцільним є кільцевої замкнутий маршрут. Основні переваги цього методу - охоплення великої

площі, оперативність і швидкість проведення моніторингу, можливість обстеження важкодоступних ділянок місцевості, відносно просте планування польотного завдання і оперативна обробка отриманих результатів. Маршрут польоту повинен забезпечувати огляд всієї робочої зони. Для раціонального використання енергоресурсів БПЛА маршрут польоту доцільно прокладати з таким розрахунком, щоб перша половина польоту БПЛА відбувалася проти вітру.

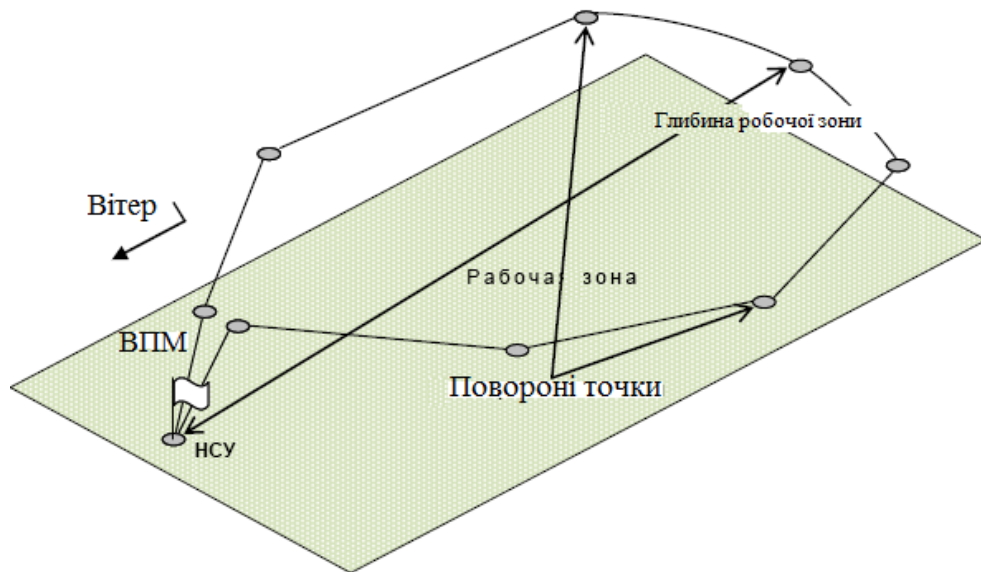


Рис.Б.1 – Приклад маршруту польоту БПЛА

Для детального огляду окремих ділянок місцевості в межах робочої зони застосовуються прямолінійні взаємно паралельні маршрути.

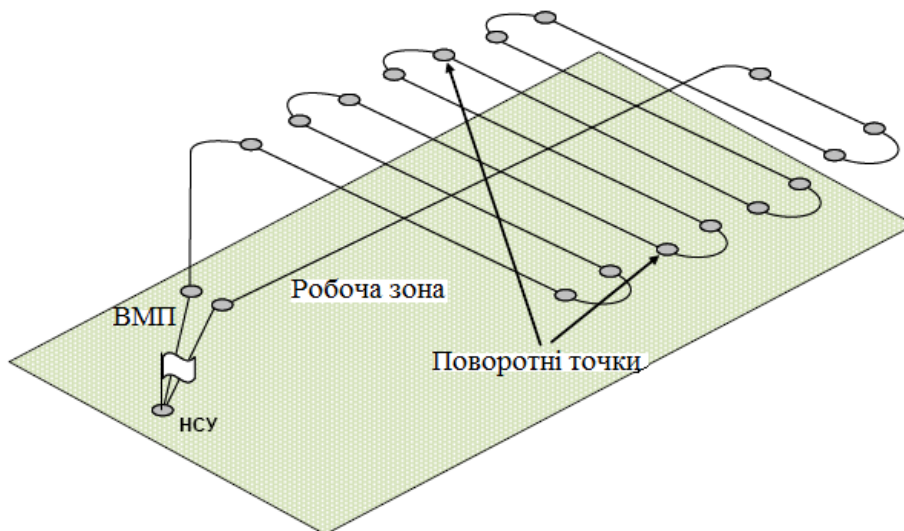


Рис. Б.2 Варіант паралельного маршруту польоту БПЛА

Паралельний маршрут рекомендується використовувати при аерофотозйомці ділянок місцевості. При підготовці маршруту оператор повинен враховувати максимальну ширину поля зору фотокамери БПЛА на заданій висоті його польоту. Маршрут прокладається так, щоб краю поля зору камери перекривали сусідні поля приблизно на 15% -20%.

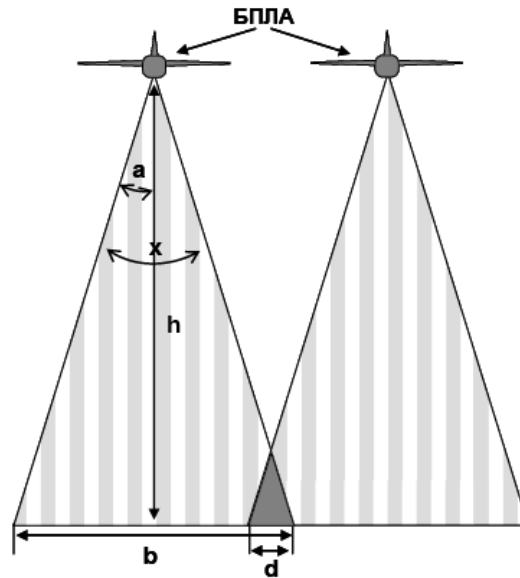


Рисунок Б.3 – Ширина поля зору камери з БПЛА

Розрахунок: Задана висота польоту БПЛА $h = 200$ м. Кут зору фотокамери $\alpha = 200$. Ширина поля зору камери на цій висоті $b \approx 70$ м ($b = 200 / \text{ctg } \alpha \times 2$). Ширина зони перекриття зображення сусіднього поля в 15% буде дорівнювати

$$d = b/100 \times 15\% = 10,5 \text{ метрів} \quad (\text{Б.1})$$

Відповідно, в даному прикладі ширина зони перекриття повинна становити приблизно 10 метрів.

Розрахувавши відстань між сусідніми краями поля зору камери на паралельному проході, з урахуванням 15% перекриття, оператор, для розвороту БПЛА до необхідного радіусу і виходу БПЛА на пряму, до наступної поворотної точки, ставить додаткову поворотну точку, рівну в масштабі карти X метрів

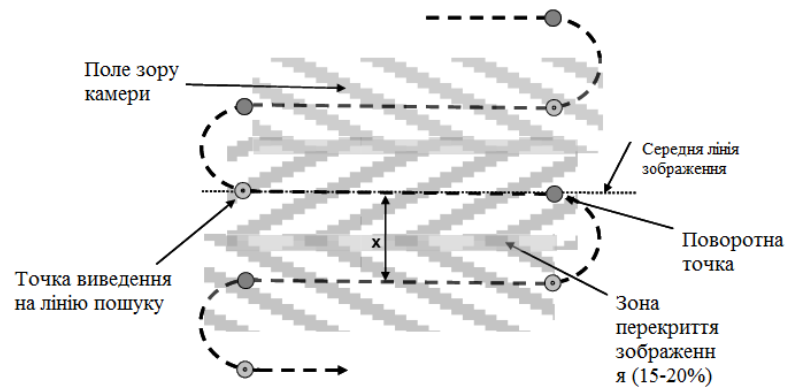


Рисунок Б.4 – Схематичне зображення маршруту БПЛА

Аерофотозйомку ділянок місцевості доцільно проводити в ранковий і вечірній час доби, при відсутності висхідних і низхідних потоків повітря, що впливають на горизонтальний політ БПЛА.