

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:

**«Підвищення рівня ефективності режимів
роботи електричного обладнання розподільчих
мереж за рахунок прогнозування його
залишкового ресурсу»**

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕЕ-21 М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Москаленко Я. С.
«___» _____2022 р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____ Катерина ПЕТРОВА
«___» _____2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

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

Москаленка Ярослава Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Підвищення рівня ефективності режимів роботи електричного обладнання розподільчих мереж за рахунок прогнозування його залишкового ресурсу. Increasing the level of efficiency of operating modes of electrical equipment of distribution networks due to forecasting its residual resource.

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 06.12.2022 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є удосконалення методів та підходів до прогнозування залишкового ресурсу електричного обладнання розподільчих пристроїв. Для досягнення поставленої мети у роботі розглянуто наступні завдання: 1) виокремити та обґрунтувати номенклатуру відповідального обладнання розподільчих пристроїв; 2) дослідити та систематизувати набір факторів, що можуть впливати на технічний стан обладнання; 3) удосконалити методику прогнозування залишкового ресурсу відповідального обладнання РП із

використанням нечіткого моделювання; 4) апробувати методика визначення порушень роботи та залишкового ресурсу обладнання ВРП-750 кВ.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Дата видачі завдання
«15» серпня 2022 р.

Підпис керівника _____

Петрова К. Г.

Завдання прийнято до виконання
«15» серпня 2022 р.

Підпис здобувача _____

Москаленко Я. С.

АНОТАЦІЯ

Москаленко Я. С. Підвищення рівня ефективності режимів роботи електричного обладнання розподільчих мереж за рахунок прогнозування його залишкового ресурсу.

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 удосконалення методів та підходів до прогнозування ризиків порушення роботи електричного обладнання розподільчих пристроїв.

У роботі виокремлено та обґрунтовано номенклатурний перелік відповідального обладнання розподільчих пристроїв; досліджено та систематизовано повний набір факторів, що можуть впливати на технічний стан обладнання.

Удосконалено методику прогнозування залишкового ресурсу відповідального обладнання розподільчих пристроїв із використанням нечіткого моделювання. Апробовано запропоновану методику визначення порушень роботи обладнання на прикладі ВРП-750 кВ.

Отримані результати можуть бути використані під час розрахунків значень прогнозованого залишкового ресурсу відповідального обладнання розподільчих пристроїв будь-якого класу напруги, а також під час розгляду можливостей підвищення рівня енергетичної ефективності режимів роботи та проєздатності особливо відповідального обладнання електричних мереж.

ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ, ТЕХНІЧНИЙ СТАН, ПРОГНОЗУВАННЯ, ЗАЛИШКОВИЙ РЕСУРС, ЙМОВІРНІСТЬ ВІДМОВИ ОБЛАДНАННЯ

ABSTRACT

Moskalenko Ya. S. Increasing the level of efficiency of operating modes of electrical equipment of distribution networks due to forecasting its residual resource.

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 improve the methods and approaches for forecasting the risks of malfunctioning of the electrical equipment of distribution devices.

In the work, the nomenclature list of responsible possession of distribution devices is singled out and substantiated; a complete set of factors that can affect the technical condition of the equipment has been studied and systematized.

The method of forecasting the residual resource of the responsible equipment of distribution devices using fuzzy modeling has been improved. The proposed methodology for determining equipment malfunctions was tested using the example of open switchgear 750 kV.

The obtained results can be used when calculating the values of the predicted residual resource of the responsible equipment of distribution devices of any voltage class, as well as when considering the possibilities of increasing the level of energy efficiency of work modes and processing capacity, especially of the service equipment of electrical networks.

ELECTRICAL EQUIPMENT, TECHNICAL CONDITION, FORECAST, REMAINING RESOURCE, PROBABILITY OF EQUIPMENT FAILURE

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ПРОГНОЗУВАННЯ РИЗИКІВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ	11
1.1. Аналізування поточного стану обладнання технологічного парку електроенергетичної системи	11
1.2. Огляд основних причин порушень роботи електротехнічного обладнання.....	17
1.3. Огляд методів прогнозування залишкового ресурсу електричного обладнання.....	20
Висновки до розділу 1.....	27
РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА НОРМАТИВНОГО ПІДХОДУ ДО ДІАГНОСТИКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ	29
2.1. Вибір переліку основного обладнання розподільчих пристроїв	29
2.2. Виявлення факторів впливу на технічний стан обладнання	33
Висновки до розділу 2.....	35
РОЗДІЛ 3. МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ОБЛАДНАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЕКСПЕРТНО-СТАТИСТИЧНОГО МЕТОДУ.....	36
3.2. Прогнозування ймовірності відмови комірки високовольтного вимикача	42
3.3. Прогнозування ймовірності відмови елегазового вимикача.....	43
3.4. Прогнозування ймовірності відмови трансформатора струму	44
3.4. Прогнозування ймовірності відмови роз'єднувачів.....	50
Висновки до розділу 3.....	53
РОЗДІЛ 4. МАТРИЧНО-ТОПОЛОГІЧНЕ ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКІВ ПОРУШЕННЯ РОБОТИ ОБЛАДНАННЯ.....	55
4.1. Опис методики матрично-топологічного методу	55
4.2. Розрахунок ймовірних ризиків	57

4.3. Розрахунок ризиків відмов електричного обладнання розподільчих мереж	59
Висновки до розділу 4.....	65
ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	68
ДОДАТКИ	74
ДОДАТОК А. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗРОБЛЕННЯ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ МОБІЛЬНОГО КОМПЛЕКСУ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ОБЛАДНАННЯ.....	74
ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ	84

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ	автоматичне повторне вмикання
ВВ	високовольтний вимикач
ВН	висока напруга
ВРП	відкритий розподільчий пристрій
ЕЕ	електрична енергія
ІЧ	інфрачервона
КЗ	коротке замкнення
ОЕС	об'єднана електроенергетична система
НН	низька напруга
ОВБ	оперативна виїзна бригада
ОПН	обмежувач перенапруг
ПЛ	повітряна лінія
ПС	підстанція
РЕМ	розподільчі електричні мережі
РВ	розрядник вентильний
РП	розподільчий пристрій
СБК	система безперервного контролю
СТ	силовий трансформатор
ТН	трансформатор напруги
ТП	трансформаторна підстанція
ТрС	трансформатор струму

ВСТУП

Актуальність теми. Величезною проблемою в енергетиці є наявність значної кількості обладнання, що вже відпрацювало свій термін експлуатації. Така ситуація притаманна не лише генеруючому обладнанню, а й у більшій мірі характерна обладнанню розподільчих мереж. Наприклад, встановлені на Дніпровській ГЕС трансформатори власних потреб, введені в експлуатацію ще 1949 року. Вочевидь, ймовірність відмови подібного обладнання значно вища, а визначення фактичного залишкового ресурсу є однією з головних проблем і, в той же час, значним резервом для підвищення рівня ефективності режимів роботи систем електропостачання.

Дослідження технологічних порушень ОЕС України підтвердило, що основні ризики, пов'язані з технічним станом електричного обладнання характерні пристроям розподільчих мереж. Так, зокрема, відсоток аварій, притаманний електричному обладнанню високовольтних розподільчих пристроїв (РП) є найбільшим, і становить близько 58 %.

Проблемам визначення залишкового ресурсу електричного обладнання присвячена значна частина наукових публікацій [15-47], в яких досліджено переважна більшість аспектів даної проблеми. В той же час, проблемними все ще залишились питання простих та дієвих методик оцінювання залишкового ресурсу високовольтного електрообладнання, особливо в умовах неповноти або відсутності даних функціонування обладнання.

Мета та завдання дослідження – є удосконалення методів та підходів до прогнозування ризиків порушення роботи електричного обладнання розподільчих пристроїв.

Виконання поставленої мети було забезпечене вирішенням наступних завдань:

- виокремити та обґрунтувати номенклатуру відповідального обладнання РП;
- дослідити та систематизувати набір факторів, що можуть впливати на технічний стан обладнання;

- удосконалити методику прогнозування залишкового ресурсу відповідального обладнання РП із використанням нечіткого моделювання;
- апробувати методику визначення порушень роботи обладнання ВРП-750 кВ.

Об'єктом дослідження є процес експлуатації електротехнічного обладнання розподільчих пристроїв.

Предметом дослідження є методики та підходи до прогнозування ризиків порушення роботи обладнання розподільчих пристроїв.

Результати досліджень можуть бути використані під час розгляду питань підвищення рівня енергетичної ефективності систем електропостачання за рахунок прогнозування його залишкового ресурсу.

РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ПРОГНОЗУВАННЯ РИЗИКІВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

1.1. Аналізування поточного стану обладнання технологічного парку електроенергетичної системи

Якісне та безперебійне постачання споживачу електричної енергії є головним технологічним завданням ОЕС та електроенергетичної галузі України в цілому. Виконання цього завдання обумовлюється забезпеченням динамічної та статичної стійкості енергосистеми. Відповідно до [1], під статичною стійкістю розуміємо відновлення вихідного чи максимально близького до нього режиму за наявності незначних збурень. В той же час, під динамічною стійкістю розуміємо можливість забезпечення синхронної роботи обладнання за наявності сильних збурень (наприклад, миттєве вимкнення однієї чи навіть двох паралельних ліній ЛЕП). Застосування систем перманентного моніторингу технічного стану обладнання дозволить здійснювати пошуки аварійних пошкоджень за поточним технічним станом обладнання і, в подальшому, прогнозувати терміни його безаварійної експлуатації. Відповідна система дозволить значно підвищити рівень статичної та динамічної стійкостей ОЕС та забезпечити безперебійне забезпечення ЕЕ споживачів.

Динаміка світових техногенних катастроф у сфері енергетики наведена рис.1.1.

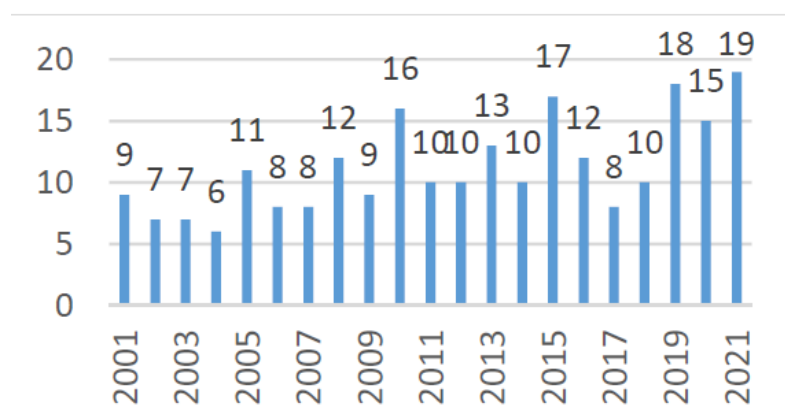


Рисунок 1.1. Динаміка світових техногенних катастроф

До основних вимог, що накладають на режими енергосистеми належать [2]:

- надійність;
- підтримання безперервності постачання ЕЕ споживачів;
- забезпечення високого рівня якості ЕЕ.

Дані вимоги дозволить забезпечити [2]:

- перманентне підвищення статичної та динамічної стійкостей енергосистеми;
- впровадження заходів із обмеження потужності та значень струмів короткого замкнення;
- забезпечення надійності ОЕС шляхом впровадження атоматизованих систем;
- наявність резерву активної та реактивної потужностей;
- застосування систем регулювання показників якості ЕЕ;
- впровадження пристроїв регулювання показників якості ЕЕ.

Відповідно до поділу [3] є ЛЕП та обладнання РП високої напруги (3...220 кВ) та надвисокої напруги (понад 330 кВ). За умовами [4] обладнання РП будь-якої напруги за номінальними параметрами повинне забезпечувати роботу у довільних режимах, навіть у разі виникнення перенапруг чи нормованих перевантажень. На практиці, перевірку технічного стану виконують із застосуванням планово-попереджувальних ремонтів (ППР). Це дозволяє продовжити терміни експлуатації багатьох вузлів електрообладнання (зокрема, механічних, комутаційних, несучих), а також зменшити ймовірність виходу із ладу. В той же час, відповідно до [5] електричне обладнання доцільно виводити із роботи для визначення його електричних та ізоляційних характеристик, наприклад із застосуванням інфрачервоної техніки [6–7]. Отримана інформація фіксується і є вихідною для подальшого дослідження стану обладнання.

На разі наявна тенденція інтенсифікованого впровадження інтелектуальних систем, а також переведення енергетичних об'єктів на керування за відсутності обслуговуючого персоналу. В той же час, переважна більшість подібних методів є фінансово високо витратними, а тому не набули ще значного поширення і

впроваджуються здебільшого на нових об'єктах енергетики.

Дослідження наявних методів прогнозування та діагностики стану обладнання підтверджує, що основна увага спрямована на визначення переліку найвідповідальнішого обладнання, пошук головних чинників, що впливають на його стан та всебічно характеризують його, створенні математичних моделей, що найточніше описуватимуть об'єкт та подальша можливість інтегрування у системи SmartGrid. Задача ускладнюється відсутністю чи неповнотою наборів даних вхідної інформації, що вимагає застосування евристичних підходів до прогнозування.

Одним з раціональних шляхів є поєднання методів аналізу технічного стану обладнання, отриманих як під час періодичних ППР, так і отриманих під час експлуатації без спеціального знеструмлення.

Значна кількість публікацій [1-27] присвячена питанням надійної експлуатації та обслуговування електрообладнання, однак недостатньо окресленою залишається проблема визначення реального технічного стану працюючого обладнання.

На рис.1.2. наведено відсоткові зачення пошкоджень елементів ліній електропередач.

Відповідно до звітів технологічних порушень стану обладнання енергосистеми України [8–14] зрозуміло, що кількість пошкоджень не зменшується з року в рік (рис. 1.3, 1.4).

Динаміку недовідпуску ЕЕ, обумовленої відповідними порушеннями, наведено на рис. 1.5, 1.6 відповідно.

Надійність обладнання під час експлуатації подамо у вигляді колової діаграми відмов у відсотковому відношенні від загальної кількості у період з 2016-2021 рр. (рис. 1.7).

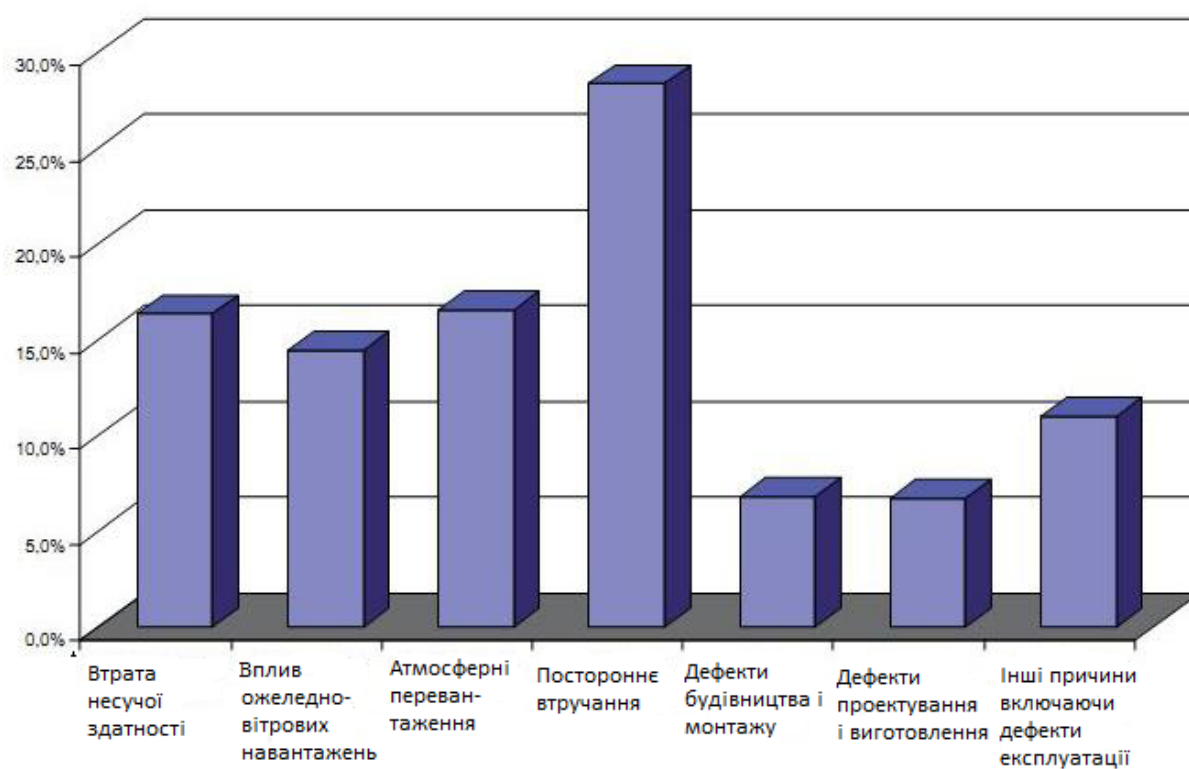


Рисунок 1.2. Основні причини пошкоджень

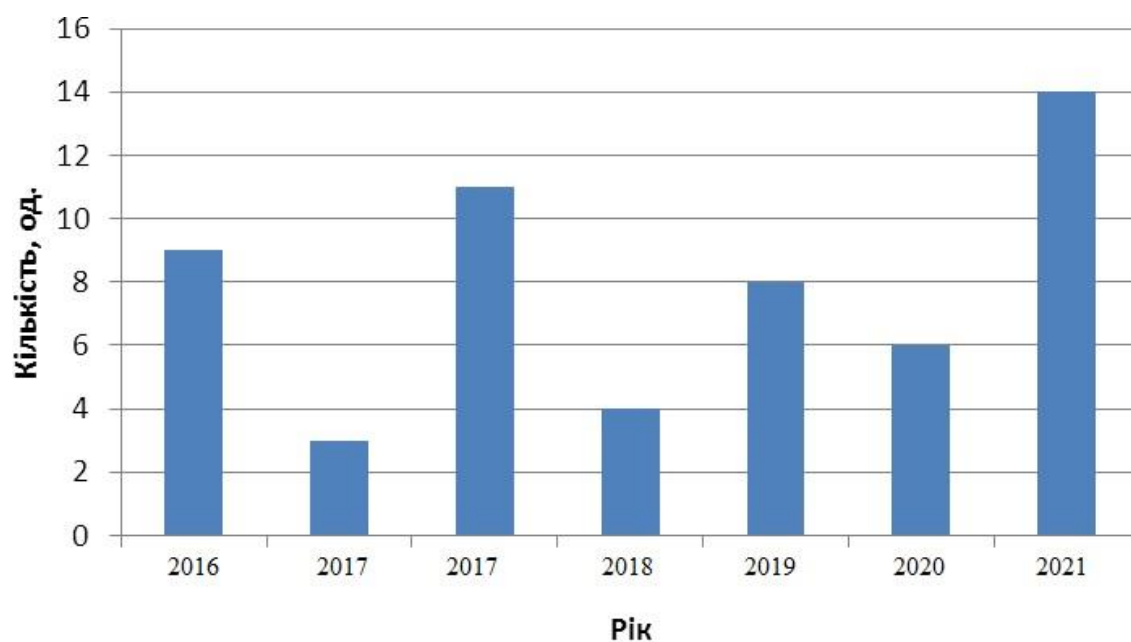


Рисунок 1.3. Тенденція відмов першої категорії енергосистеми

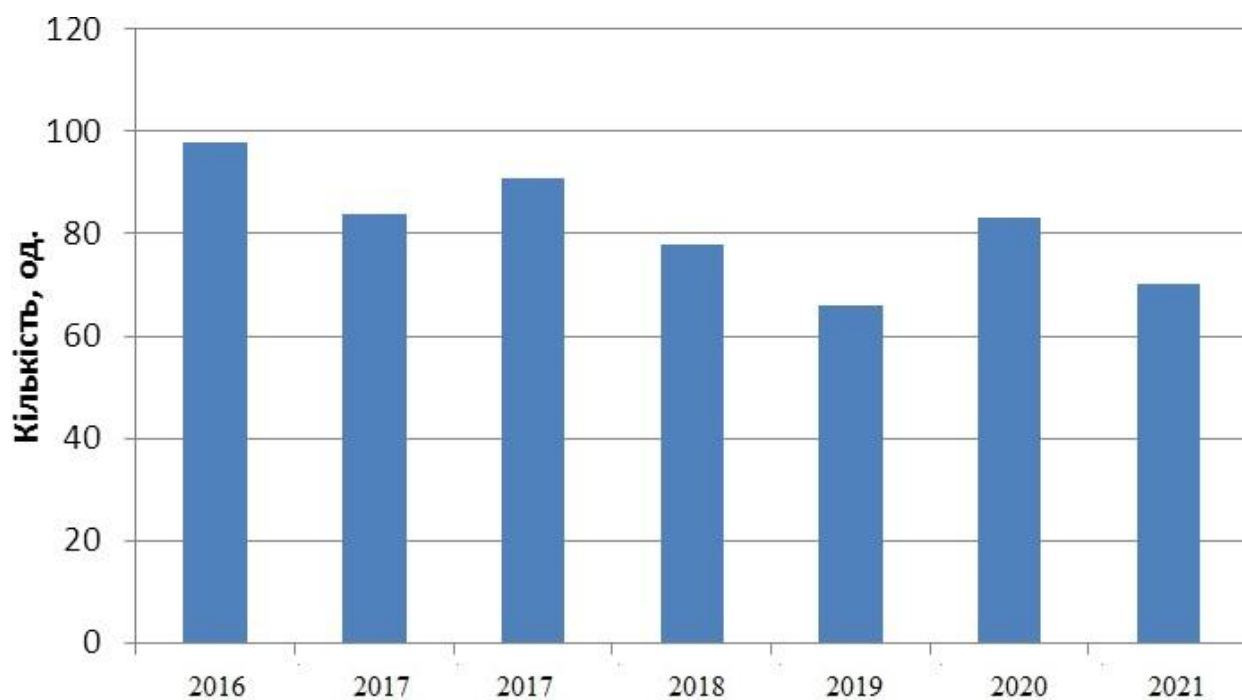


Рисунок 1.4 . Тенденція відмов другої категорії енергосистеми

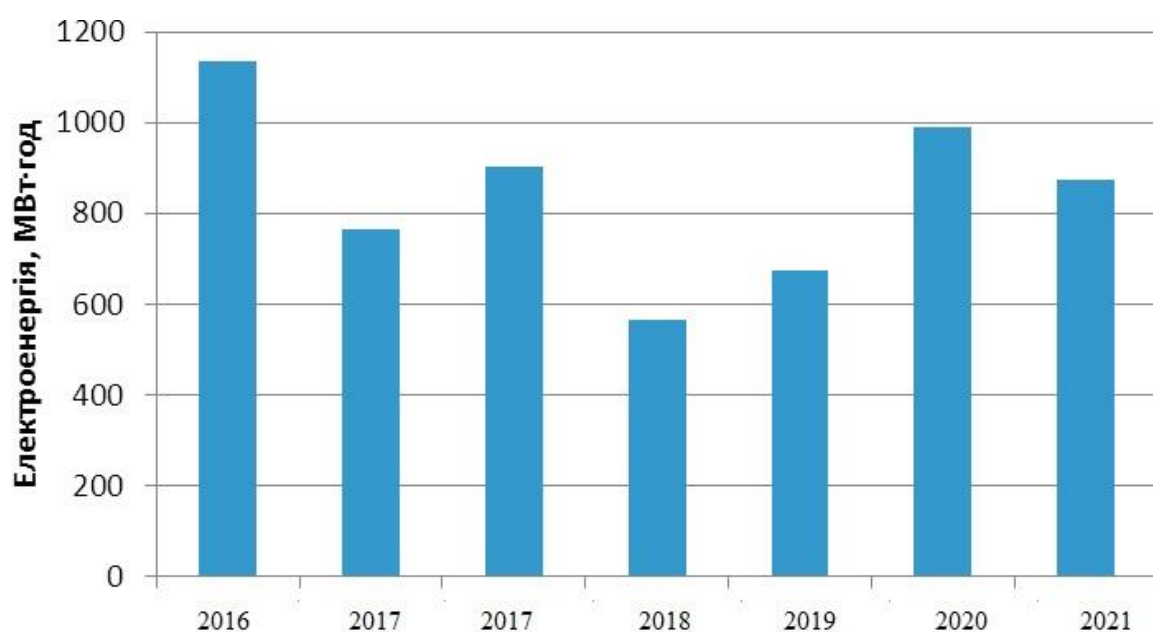


Рисунок 1.5. Недовідпуск ЕЕ для першої категорії

Відповідно до діаграми на рис.1.7. видно, що найчастіше відмовляє обладнання РП (58 %), в той же час на все інше обладнання сумарно припадає лише 42 %. Така ситуація підтверджує необхідність детального та першочергового діагностування обладнання РП.

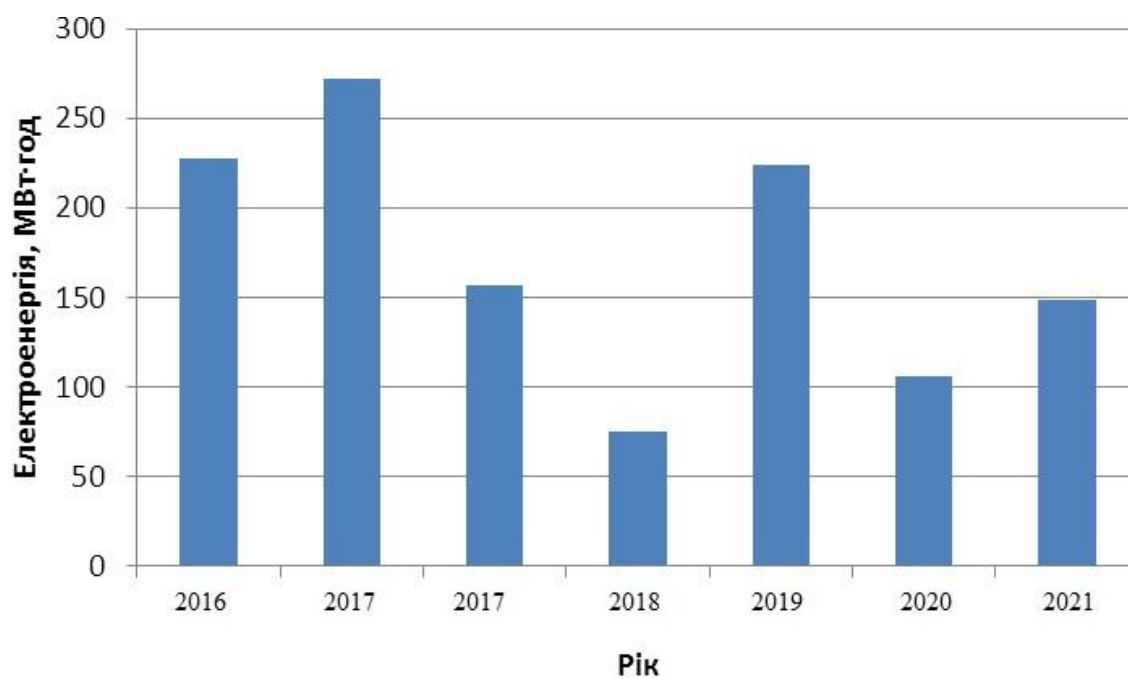


Рисунок 1.6. Недовідпуск ЕЕ для відмов другої категорії

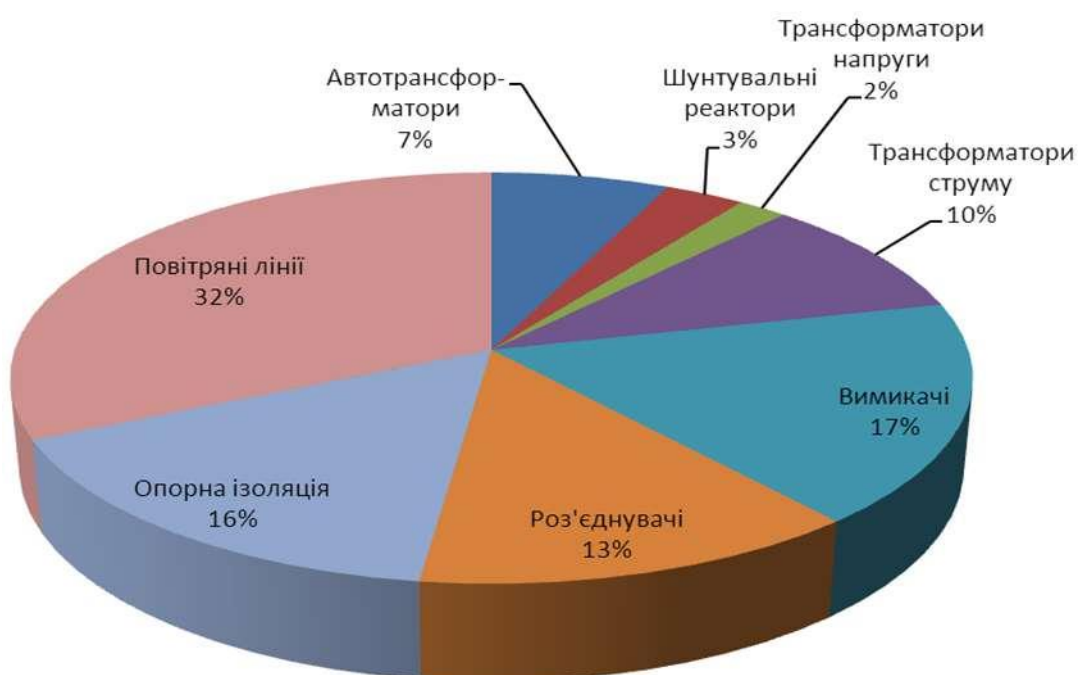


Рисунок 1.7. Відсоткове значення відмов за типами обладнання

1.2. Огляд основних причин порушень роботи електротехнічного обладнання

Технічний стан електричного обладнання РП є основним фактором, що є причиною порушення нормальної роботи енергосистеми. Як правило, ризик порушення стійкості енергосистеми на пряму залежить від залишкового ресурсу окремих елементів.

На сьогодні, розроблення нових методів передусім спрямоване на обладнання об'єктів генерації та системи передавання ЕЕ [15-17]. В той же час, дослідження [18-22] говорять, що переважна кількість ризиків простою або недовідпуску ЕЕ, обумовлена проблемами у РП. Однак, наведені роботи більшою мірою присвячені економічним збиткам кінцевих споживачів, що були спричинені подібними подіями. У [23-24] подано перелік заходів, методик прийняття рішень та керування власне ризиками, особливо за умов невизначеності. Детальному дослідженню та класифікуванню ризиків присвячені праці [25, 26].

Проаналізувавши матеріали [18-26] очевидним стає кореляція між стабільною роботою енергосистеми та технічним станом обладнання РП. У загальному випадку ризик порушень визначають ймовірністю фінансових збитків та ступенем впливу пошкодженого елемента на енергосистему [21-22,26]. Сама ж задача керування ризиками є задачею керування фінансово-економічними активами [23].

У США та переважній більшості європейських країн застосовують принципи ризик-орієнтованого управління [27–36]. Наприклад, у якості об'єктів розглядають силові трансформатори [30], обладнання тягових підстанцій [31], двигуни асинхронного типу [35] та, навіть, окремо вимикачі [36].

В той же час, необхідно приділяти увагу трансформаторів струму, апаратам захисту, роз'єднувачам тощо.

Під ризиком будемо розуміти ступінь небезпечності, що кількісно відображає ймовірність аварійних ситуацій та їх наслідків [37]:

$$R_{\Sigma EL} = R(Y_E) + R(Y_C) + R(Y_{EK}), \quad (1.1)$$

де $R(Y_E)$ - складова економічного збитку ризику $R_{\Sigma EL}$;

$R(Y_C)$ - складова соціального збитку ризику $R_{\Sigma EL}$;

$R(Y_{EK})$ - складова екологічного збитку ризику $R_{\Sigma EL}$.

Природа ризику обумовила використання принципів нечіткого моделювання та логіки. Отже, ризик відмови визначають за принципами [38]:

$$P_{EO} = Q(t) \cdot B_{ВД}, \quad (1.2)$$

де P_{EO} - ризик, $Q(t)$ - ймовірність, $B_{ВД}$ - важливість відмови відповідного елемента.

Визначення коефіцієнта важливості для кожного окремого елемента виконуємо відповідно до:

$$B_{ВД(1)} = K_{МЗ(i)} + K_{ЕЗ(i)} + K_{ТЛ(i)} + K_{К(i)}, \quad (1.3)$$

де $K_{МЗ(i)}$, $K_{ЕЗ(i)}$, $K_{ТЛ(i)}$, $K_{К(i)}$ - коефіцієнти матеріального та екологічного збитків, кількості випадків людських травм та категорійності об'єкта, відн.од.

Задля кількісного оцінювання можливості виникнення ризику введемо показник інтегрального ризику:

$$F_R = [P.Y] = \sum (P_j, Y_j), \quad (1.4)$$

де P_j та Y_j - ймовірність виникнення та максимальний збиток.

Крім того, значення інтегрованого ризику можна задати векторно із значеннями ризику збитків та ризику, пов'язаного із тривалістю відновлення обладнання:

$$\bar{R}_\Sigma = (R_p, R_t), \quad (1.5)$$

де R_p , R_t - ризик аварійних та часових збитків.

У свою чергу R_t має свої складові, зокрема:

$$\bar{R}_t = (R_w, R_T), \quad (1.6)$$

де R_w , R_T - ризик, обумовлений недовідпуском ЕЕ та затрат на відновлення пошкодженого обладнання відповідно.

Загальний вектор інтегрованого ризику виникнення порушення подамо у матричному вигляді:

$$\bar{R}_{\Sigma} = \begin{bmatrix} R_{P1} & R_{W1} & R_{T1} \\ R_{Pi} & R_{Wi} & R_{Ti} \\ R_{Pn} & R_{Wn} & R_{Tn} \end{bmatrix}, \quad (1.7)$$

де (R_{Pi}, R_{Wi}, R_{Ti}) - вектор небезпечних станів об'єкта РП.

Стовпці матриці – це відповідні характеристики кожного окремого виду небезпеки, наприклад економічні збитки від простою, тривалість відновлення аварійного об'єкту.

Ризик відмови окремої складової енергосистеми визначають відповідно до:

$$Z = \sum_{i=1}^n P_i \cdot V_i, \quad (1.8)$$

де P_i , V_i - ймовірнісна складова та фінансові збитки, обумовлені аварійною ситуацією.

Отримання значення загального ризику відмови обладнання відбувається із припущення рівнозначності фінансових збитків для однакових типів обладнання. Шляхом добутку матриць окремих складових ризику та матриці фінансових збитків із (1.7) та (1.8) визначимо загальний ризик порушення роботи обладнання:

$$Z = \begin{bmatrix} P_{P1} & P_{W1} & P_{T1} \\ P_{Pi} & P_{Wi} & P_{Ti} \\ P_{Pn} & P_{Wn} & P_{Tn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_P \\ V_W \\ V_T \end{bmatrix}, \quad (1.9)$$

де P_{P1} – складова наслідків аварії i -го елемента системи;

P_{W1} – складова недовідпуску ЕЕ i -го елемента системи;

P_{T1} – складова часу відновлення i -го елемента системи;

V_P – економічні збитки наслідків аварії i -го елемента системи;

V_W – економічні збитки від недовідпуску ЕЕ, обумовлених аварією i -го елемента системи;

V_T – економічні затрати на відновлення робочого стану i -го елемента системи.

Управління фінансово-економічними активами енергокомпаній можна

виконувати до (1.9). Таке управління ґрунтується на постійному контролі технологічного стану обладнання окремого елемента РП, який і обумовлює ймовірнісну складову ризиків відмови всього РП.

Такий підхід із використанням принципів ризик-управління суцільно мінімізує загальні експлуатаційні витрати, до яких належать: витрати, обумовлені пошкодженням елементів РП, втрати, спричинені порушенням електропостачання споживачів ЕЕ та витрати на відновлення функціональної здатності технологічного обладнання. Енергокомпаніям в практичній діяльності доцільно аналізувати ризики порушення роботи РП для кожного визначеного електроенергетичного об'єкта порізно.

1.3. Огляд методів прогнозування залишкового ресурсу електричного обладнання

Розглянемо переваги та недоліки наявних методів прогнозування. Так, зокрема в [39] застосовано моделі експоненціального типу, що враховують інформацію щодо стану обладнання лише за певний проміжок часу. А попередній період, що безпосередньо вплинув на обладнання не досліджено. Окреслений недолік було усунено в [40] шляхом застосування методу Кокса на ряду із використанням ряду ідентифікаторів відмови задля прогнозування надійності роботи електричного обладнання. Дана методика дозволила не лише кількісно оцінити значення величини, а й дозволила врахувати набір чинників, що безпосередньо мав вплив на ресурс обладнання.

Працею [41] впроваджено закон розподілення відмов Вейбула, що в свою чергу дозволить визначити залишковий ресурс технічного обладнання. Однак, за такого підходу прогнозування виконувалось лише із врахуванням певних визначених проміжків часу для певного типу обладнання та не враховано вплив факторів, пов'язаних із безпосередньою експлуатацією обладнання, що не дозволяє виконати комплексне оцінювання ризиків порушення роботи складових частин РП. Цей недолік усунено в [32] шляхом застосування моделі, що враховує

ресурс обладнання за даними поточного контролю та діагностики, адже деяке обладнання, наприклад СБК має діагностуватись із першого дня роботи.

Багато авторів приходять до висновку найбільшої зручності застосування моделей із використанням статистичних даних, адже вона всебічно характеризують стан обладнання впродовж тривалого часу. Однак, з іншої сторони, необхідність довготривалих спостережень є, певною мірою, своєрідним недоліком, також до недоліків належить несвоєчасність, неповнота або можливість хибного надання даних.

Часто дану задачу розв'язують із використанням експертних методів. До переваг такого підходу належить швидкість та легкість оброблення інформації, в свою чергу суттєвим недоліком є завжди присутній суб'єктивізм, некоректний підбір експертів тощо.

Останнім часом все більшого поширення набули методи із використанням нечітких моделей [32, 33]. Основною перевагою такого підходу є можливість звести різні за фізичною природою фактори, наприклад хімічні, фізичні тощо. В той же час, коректне поєднання методів нечіткого моделювання із застосуванням ймовірісно-статистичних моделей дозволяє врахувати вплив фактичного стану об'єкту дослідження.

У деяких роботах [8, 12] побудова нечітких моделей, пов'язана із використанням експертної думки під час вибору функцій належності, а також задля виявлення кореляційного зв'язку між технічним станом об'єкта та можливістю його виходу із ладу. Проте, специфічність деякого обладнання унеможливорює його застосування, наприклад для СБК, адже не дає змоги врахувати параметри контролю, обґрунтовані технічною документацією та рекомендаціями заводів-виробників. Крім того, даний підхід не дозволяє врахувати розміщення обладнання в мережі, що досить сильно впливає на ймовірність пошкодження певної ділянки чи мережі в цілому.

Значна кількість методів прогнозування технічного стану притаманна й безпосередньо високовольтному обладнанню РП. Одним з найвідповідальніших елементів РП є високовольтний вимикач, робота якого забезпечує надійність

мережі в цілому. У разі виникнення аварійної ситуації, пов'язаної з вимикачем, ця аварія може поширитись і на інше важливе обладнання та в кінцевому випадку призвести до значних матеріально-технічних збитків. На разі, енергокомпанії намагаються максимально замінити повітряні вимикачі на елегазові, які набагато дешевші в експлуатації, задля зменшення ризику таких ситуацій.

Головною вимогою до вимикачів є мінімальний час, за якого відбудеться відімкнення ділянки, на якій виникла аварія.

Стан середовища, де відбувається гасіння дуги, а також приводні характеристики є основними ресурсними характеристиками вимикачів.

Діагностика стану елегазових вимикачів ускладнена, в багатьох випадках, наявністю електромагнітних завад, складно враховувати газовий склад дугогасильного середовища тощо.

Наведені недоліки багато в чому усунені шляхом аналізування основної системи контактів струмом різної частоти під час виконання операцій, а також в спокійному стані. Така методика дозволить унеможливлення виникнення електромагнітних завад. Цей підхід визначає поточний комплексний стан на обладнанні, що не задіяне в роботі.

Значна кількість робіт присвячена дослідженню інтенсивності виходу з ладу вимикачів різного типу, однак оцінити ймовірність завершення ресурсу обладнання певної одиниці це не дозволяє, оскільки визначеною лише є набір даних всього переліку обладнання. У деяких роботах використано підхід, що ґрунтується на так званій історії життя обладнання.

Застосування репрезентативної вибірки під час використання статистичних підходів наведено в працях [38-40].

Деякі роботи спираються виключно на визначенні залишкового комутаційного ресурсу обладнання. До переваг такого методу належить можливість безпосереднього врахування стану певної одиниці обладнання, недоліком є лише один характеристичний показник, використаний для аналізування технічного стану обладнання.

У деяких роботах використовують поєднання експертного та статистичного

методів, таке поєднання на правду є одним з найперспективніших. Використання експертних підходів успішно виконано у [23-25], треба наголосити, що тут було враховано і фактичний технічний стан обладнання і можливість поелементного виокремлення обладнання.

Ще одним важливим елементом РП є трансформатор струму, коректне функціонування якого є одним із аспектів надійності пристроїв захисту, автоматики та обліку ЕЕ.

Варіювання $\tan \delta$ діелектричних втрат, ємності та значень струмів комплексної провідності є одним з найважливіших параметрів діагностування поточного стану ізоляції.

Грунтовні дослідження такого об'єкту, як трансформатор струму, що працює під напругою, виконано в [41 – 45]. Праця [42] висвітлює методику, пов'язану із використанням $\tan \delta$. Ця методика поєднує використання певного окремого елемента у якості як контрольованого, так і еталонного. Підхід використовує припущення неможливості виникнення дефекту на половині об'єктів контролю однієї фази.

У [43] проаналізовано підходи до контролю стану ізоляції трансформаторів струму високої напруги, що дозволило виділити перелік основних параметрів, що істотно здійснюють вплив на точність вимірювальної системи.

Науковцями [44] удосконалено метод прогнозування технічного ресурсу трансформаторів струму із впровадженням даного підходу в СБК. У [45] розглянуто ефективність застосування подібного підходу із використанням методу та безпосередньо моделі для СБК [44], на одній із найпотужніших підстанцій України "Дніпро-Донбас" 330кВ, розташованої в м. Запоріжжя.

Величезне значення мають праці закордонних вчених, присвячені даній тематиці [46-50], зокрема [46, 47] присвячене вивченню методик та алгоритмів оцінки поточного стану ізоляції трансформаторів струму (ТрС), що перебувають під напругою для розрахунку значень спрацьованого ресурсу. в той же час, такий підхід виглядає дещо необ'єктивним, адже не вирішеними залишились питання визначення ресурсу технічного стану вимірювальних трансформаторів.

Дослідження [48] дозволили провести класифікацію та ідентифікувати вимірювальні апарати, яким притаманний значний рівень ймовірності відмови, однак не знайдено кореляції між календарним ресурсом та фактичною ймовірністю відмови.

Авторами [49, 50] розглянуто виключно метрологічні характеристики вимірювальних трансформаторів, а також побічно, подано основні проблеми, пов'язані з модернізацією їх конструктивних елементів.

Науковцями [47] розглянуто принципи розрахунку ймовірності відмови комірки з трансформатором струму (ТрС), а це значить, що в розрахунках мало місце й вплив технічного стану, як власне ТрС, так і додатково роз'єднувачів, наявність яких звичайно вплинула на показники загальної ймовірності відмови комірки в цілому. Під час розрахунків технічного стану обладнання комплексно враховано головні впливові фактори, що показують спрацьований ресурс всього обладнання комірки. У розрахунках використовувався підхід нечіткого моделювання із заданням функцій належності факторів впливу із застосуванням експертного підходу.

До відповідального захисного обладнання належать нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН) та вентильні розрядники (РВ).

Основна функція РВ – це захист ізоляції як від грозових, так і нетривалих перенапруг, пов'язаних із комутаційними операціями.

ОПН виконують, здебільшого, функції захисту ізоляції обладнання напругою від 6 до 750 кВ від грозових та комутаційних перенапруг та мають високі властивості із захисту впродовж всієї тривалості терміну експлуатації [4, 49].

Поточний технічний стан ОПН та РВ досить ефективно можна аналізувати, навіть за підведеної напруги, із допомогою апаратів тепловізійної діагностики. Проте, такий підхід унеможливорює комплексне оцінення технічного стану захисних апаратів, а в основному полягає у експертному оціненні стану окремим фахівцем.

Особливого розвитку набули методи оцінення ймовірності відмови та

надійності захисних апаратів. Наприклад, у науковій літературі зустрічається модель вибору ОПН із врахуванням характеристик та особливостей конфігурації, режимів, топології мережі тощо. Однак, така модель є кориснішою у проєктуванні, і майже не використовується для оцінки поточного стану обладнання в процесі експлуатації.

Крім того, численними дослідниками запропонована модель дослідження енергосистеми за значної кількості генерованих вищих гармонік.

Очевидно, що за таких умов ще складніше обрати засоби захисту, які будуть надійно виконувати свої функції, а також коректно визначити місця для їх розташування. Ці методи також доцільнішими є ще на стадії проєктування.

Дослідження, присвячені поточному стану роз'єднувачів наявні в меншій степені, ніж дослідження пов'язані із вимірювальною, захисною та комутаційною апаратурою, однак наявні роботи із розрахунку ступеня спрацювання певних вузлів роз'єднувача.

Так, в деяких роботах запропоновано впровадження системи моніторинг стану привода роз'єднувача шляхом вимірювання струмів двигуна впродовж механічних операцій з апаратом. Окрім того, додатково запропоновано здійснювати контроль теплових характеристик контактних з'єднань.

В той же час, значна кількість роз'єднувачів, що перебувають у експлуатації, у порівнянні з обладнанням іншого типу зменшує привабливість його застосування із-за фінансово-економічних міркувань.

Зустрічається досить широко підхід, пов'язаний із визначенням методом акустичної вібрації значення струму двигуна привода, вимірювання електромагнітних полів, діагностування із використанням ультразвукових методів. Використання подібних підходів до контролю стану роз'єднувачів вимагає значних фінансових витрат і, здебільшого, не використовується. Однак підхід використовують під час діагностування обладнання після виведення його з експлуатації чи у ремонт. Рідше, однак зустрічається підхід, що заснований на контролю кількості механічних циклів та інформації щодо теплових характеристик роз'єднувача. Інформацію щодо теплових характеристик

отримують із використанням ІЧ-апаратури, зокрема приладів, призначених для тепловізійної зйомки.

Кількісну інформацію щодо механічних операцій, виконаних роз'єднувачем, беруть із блок-контактів його привода. А далі опрацьовують отриману інформацію з використанням апарату нечітких множин.

Діагностиці СТ під час експлуатації під напругою присвячені роботи [3, 8]. Такий підхід дозволяє контролювати стан обладнання без безпосереднього контакту людини з ним. Сюди може належати приладний аналіз показників роботи СТ, пристроїв сигналізації та огляд трансформатора іззовні.

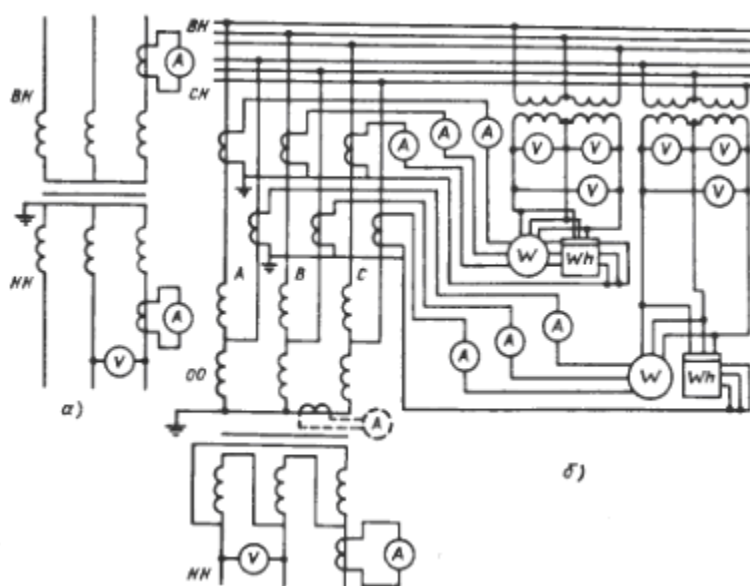


Рис. 1.7. Схема приєднання вимірювальних приладів: а - до трансформатора 6/0,4 кВ; б - до автотрансформатора 220/110/10 кВ

Існує підхід діагностики, що не вимагає відімкнення СТ, однак пов'язаний із необхідністю безпосереднього доторкування до частин СТ або його допоміжних частин. За такого підходу виконують періодичний забір трансформаторного масла для лабораторних досліджень його якості. В цю ж групу методів належать визначення вібрацій окремих частин СТ, зокрема його баку. Вимірювання виконують спеціальними дослідними приладами.

Ще існує підхід, що може бути використаний лише за відімкненого стану СТ. Сюди належать випробування із визначення поточного стану ізоляції,

магнітопровода, безпосередньо обмоток СТ тощо.

До цього підходу відносять здебільшого усі види дослідів, що виконують у профілактичних цілях, наприклад, зовнішній огляд електричних насосів, виконання ревізій тощо.

Остання група методів, пов'язана із виведенням СТ у ремонт.

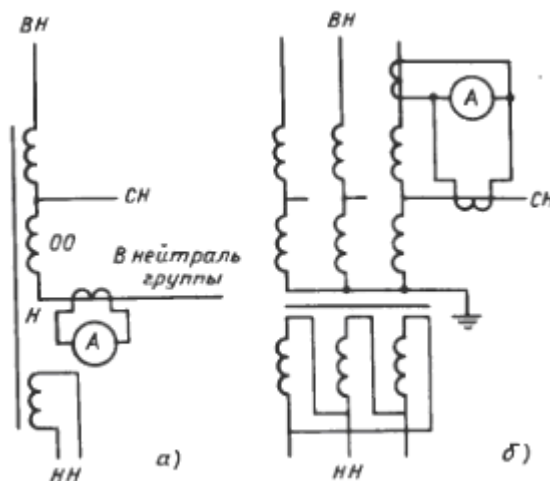


Рис. 1.8. Схема під'єднання амперметра

За такого варіанту намагаються виконати найдетальніший аналіз технічного стану обладнання, а також, для порівняння виконати всі необхідні контрольні заміри, що дозволять виявити дефекти на початкових стадіях розвитку. Однак, виведення СТ у ремонт відбувається не так часто і може бути прийняте лише базуючись на попередніх результатах діагностування.

Висновки до розділу 1.

1. Дослідження технологічних порушень ОЕС України підтвердило, що основні ризики, пов'язані з технічним станом електричного обладнання характерні пристроям розподільчих мереж.
2. Визначено основні причини пошкоджень обладнання та факторів, що впливають на них, наведено динаміка світових техногенних катастроф.
3. Аналіз наукової літератури щодо визначення залишкового ресурсу електричного обладнання, в яких досліджено переважна більшість аспектів даної

проблеми, показало недостатність вирішення питання простих та дієвих методик оцінювання залишкового ресурсу високовольного електрообладнання, особливо в умовах неповноти або відсутності даних функціонування обладнання.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА НОРМАТИВНОГО ПІДХОДУ ДО ДІАГНОСТИКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ

2.1. Вибір переліку основного обладнання розподільчих пристроїв

Відповідно до визначення [12] РП – це установка, призначена для приймання та розподілу ЕЕ, РП поєднує збірні та з'єднувальні шини, пристрої комутації, автоматики, вимірювання та захисту тощо.

Основна функція електричного обладнання РП – це виявлення та максимальне локалізування аварійних місць. Наприклад, ВВ – виконують функцію локалізування та унеможливають поширення аварійної ситуації на значну кількість обладнання; ТрС – виявляє аварійне місце; роз'єднувачі – дозволяють відокремити пошкоджену ділянку після знеструмлення.

Крім того, обладнання РП дозволяє захистити обладнання від грозових та комутаційних перенапруг, які б могли пошкодити ізоляцію.

Перелік основного відповідального обладнання РП схематично наведено на рис. 2.1.



Рисунок 2.1. Перелік основного відповідального обладнання РП

Знаючи номенклатуру відповідального обладнання (рис.2.1) кожна

енергокомпанія складає свій перелік обладнання, яке потребує діагностування технічного стану, бажано перманентно із застосуванням систем безперервного контролю (СБК).

Основним документом, за яким здійснюють діагностичні випробування є норми випробування [5], діагностування технічного стану обладнання із використанням ІЧ-засобів виконують відповідно до [6].

В той же час, впровадження інтелектуальних СБК дозволить суттєво зменшити кількість необхідних випробувань. Наприклад, для елегазових ВВ періодично необхідно виконувативимірювання, зокрема:

- за першого ввімкнення (тип "П");
- після капітального ремонту (тип "К");
- за поточного ремонту (тип "Т").

У табл. 2.1 наведено вимоги до ремонтів елегазових ВВ відповідно до норм [5].

Таблиця 2.1. Вимоги до ремонтів елегазових ВВ [5]

Норма випробування [5]	Можливість заміни ремонтів за наявності СБК
п. 14.1	для типів "П" та "К"
п. 14.2	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 14.3	для типів "П" та "К"
п. 14.4	для типів "П" та "К"
п. 14.5	для типів "П" та "К"
п. 14.6	для типів "П" та "К"
п. 14.7	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 14.8	для типів "П" та "К"
п. 14.9	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)

Норма випробування [5]	Можливість заміни ремонтів за наявності СБК
п. 14.10	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 14.11	для типів "П" та "К"
п. 14.12	для типів "П" та "К"
п. 14.13	для типів "П" та "К"

Для роз'єднувачів періодично необхідно виконувати вимірювання, зокрема:

- за першого ввімкнення (тип "П");
- після капітального ремонту (тип "К");
- за поточного ремонту (тип "Т").

У табл. 2.2 наведено вимоги до ремонтів роз'єднувачів відповідно до норм [5].

Таблиця 2.2. Вимоги до ремонтів роз'єднувачів [5]

Норма випробування [5]	Можливість заміни ремонтів за наявності СБК
п. 15.1	для типів "П" та "К"
п. 15.2	для типів "П" та "К"
п. 15.3	для типу "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 15.4	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 15.5	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 15.6	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 15.8	для типів "П" та "К", "Т" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)

Для ОПН та розрядників періодично необхідно виконувати вимірювання,

зокрема:

- до монтажу (тип "П");
- до ввімкнення після монтажу (тип "П");
- під час експлуатації (тип "М").

У табл. 2.3 наведено вимоги до ремонтів вентиляльних розрядників відповідно до норм [5].

Таблиця 2.3. Вимоги до ремонтів роз'єднувачів [5]

Норма випробування [5]	Можливість заміни ремонтів за наявності СБК
п. 21.1.1	для типів "П" та "М" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 21.1.2	для типів "П" та "М" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 21.1.3	періодичний контроль => СБК
п. 21.1.5	періодичний контроль => СБК
п. 21.1.6	для типу "К" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)

У табл. 2.4 наведено вимоги до ремонтів ОПН відповідно до норм [5].

Таблиця 2.4. Вимоги до ремонтів ОПН [5]

Норма випробування [5]	Можливість заміни ремонтів за наявності СБК
п. 21.2.1	для типу "П"
п. 21.2.2	для типів "П" та "М" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 21.2.3	для типів "П" та "М" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 21.2.4	для типів "П" та "М" (за наявності інформації щодо пошкодження СБК)
п. 21.2.5	періодичний контроль => СБК
п. 21.2.6	періодичний контроль => СБК

У табл. 2.5 наведено вимоги до ремонтів ТрС та ТН відповідно до норм [5].

Таблиця 2.5. Вимоги до випробувань ТрС та ТН [5]

Норма випробування [5]	Можливість заміни ремонтів за наявності СБК
п. 9.1	міжремонтний контроль за наявності інформації щодо пошкодження відповідно до п. 9.13
п. 9.2	міжремонтний контроль за наявності інформації щодо пошкодження відповідно до п. 9.13
п. 9.3	міжремонтний контроль за наявності інформації щодо пошкодження відповідно до п. 9.13
п. 9.9	міжремонтний контроль за наявності інформації щодо пошкодження відповідно до п. 9.13
п. 9.10	міжремонтний контроль за наявності інформації щодо пошкодження відповідно до п. 9.13
п. 9.11	міжремонтний контроль за наявності інформації щодо пошкодження відповідно до п. 9.13

2.2. Виявлення факторів впливу на технічний стан обладнання

Відповідно до складу та функцій РП [1-5] виокремлюють перелік обладнання, дослідження стану якого значно впливає на весь РП.

Зручно проаналізувати та систематизувати фактори впливу дозволить причинно-наслідкова діаграма (рис.2.2.).

До основних факторів впливу належать три великі групи:

- антропогенний (рівень кваліфікації, фізичний та психологічний стани);
- кліматичний (шквали вітру, сильні опади, ожеледиця);
- експлуатаційний (зношення вузлів, псування ізоляції тощо).



Рисунок 2.4. Діаграма факторів впливу

Технічний стан (TS) будь-якого електротехнічного обладнання РП опишемо відповідною функцією:

$$TS = f(I_{SOL}; P_{GAS}; T_{ST} N_{OP}), \quad (2.1)$$

де I_{SOL} – технічний стан ізоляції;

P_{GAS} – тиск середовища з газом;

T_{ST} – тепловий стан;

N_{OP} – кількість операцій.

Очевидно, що параметри із (2.1) характеризуються різною природою, а це вимагає застосування інших підходів, зокрема методів нечіткого моделювання.

Відповідно до функції (2.1) створимо нечітку модель визначення стану електричного обладнання рис. 2.5.

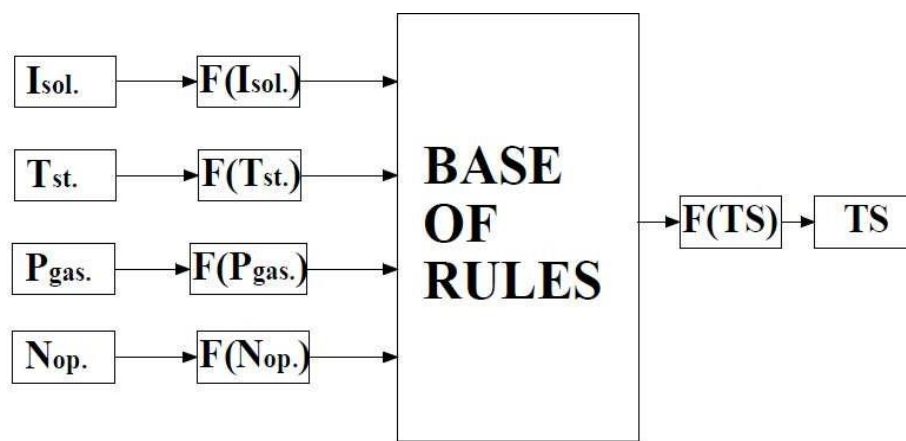


Рисунок 2.5. Нечітка модель визначення стану обладнання

Модель (рис.2.5) дозволить врахувати різну природу факторів та всебічно врахувати їх вплив на технічний стан електротехнічних об'єктів.

Висновки до розділу 2.

1. Виявлення та обґрунтування номенклатури відповідального обладнання РП дозволило скоригувати перелік обладнання для першочергового прогнозування його залишкового ресурсу, що значно зменшило фінансові та часові витрати.

2. Досліджено можливості зменшення кількості профілактичних випробувань шляхом встановлення систем моніторингу та безперервного контролю технічного стану обладнання.

3. Досліджено та систематизовано перелік факторів, що впливають на технічний стан обладнання, що дозволило зменшити коло досліджуваних об'єктів.

4. Запропоновано підхід до визначення технічного стану обладнання з використанням нечітких математичних моделей, що дозволять врахувати різну природу впливових факторів.

РОЗДІЛ 3. МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ОБЛАДНАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЕКСПЕРТНО-СТАТИСТИЧНОГО МЕТОДУ

3.1. Прогнозування ймовірності відмови апарата захисту

Виконаємо прогнозування ймовірності відмови апарата, призначеного для захисту від перенапруг, шляхом поєднання ймовірнісно-статистичного методу з експертним. Дослідження проводились на одній з ПС 750 кВ.

Для попереднього виявлення дефектів виконувалось тепловізійне обстеження апаратів захисту. Зокрема було обстежено розрядника типу РВМК – 750М, розташований в комірці ф.А РВ 750 2АТ (рис.3.1) з підозрою на виникнення дефекту в ньому.

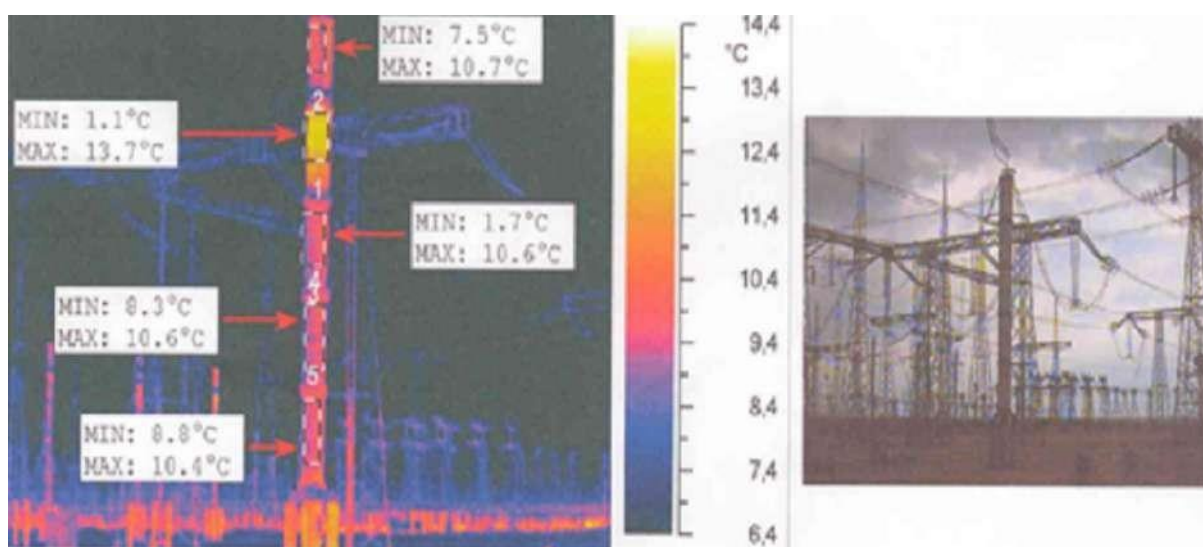


Рисунок 3.1. Результати термографічної зйомки розрядника РВМК – 750М

Після оброблення результатів термографічної зйомки розрядника РВМК – 750М було прийнято рішення про дострокове виведення із експлуатації для виконання подальших досліджень.

Результати досліджень подано у вигляді табл. 3.1, нормативні значення наведено відповідно до [4, 5].

Таблиця 3.1. Результати досліджень параметрів РВМК – 750М

Параметр	N_k , од	$I_{пр}$, мкА	Δt , °C
фактичне	12	326	12,6
нормоване	≤ 20	300	$\leq 2,0$

Використовуючи принципи нечіткого моделювання визначимо параметри залишкового ресурсу РВМК – 750М:

- кількість спрацювань $N_{спр} = 0,59$ відн.од.;
- струм провідності $I_{пр} = 0,95$ відн.од.;
- надлишкова температурна різниця $\Delta t_{ел} > 1,0$ відн.од.

Результати моделювання наведено на рис.3.2.

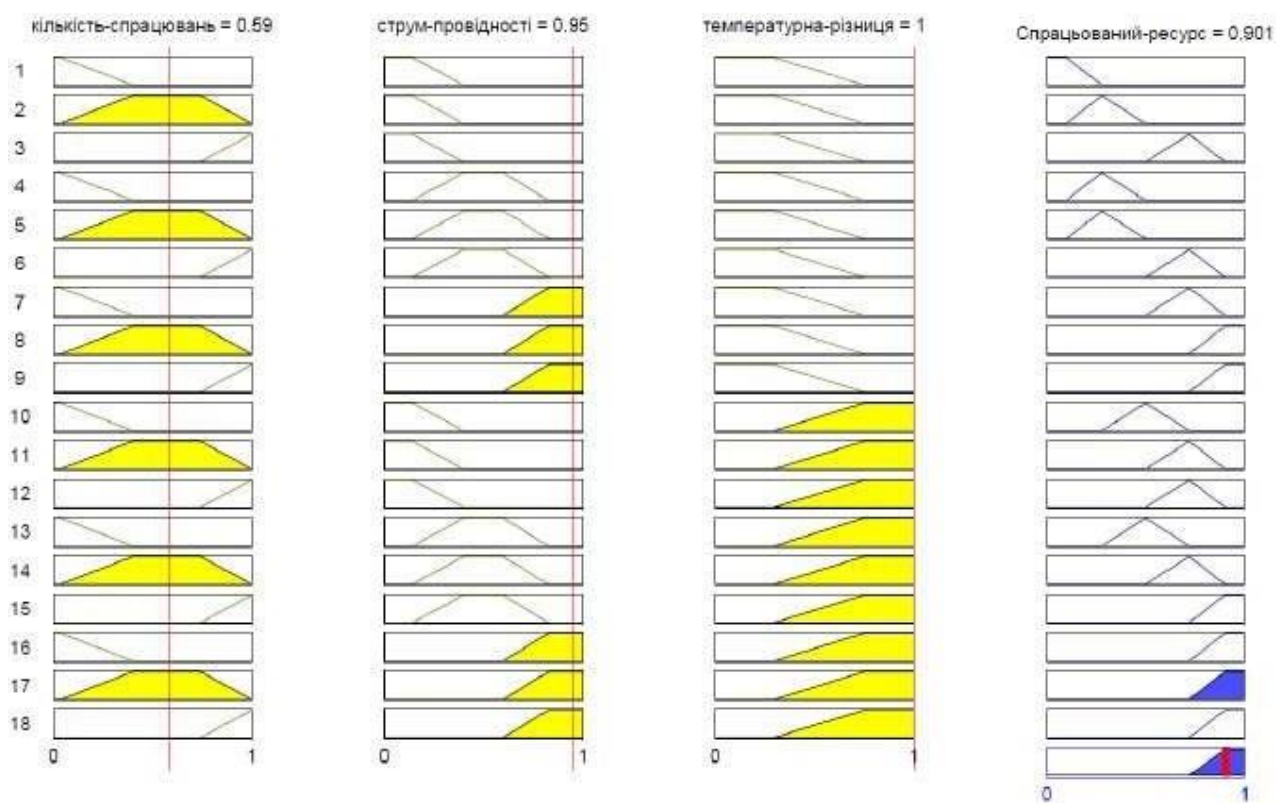


Рисунок 3.2. Результати моделювання ресурсу РВМК – 750М

Відповідно до рис. 3.2. загальний спрацьований ресурс розрядника визначаємо за:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(s) \cdot S_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(s)} = 0,901. \quad (3.1)$$

Для поєднання експертного методу зі статистичним використаємо функцію розподілу ймовірностей відмови $F(t)$ (рис.3.3), побудовану відповідно до набору даних щодо функціонування розрядника [46]. $F(t)$ інтегрує в собі весь комплекс параметрів, що впливають на надійність роботи захисних апаратів (експлуатаційний режим, кліматичні умови, місце розташування в схемі, людський фактор тощо), однак не може врахувати стан об'єкту на момент досліджень.

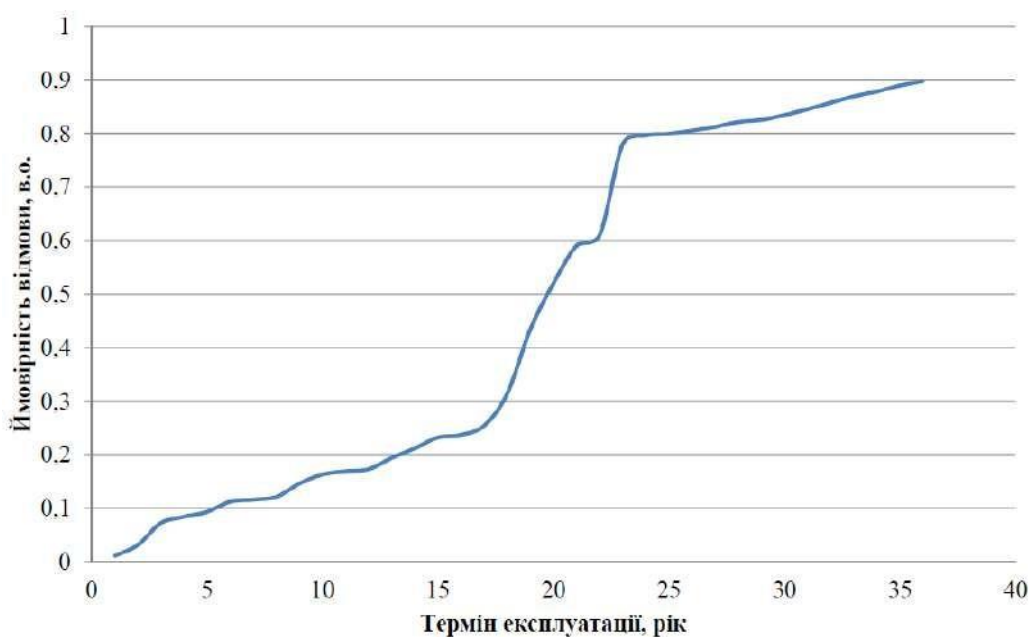


Рисунок 3.3. Функція розподілу $F(t)$

За даними функція розподілу $F(t)$ (рис. 3.3) обчислимо значення апріорної ймовірності відмови та роботи без відмов РВМК – 750М на часовому проміжку $\Delta t = 1$ рік (загальна тривалість експлуатації - 21 рік):

$$p(H_1) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)} = \frac{0,78 - 0,61}{1 - 0,61} = 0,436; \quad (3.2)$$

$$p(H_2) = 1 - p(H_1) = 0,564. \quad (3.3)$$

Результати, отримані у (3.2) та (3.3) ґрунтуються виключно на наборах статистичних даних щодо функціонування розрядника. В той час, як для конкретного

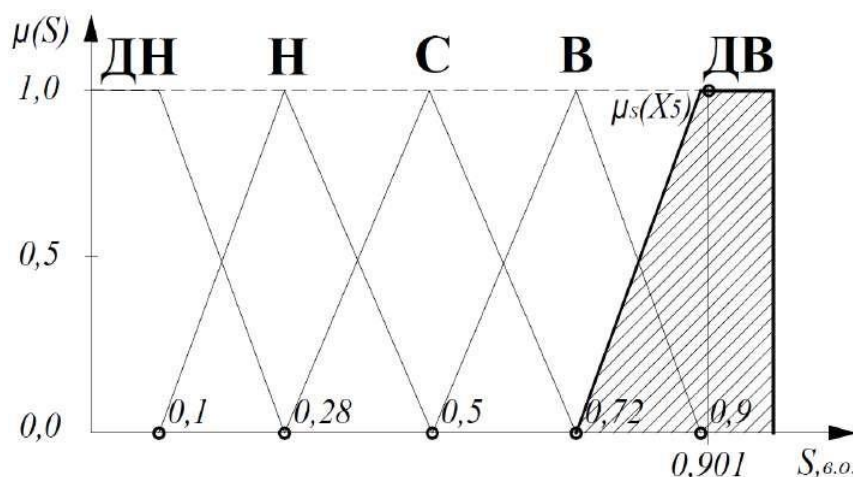


Рисунок 3.4 – Графічна інтерпретація $\mu_{ДВ}(S)$

Ці ймовірності базуються на узагальненій статистичній інформації про функціонування обладнання такого типу. Для конкретного РВМК – 750М, для якого виконують дослідження, необхідно враховувати фактичний стан.

Визначимо ступені належності $\mu(S)$ відповідно до вхідної множини $S = \{x_1; x_2; \dots x_5\}$:

$$\mu_{ДВ}(S) = \begin{cases} 1; & S > 0,9; \\ 1 - \frac{0,9 - S}{0,18}; & 0,72 \leq S \leq 0,9 \Rightarrow \mu_{ДВ}(S) = 1. \\ 0; & S < 0,72. \end{cases} \quad (3.4)$$

Графічне зображення $\mu_{ДВ}(S)$ - на рис. 3.4.

Ступені належності $\mu_p(Y_i)$ та $\mu_q(Y_i)$ вхідних множин $Y_p = \{y_{p1}; y_{p2}; y_{p3}; y_{p4}; y_{p5}\}$ та $Y_q = \{y_{q1}; y_{q2}; y_{q3}; y_{q4}; y_{q5}\}$ визначимо за допомогою бінарного відношення композиційного правила Заде.

Матриця "спрацьований ресурс – ймовірність відмови":

$$R_p = \begin{bmatrix} 0,91 & 0,541 & 0,123 & 0,094 & 0,105 \\ 0,326 & 0,897 & 0,652 & 0,036 & 0,018 \\ 0,024 & 0,115 & 0,886 & 0,031 & 0,044 \\ 0,022 & 0,036 & 0,151 & 0,821 & 0,109 \\ 0,06 & 0,04 & 0,012 & 0,08 & 0,835 \end{bmatrix}. \quad (3.5)$$

Матриця "спрацьований ресурс – ймовірність безвідмовної роботи":

$$R_q = \begin{bmatrix} 0,07 & 0,046 & 0,014 & 0,106 & 0,867 \\ 0,026 & 0,039 & 0,123 & 0,813 & 0,113 \\ 0,038 & 0,098 & 0,837 & 0,044 & 0,047 \\ 0,296 & 0,864 & 0,396 & 0,024 & 0,022 \\ 0,892 & 0,396 & 0,114 & 0,075 & 0,095 \end{bmatrix}. \quad (3.6)$$

Перемножуючи матриці знайдемо:

$$\begin{bmatrix} y_{p5} \\ y_{p4} \\ y_{p3} \\ y_{p2} \\ y_{p1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,91 & 0,541 & 0,123 & 0,094 & 0,105 \\ 0,326 & 0,897 & 0,652 & 0,036 & 0,018 \\ 0,024 & 0,115 & 0,886 & 0,031 & 0,044 \\ 0,022 & 0,036 & 0,151 & 0,821 & 0,109 \\ 0,06 & 0,04 & 0,012 & 0,08 & 0,835 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,91 \\ 0,326 \\ 0,024 \\ 0,022 \\ 0,06 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Графічну інтерпретацію подамо на рис. 3.5.

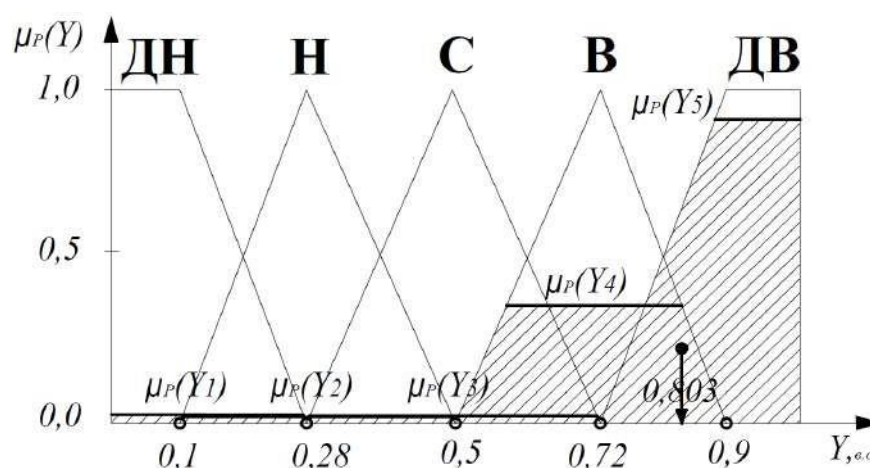


Рисунок 3.5. Ступені належності P_{pi} умовної ймовірності $p(B/H_1)$

$$\begin{bmatrix} y_{q5} \\ y_{q4} \\ y_{q3} \\ y_{q2} \\ y_{q1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,07 & 0,046 & 0,014 & 0,106 & 0,867 \\ 0,026 & 0,039 & 0,123 & 0,813 & 0,113 \\ 0,038 & 0,098 & 0,837 & 0,044 & 0,047 \\ 0,296 & 0,864 & 0,396 & 0,024 & 0,022 \\ 0,892 & 0,396 & 0,114 & 0,075 & 0,095 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,07 \\ 0,026 \\ 0,038 \\ 0,296 \\ 0,892 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Графічне зображення (3.8) подано на рис. 3.6.

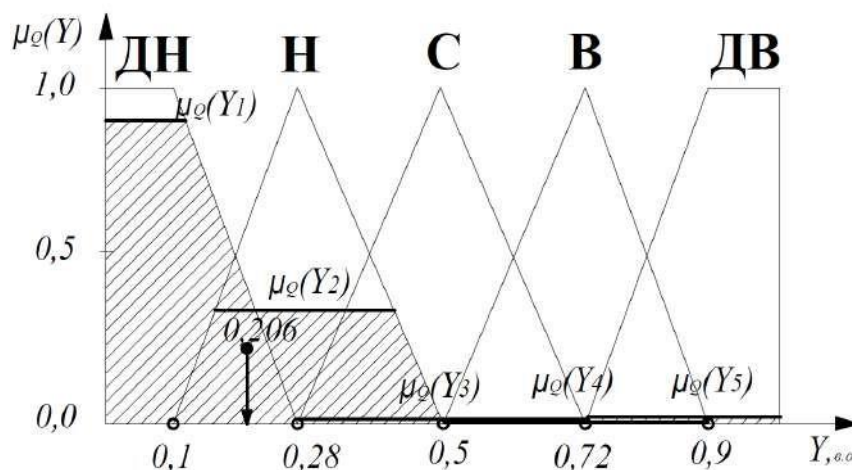


Рисунок 3.6. Ступені належності P_{qi} умовної ймовірності $p(B/H_2)$

Числові значення y_{po} та y_{qo} визначимо:

$$y_{po} = \frac{0,06 \cdot 0,1 + 0,022 \cdot 0,28 + 0,024 \cdot 0,5 + 0,326 \cdot 0,72 + 0,91 \cdot 0,9}{0,06 + 0,022 + 0,024 + 0,326 + 0,91} = 0,803 \quad (3.9)$$

$$y_{qo} = \frac{0,892 \cdot 0,1 + 0,296 \cdot 0,28 + 0,038 \cdot 0,5 + 0,026 \cdot 0,72 + 0,07 \cdot 0,9}{0,892 + 0,296 + 0,038 + 0,026 + 0,07} = 0,206. \quad (3.10)$$

Умовні значення $p(B/H_1)$ та $p(B/H_2)$ визначаємо:

$$y_{po} = P_p = p(B/H_1) = 0,803; \quad (3.11)$$

$$y_{qo} = P_q = p(B/H_2) = 0,206; \quad (3.12)$$

Відповідно до отриманих (3.2; 3.3; 3.11; 3.12) ймовірностей визначимо ймовірність відмови впродовж Δt :

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B/H_1)}{p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2)} = \frac{0,436 \cdot 0,803}{0,436 \cdot 0,803 + 0,564 \cdot 0,206} = 0,751 \quad (3.13)$$

3.2. Прогнозування ймовірності відмови комірки високовольтного вимикача

Для коректного прогнозування ймовірності відмови комірки з ВВ доцільно визначити ймовірність відмови кожної складової комірки окремо, впродовж одного року.

Дослідження виконано для комірки Л-229 ПС "Дніпро-Донбас" 330 кВ (рис.3.7). Наявна інформація щодо можливості аварійного дефекту ТрС ТФКН-330. Інформацію щодо дефекту отримано із використанням системи моніторингу «SAFE-T»

Розрахунки виконуємо, виходячи із даних контролю ВВ комірки Л-229 та запропонованими функціями належності кожної виокремленої складової комірки.

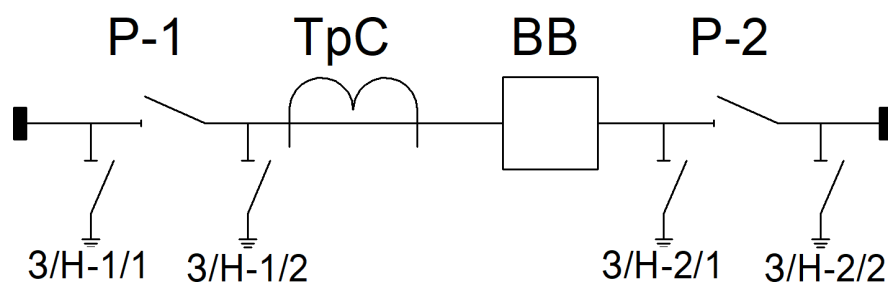


Рисунок 3.7. Схема комірки ВВ

Ймовірність настання подій разом:

$$Q\left(\sum_{i=1}^n A_i\right) = \sum_{i=1}^n Q(A_i) - \sum_{ij} Q(A_i A_j) + \sum_{ijk} Q(A_i A_j A_k) + \dots + (-1)^{n-1} \sum_n Q(A_1 A_2 A_n). \quad (3.14)$$

Ймовірність відмови всієї комірки з врахуванням n її складових елементів:

$$\begin{aligned} p\left(\sum_{i=1}^n (H_1/B)_i\right) &= \sum_i (H_1/B)_i - \dots - \sum_{ij} p((H_1/B)_i \cdot (H_1/B)_j) + \dots \\ &\dots + \sum_{ijk} p((H_1/B)_i \cdot (H_1/B)_j \cdot (H_1/B)_k) + \dots \\ &\dots + (-1)^{n-1} \sum_{ijk} p((H_1/B)_i \cdot (H_1/B)_2 \cdot (H_1/B)_n) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Ймовірність відмови комірки:

$$P(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right], \quad (3.16)$$

де $P(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи, відн.од.

t – тривалість роботи елемента, рік;

λ – середня інтенсивність відмов, рік⁻¹;

Ймовірність безвідмовної роботи:

$$Q(t) = 1 - P(t) \quad (3.17)$$

де $Q(t)$ – ймовірність відмови, відн.од.

3.3. Прогнозування ймовірності відмови елегазового вимикача

Результати досліджень режимних параметрів ВВ наведено в табл. 3.2.

Результати моделювання зображено на рис. 3.8.

Таблиця 3.2. Результати досліджень параметрів 3AP2 FI SIEMENS

Параметр	Кількість циклів ВКЛ-ВИМК	Кількість комутаційних операцій	Δt , °C	P_g
фактичне	1380	900	0	5,88
нормоване	6000	$n = f(I_{K3})$	≤ 50	5,0-6,0

Отже, числове значення отриманих показників:

- $R_{MEX} = 0,23$ відн.од;

- $R_{KOM} = 0,15$ відн.од;

- $P_g = 0,88$ відн.од;

- $\Delta t_{EL} = 0$ відн.од.

Відповідно до рис. 3.8. загальний спрацьований ресурс елегазового ВВ буде становити:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(s) \cdot S_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(s)} = 0,367. \quad (3.18)$$

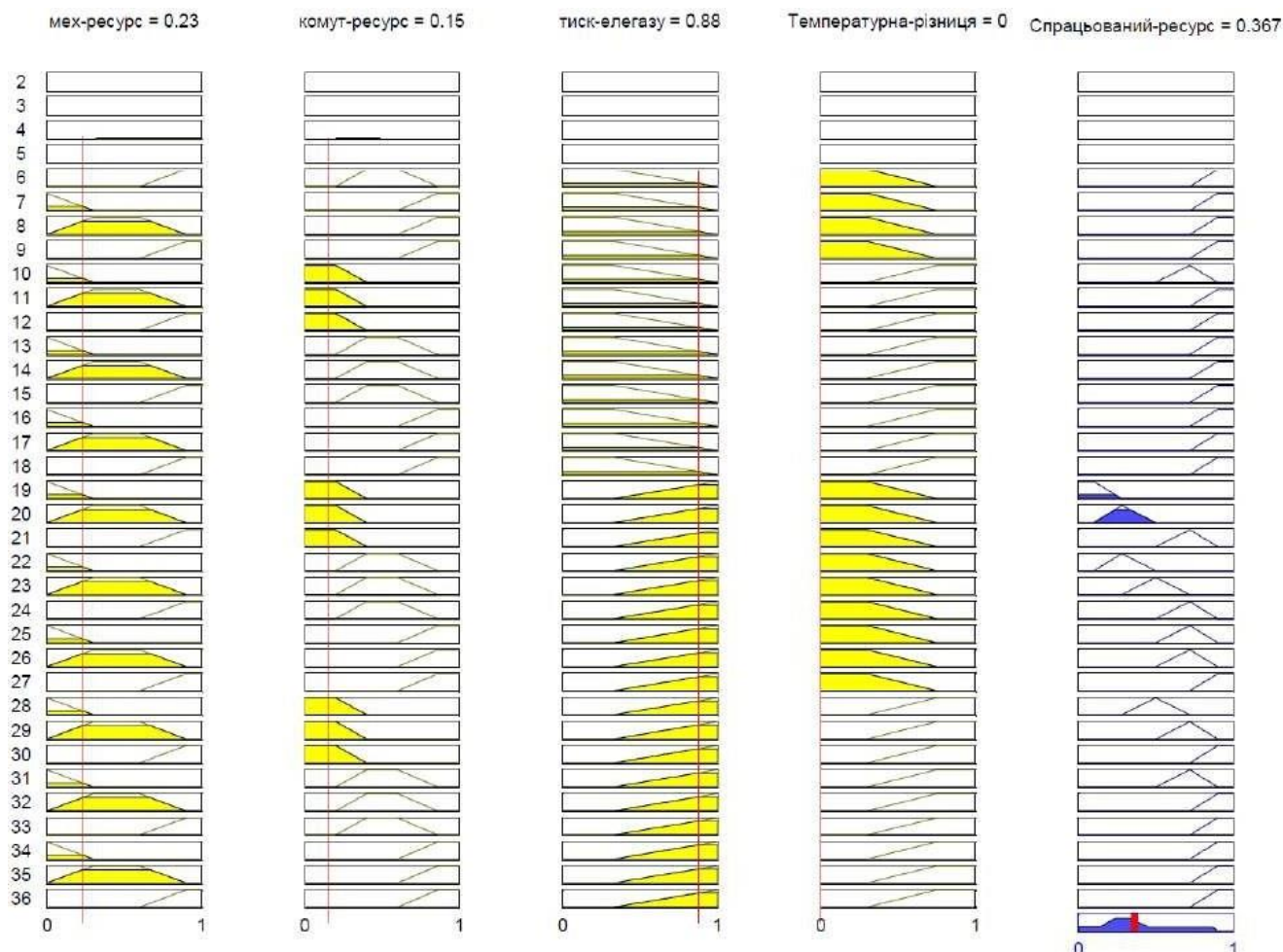


Рисунок 3.8 – Результати моделювання для ВВ ЗАР2 FI SIEMENS

3.4. Прогнозування ймовірності відмови трансформатора струму

Результати досліджень режимних параметрів ТрС наведено в табл. 3.3 та 3.4. Результати досліджень зображено на рис. 3.9 – 3.11.

Відповідно до даних табл.3.3:

- $I_{НБ} = 0,05$ відн. од;
- $\text{tg } \delta = 0,58$ відн. од;
- $\pm C_x = 0,06$ відн. од;

- $\Delta t_{BK} = 0,45$ відн. од.

Таблиця 3.3. Результати досліджень параметрів ТФКН- 330 (08.12.2021)

Параметр	$I_{HB}, \%$	$tg \delta, \%$	$\pm C_x, \%$	$\Delta t, ^\circ C$
фактичне	0,25	0,47	0,3	0,9
нормоване	≤ 5	$\leq 0,6$	≤ 5	$\leq 2,0$

Таблиця 3.4. Результати досліджень параметрів ТФКН- 330 (12.12.2021)

Параметр	$I_{HB}, \%$	$tg \delta, \%$	$\pm C_x, \%$	$\Delta t, ^\circ C$
фактичне	7,5	0,49	7,8	0,9
нормоване	≤ 5	$\leq 0,6$	≤ 5	$\leq 2,0$

Відповідно до даних табл.3.4:

- $I_{HB} = 1$ відн. од;
- $tg \delta = 0,61$ відн. од.
- $\pm C_x = 1$ відн. од;
- $\Delta t_{BK} = 0,45$ відн. од.

Кругова діаграма I_{HB} трифазної трансформаторної групи наведена на рис.

3.9. Значення $tg \delta, \%$ зведеного до $20^\circ C$ наведено на рис.3.10. Зміна C_x ТрС наведена на рис. 3.11.

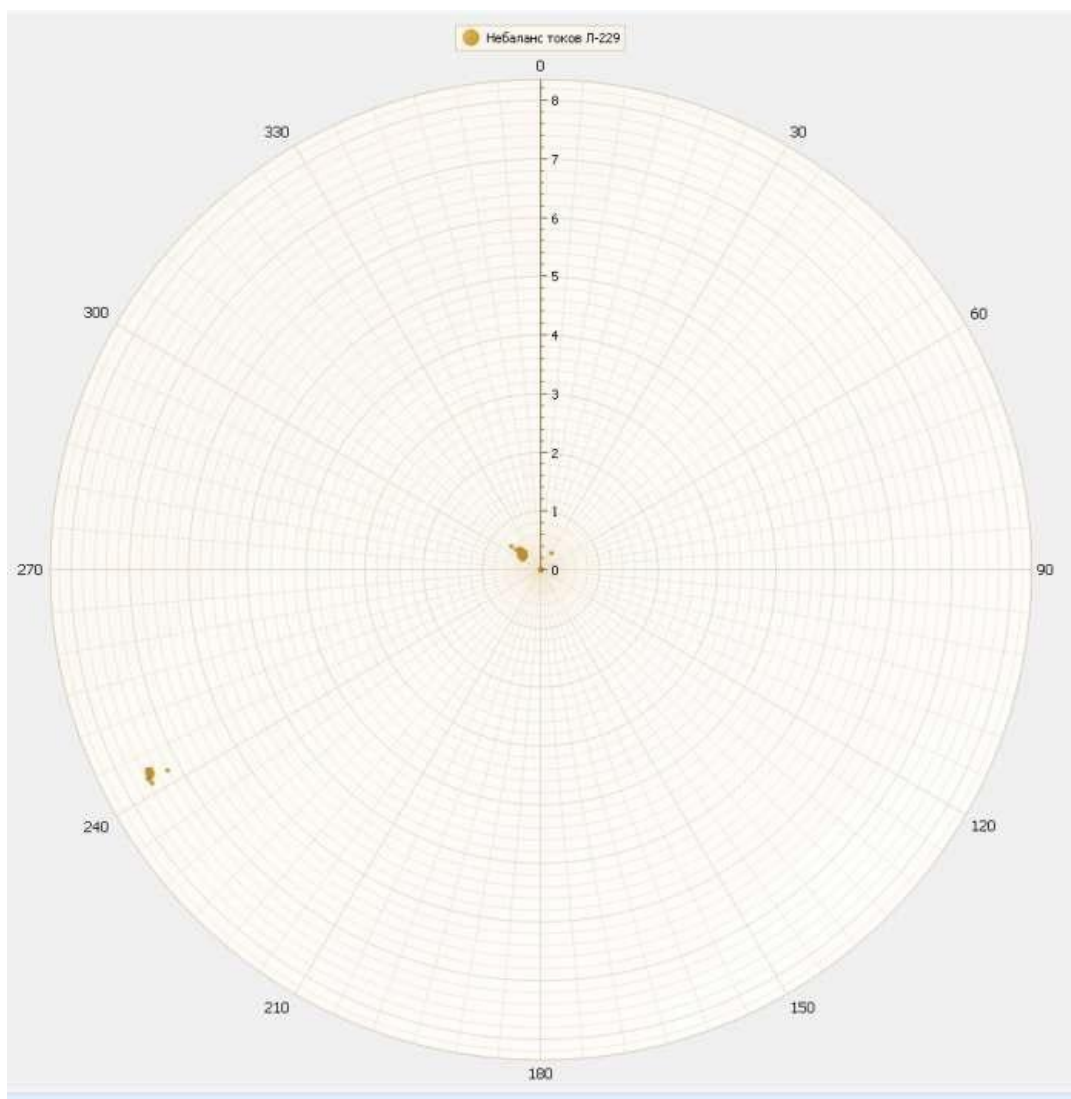


Рисунок 3.9. Кругова діаграма I_{NB}

Відповідно до рис. 3.12. загальний спрацьований ресурс ТрС на 08.12.2021 буде становити:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(s) \cdot S_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(s)} = 0,294 . \quad (3.19)$$

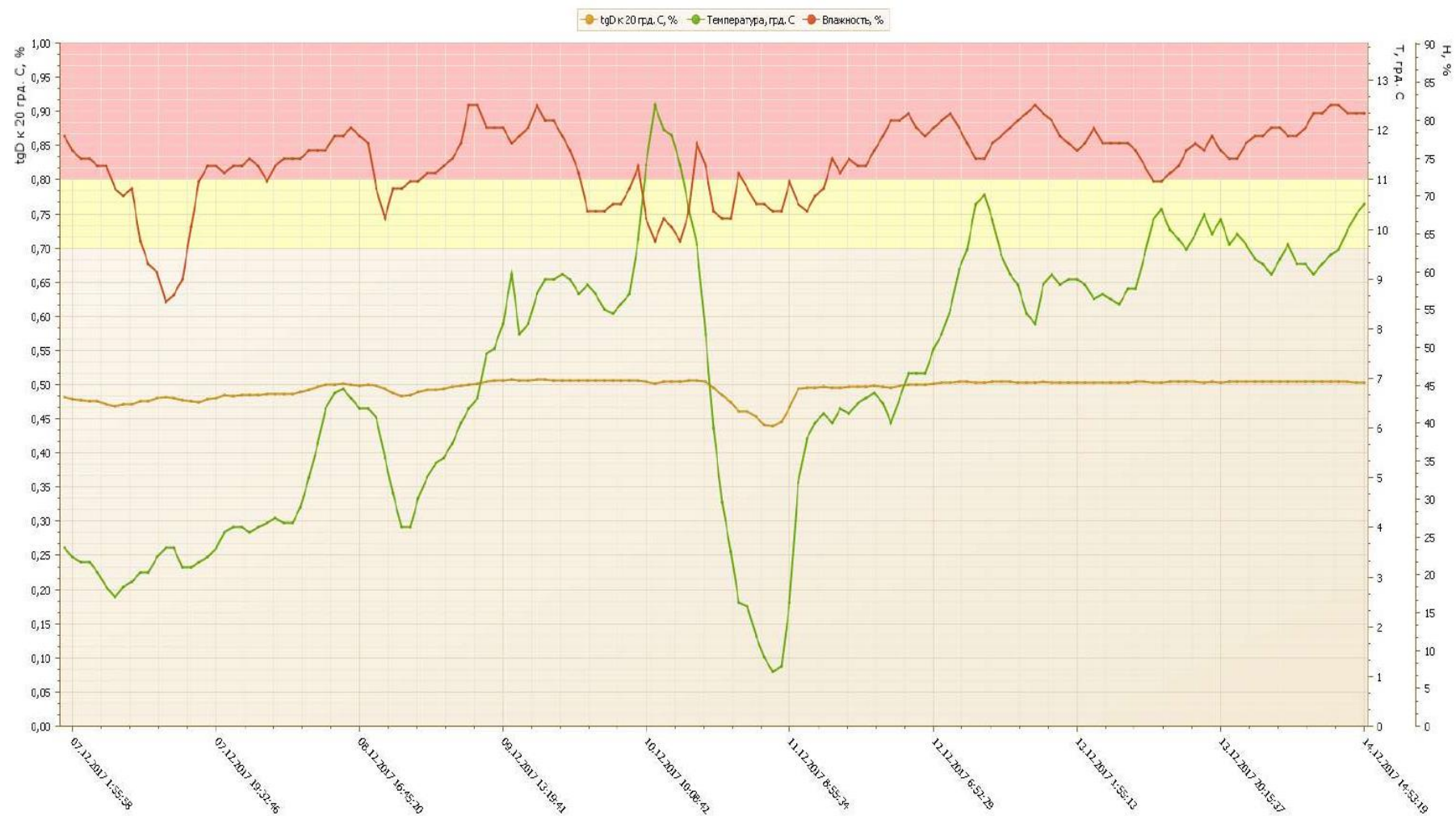
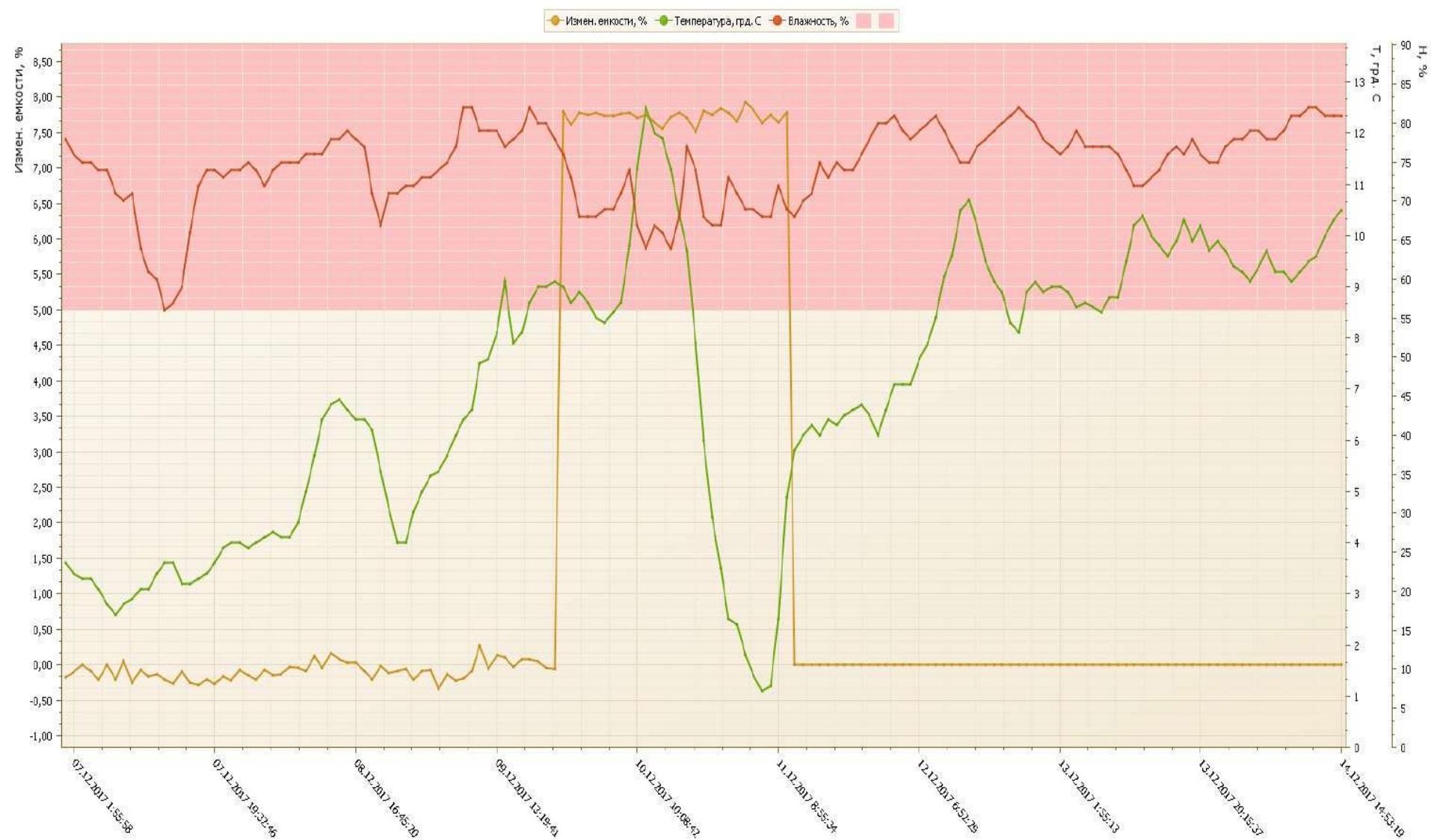


Рисунок 3.10. Значения $\text{tg } \delta$, %, зведеного до 20°C

Рисунок 3.11. Зміна C_x ТрС

Результати моделювання наведено на рис. 3.12–3.13.

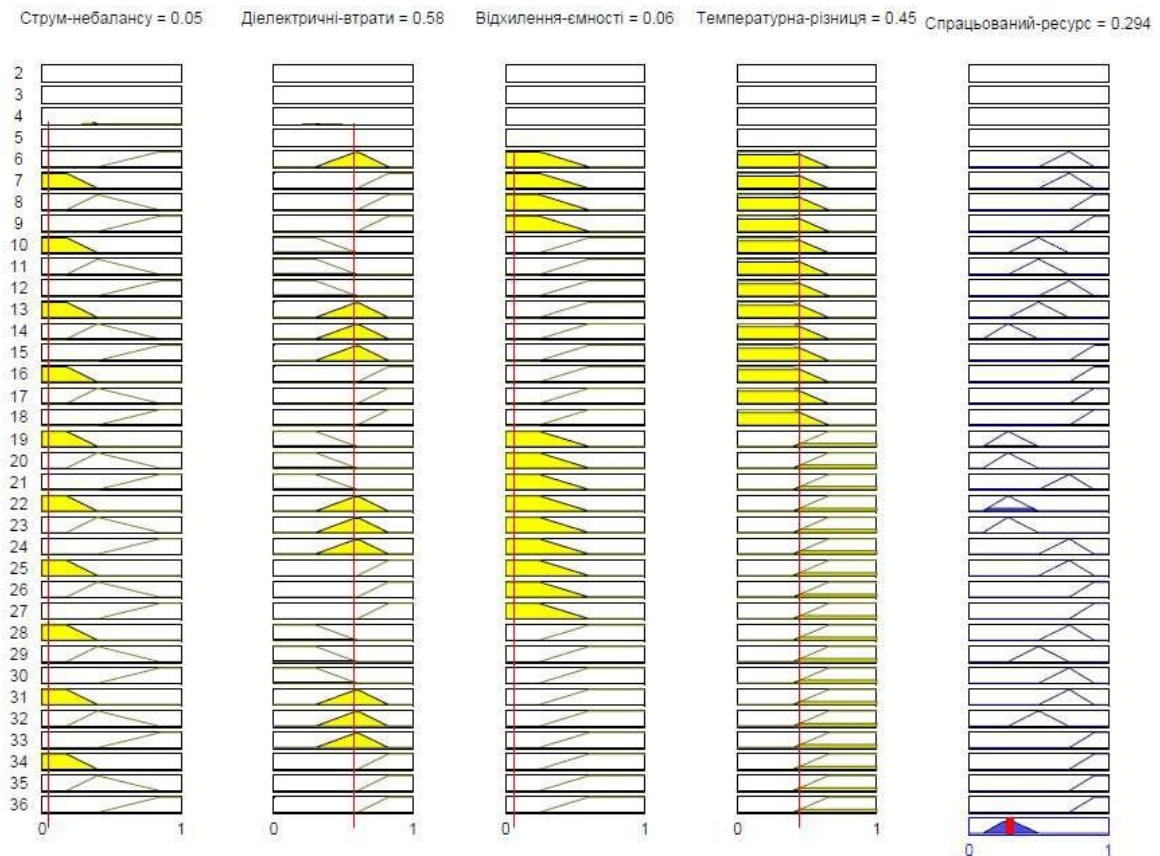


Рисунок 3.12. Змодельований спрацьований ресурс ТрС на 08.12.2021

Відповідно до рис. 3.12. загальний спрацьований ресурс ТрС на 12.12.2021 буде становити:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(s) \cdot S_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(s)} = 0,895. \quad (3.20)$$

Виконане дослідження підтвердило ефективність застосування запропонованої моделі для оцінювання технічного стану ТрС, виявивши зростання спрацьованого ресурсу. Результати моделювання підтверджено фактично шляхом тепловізійного обстеження відповідної комірки.

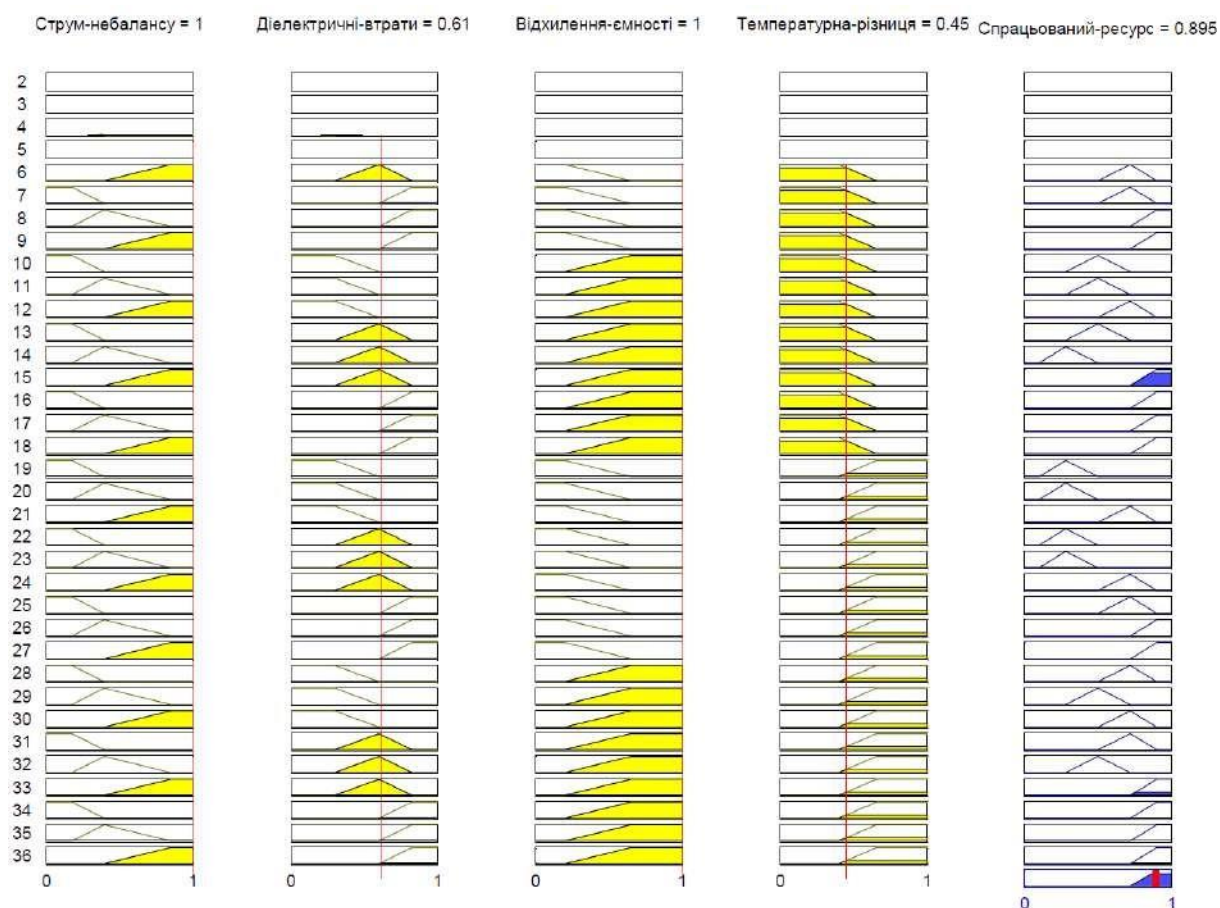


Рисунок 3.13. Змодельований спрацьований ресурс TrC на 12.12.2021

3.4. Прогнозування ймовірності відмови роз'єднувачів

Результати досліджень роз'єднувачів наведено в табл. 3.5. Результати моделювання зображено на рис. 3.9.

Таблиця 3.5. Результати досліджень параметрів роз'єднувачів

Параметр	Кількість механічних циклів	Δt , °C
	РНДЗ-330 Б/3150МУХЛ1	
фактичне	176	0
нормоване	1000	≤ 30
фактичне	РНДЗ-330 Б/3150МУХЛ1	
	124	0
	1000	≤ 30

Відповідно до даних табл.3.5:

- РНДЗ-330 Б/3150МУХЛ1 - $R_{MEX} = 0,193$ відн.од.;

- РНДЗ-330 Б/3150МУХЛ1 $R_{MEX} = 0,0994$ відн.од.;

- $\Delta t = 0$ відн.од.

Результати моделювання наведено на рис. 3.14 - 3.15.

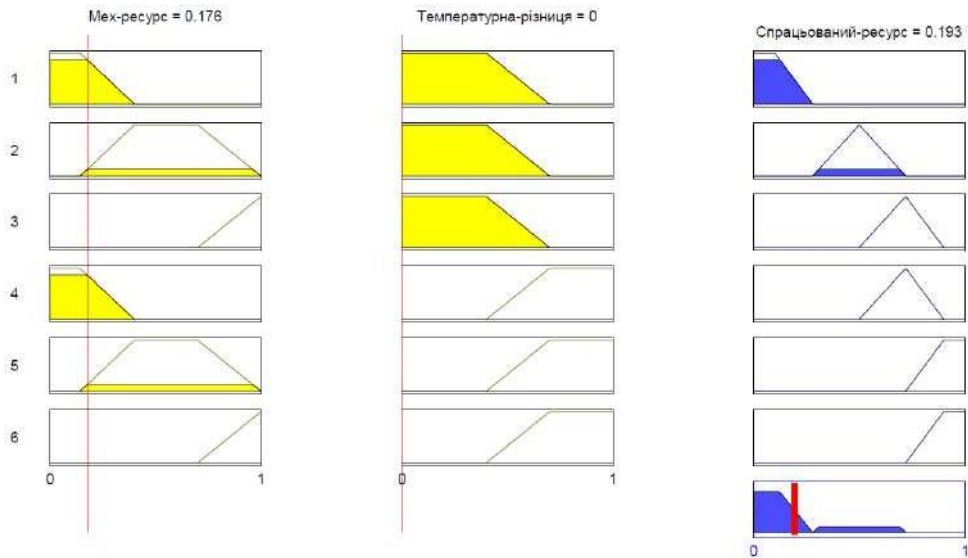


Рисунок 3.14. Спрацьований ресурс РНДЗ-330 Б/3150 МУХЛ1

Відповідно до рис. 3.14. загальний спрацьований ресурс роз'єднувача буде становити:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(s) \cdot S_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(s)} = 0,193. \quad (3.21)$$

Відповідно до рис. 3.15. загальний спрацьований ресурс роз'єднувача буде становити:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(s) \cdot S_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(s)} = 0,094. \quad (3.22)$$

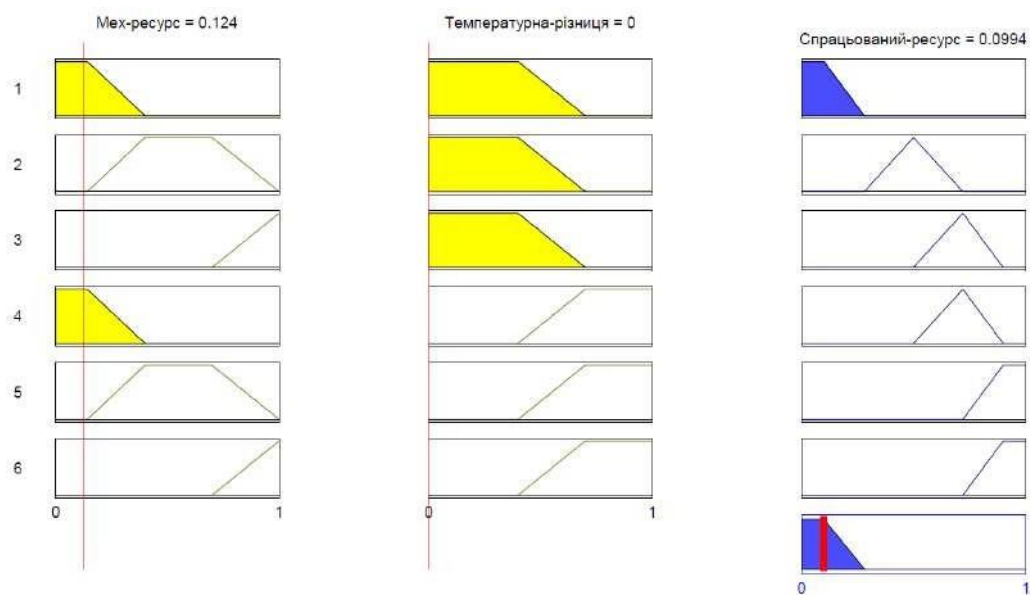


Рисунок 3.15. Спрацьований ресурс РНДЗ-330 Б/3150 МУХЛІ

Розрахована ймовірність відмови TrC наведена на рис. 3.16.

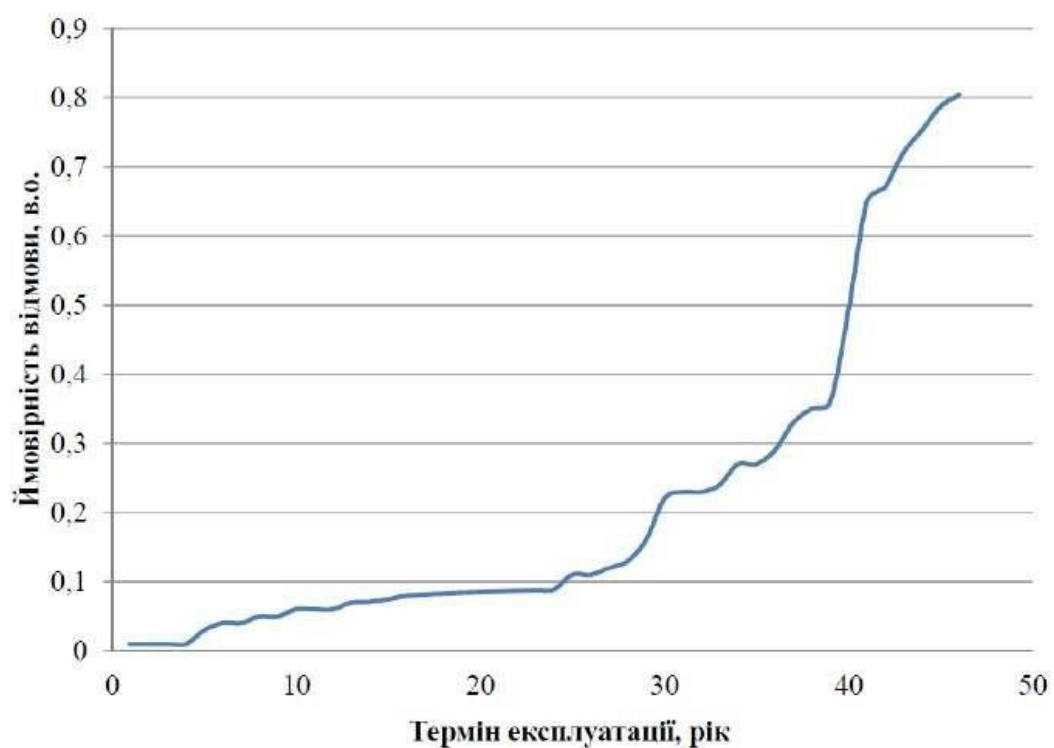


Рисунок 3.16. Розподілу ймовірності відмови ТФКН-330

Функція ймовірності безперебійної роботи наведено на рис.3.17.

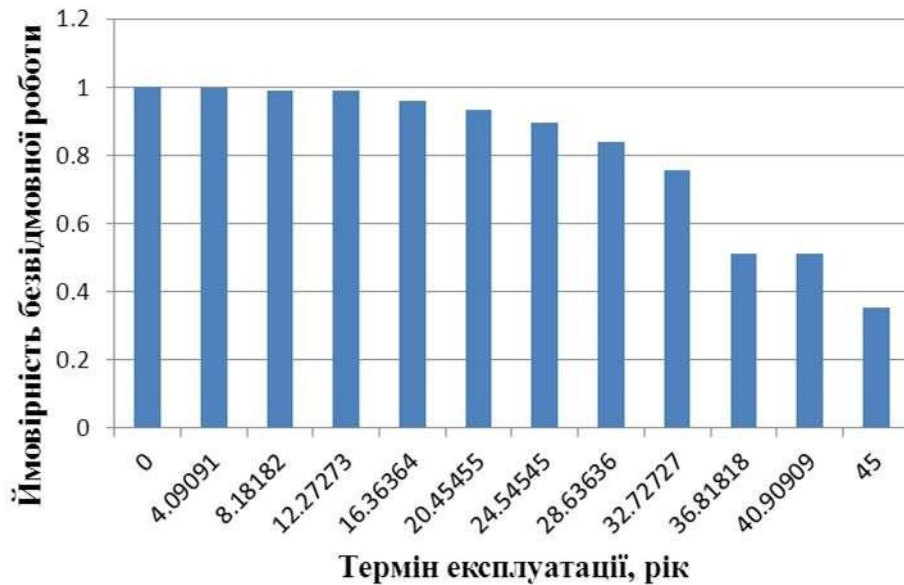


Рисунок 3.17. Функція ймовірності безперебійної роботи ТФКН

Результати моделювання ймовірностей відмови комірки ВВ подано у табл. 3.12

Таблиця 3.12. Результати моделювання для комірки ВВ

Роз'єднувач №1	0,005
Роз'єднувач №2	0,0048
Трансформатор струму	0,921
Вимикач	0,107
Комірка	0,934

Отже, очевидно (див.табл.3.12), що найбільший вплив на ймовірність відмови комірки чинить ТрС (ймовірність відмови 0,921).

Висновки до розділу 3.

1. Удосконалено методику прогнозування залишкового ресурсу відповідального обладнання розподільчих пристроїв.

2. Визначено залишковий ресурс комірок із обладнанням із використанням експертно-статистичного підходу, значний ресурс спрацювання підтверджено як розрахункова, так і за результатами експериментів.

3. Аналізування методів розрахунку залишкового ресурсу показали вищу точність використання моделей на основі нечіткої логіки (до 20%), шляхом введення великої кількості додаткових параметрів різної природи.

РОЗДІЛ 4. МАТРИЧНО-ТОПОЛОГІЧНЕ ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКІВ ПОРУШЕННЯ РОБОТИ ОБЛАДНАННЯ

4.1. Опис методики матрично-топологічного методу

Розрахунки мережі були виконані матричним методом [14, 18], оскільки до її складу належить значна кількість електротехнічного обладнання. Основний підхід методу – це зображення електричної мережі із використанням матриць. Це дозволяє значно спростити процес моделювання РП будь-якої, навіть найрозгалуженішої конфігурації з наявністю значної кількості елементів.

Матрична інтерпретація електричної мережі наведена на рис.4.1. На рис.4.1. цифра "0" – це непрацездатний стан елемента, "1" – наявність електричного зв'язку, "2" – працездатний стан.

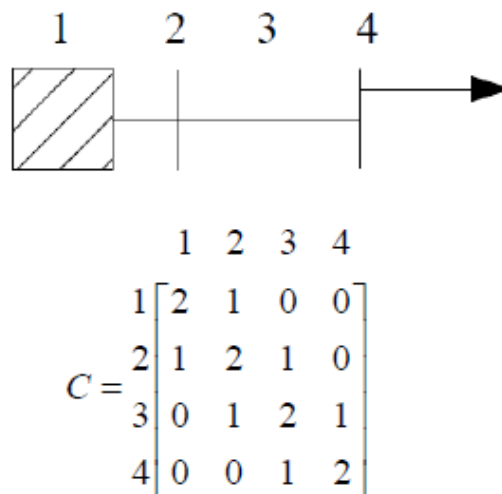


Рисунок 4.1. Матрична інтерпретація електричної мережі:

1-4 – елементи мережі; C – топологічна матриця

Відповідно до [36] під час моделювання буде враховувати наступні особливості:

- моделювання відмов силових об'єктів РП з використанням правил надійності;
- безпосереднє врахування режимів роботи мережі;

- облік та контроль кількості відмов ВВ та засобів захисту у показниках надійності РП, ЛЕП, трансформаторів тощо;
- контроль основних показників надійності елементів;
- визначення розміру умовного недовідпуску ЕЕ.

Застосування матричного методу дозволить виконати оцінку фактичного стану електричної мережі, з врахуванням:

- працездатності кожного окремого елемента;
- електричних зв'язків окремих складових мережі;
- можливість зміни конфігурації мережі з точки зору оптимізації.

Згідно з принципами [36], за критерієм надійності $n-1$, будуємо матрицю станів окремих складових електроустановки, що й дозволить оцінити ризики порушення роботи РП в цілому (рис.4.2.)

	1	2	3	4
1	1	1	1	1
2	0	1	1	1
3	1	0	1	1
4	1	1	0	1
5	1	1	1	0

Рисунок 4.2. Матриця станів окремих складових мережі

Матриця на рис.4.2. будується за топологічною конфігурацією електричної мережі. Тут стовпці - характеризують стан елемента, а рядки – допомагають врахувати топологію мережі.

Для електричної схеми (рис.4.1.), що містить чотири елементи за $n-1$ є п'ять можливих станів. Відповідна матриця, що сформована за принципом поодиноких відмов та із врахуванням конфігураційних зв'язків, зображена на рис. 4.3.

Запропонована методика регламентує розміщення "0" – у разі пошкодження елемента та оцінюється стан всіх інших складових мережі за таких умов, "1" – це працездатний елемент.

	1	2	3	4
1	1	1	1	1
2	0	0	0	0
3	1	0	0	0
4	1	1	0	0
5	1	1	1	0

Рисунок 4.3. Матриця станів окремих складових мережі за відмови одного

Обов'язковим є додатковий опис, наприклад, для схеми на рис.4.1:

- у випадку одностороннього живлення за відмови елемента №1 – всі інші елементи мережі не спрацюють;
- у випадку відмови елемента № 2 (система шин) – не спрацюють елементи №3 та №4;
- у разі відмови елемента №3 (лінія зв'язку) – не спрацює елемент №4.

Тобто, у разі електричної мережі (див. рис.4.1) у випадку відмовлення будь-якого елемента відбудеться знеструмлення кінцевих споживачів.

4.2. Розрахунок ймовірних ризиків

Вочевидь, працездатність будь-якого елемента залежить від його технічного стану. Однак, у мережах складної топології із наявністю складних зв'язків працездатність РП залежить від технічного стану елементів вищих рівнів.

Необхідно зазначити, що під визначенням "непрацездатний стан" розуміємо не лише фактичне пошкодження елемента фізично, а й будь-яке перевищення значень нормованих параметрів, зокрема: варіювання стану газового середовища, теплового стану тощо.

До особливостей моделі оцінювання стану РП належать:

- оцінення стану електричних елементів складових мережі;
- відповідно до технічного стану елементів визначення ймовірності відмов;
- зображення структурної схеми мережі у матричному вигляді;
- визначення ризику відмов усього РП в залежності від його елементів;
- визначення терміну відновлення роботи РП.

У топологічній матриці (рис.3.1) елемент № 2 замінимо на дані щодо ймовірності його відмови, тобто:

$$C_P = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} p(H_1/B)_i & 1 & 0 & 0 \\ 1 & p(H_1/B)_i & 1 & 0 \\ 0 & 1 & p(H_1/B)_i & 1 \\ 0 & 0 & 1 & p(H_1/B)_i \end{bmatrix} \end{matrix},$$

Виходячи із топологічної матриці будуємо матрицю відновлень:

$$C_B = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} t_s & 1 & 0 & 0 \\ 1 & t_s & 1 & 0 \\ 0 & 1 & t_s & 1 \\ 0 & 0 & 1 & t_s \end{bmatrix} \end{matrix},$$

де t_B – тривалість відновлення об'єкта.

Оцінювання працездатності окремих з врахуванням технічного стану всіх інших елементів мережі та їх впливу на загальний стан РП будуємо ймовірнісно-топологічну матрицю (рис. 4.4).

	1	2	3	4
1	1	1	1	1
2	$p(H_1/B)_1$	$p(H_1/B)_1$	$p(H_1/B)_1$	$p(H_1/B)_1$
3	1	$p(H_1/B)_2$	$p(H_1/B)_2$	$p(H_1/B)_2$
4	1	1	$p(H_1/B)_3$	$p(H_1/B)_3$
5	1	1	1	$p(H_1/B)_4$

Рисунок 4.4. Матриця станів складових мережі за відмови інших елементів

Відповідно до [36] у діагональні стовпці матриці замість "0"-го значення відмови елементи розміщуємо ймовірність відмови $p(H_1/B)$, що дозволить оцінити працездатність всіх інших елементів відповідно до конфігурації мережі.

Відповідно до матриці (рис.4.4) створюємо матрицю тривалості відновлювальних робіт, де замість ймовірностей відмови заносимо тривалість відновлювальних робіт відповідно (рис.4.5). В загальному випадку тривалість відновлювальних робіт визначають із нормативної чи довідкової літератури.

	1	2	3	4
1	1	1	1	1
2	$t_{г1}$	$t_{г1}$	$t_{г1}$	$t_{г1}$
3	1	$t_{г2}$	$t_{г2}$	$t_{г2}$
4	1	1	$t_{г3}$	$t_{г3}$
5	1	1	1	$t_{г4}$

Рисунок 4.4. Матриця тривалості відновлення працездатності

Алгоритм полягає у визначення надійності мережі шляхом створення ряду топологічних матриць, які відображають усі поелементні зв'язки.

4.3. Розрахунок ризиків відмов електричного обладнання розподільчих мереж

Виконаємо розрахунок ризиків відмов електричного обладнання ВРП-750 з використанням ймовірно-топологічного методу.

Даний метод дозволяє визначати ймовірність відмови як окремих елементів схеми, так і схеми в цілому із врахуванням конфігураційних особливостей та електричного зв'язку елементів.

Методика також дозволяє, отримавши інформацію щодо місця відімкнення, визначити ймовірність працездатності РП функцій транзиту або можливість забезпечення електропостачанням споживачів нижчої напруги.

Відповідно до розрахунків (див. табл. 4.1) визначено ймовірність відмови:

- розрядника – 0,752 відн. од., тобто 75,2 %;
- елегазового ВВ В-1 - 0,094 відн. од., тобто 9,4 %;
- елегазового ВВ В-2 - 0,102 відн. од., тобто 10,2 %;
- елегазового ВВ В-2 - 0,063 відн. од., тобто 6,3 %;
- елегазового ВВ В-2 - 0,085 відн. од., тобто 8,5 %;

Схема на рис. 4.5 складається із двох енергосистем – нижчої та вищої напруг (елемент № 2 та № 1), елемент № 3 - комірка з автотрансформатором,

елемент № 4-5 – систему шин та елемент № 6-9 – комірки ВВ.

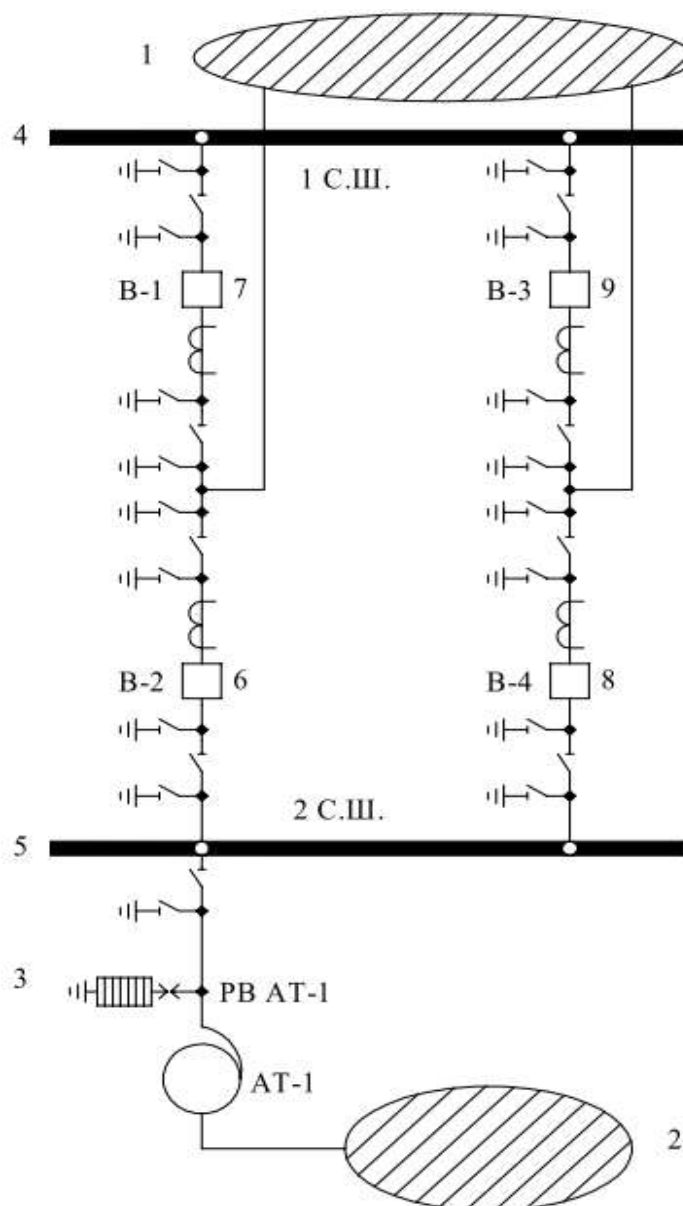


Рисунок 4.5. Однолінійна схема РП

Таблиця 4.1 – Ймовірність відмови обладнання комірок

Автотрансформатора з розрядником	Елегазового ВВ В-1	Елегазового ВВ В-2	Елегазового ВВ В-3	Елегазового ВВ В-4
0,752	0,094	0,102	0,063	0,085

Відповідно до однолінійної схеми РП (рис. 4.5) будуємо матрицю станів із врахуванням конфігураційних особливостей мережі:

$$C = \begin{pmatrix} 2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 2 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 2 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 2 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

Виходячи із матриці (4.1) для однолінійної схеми з дев'ятьма елементами рис. 4.5. виконуємо розрахунки.

Оскільки мережа належить до складнозамкнених, аналізуванню потребують всі елементи, бо вони впливають на працездатність один одного.

Для кожної схеми будують свої матриці, вони не є уніфікованими і кожного разу вимагають введення нових елементів у разі зміни топології мережі.

Для схеми РП–750 кВ (рис. 4.5) проаналізувавши побудовану матрицю (4.1):

- у разі відмови елемента №1 відбудеться відмова всього РП;
- відмова елемента №3 призведе до унеможливлення перетоку потужності через комірки ВВ та елемента № 5;
- пошкодження елементів № 6-9 призведе до відімкнення елементів №4-5, які вони живлять;
- відмова елементів № 4-5 обумовить припинення перетоків потужностей через елементи № 6-9, що приєднані до них.

За критерієм надійності $n-1$ складаємо матрицю (4.2), вона відображає стан працездатності або непрацездатності елементів з врахуванням усіх особливостей мережі:

$$C_1 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Відповідно до (4.2) будуємо ймовірнісно-топологічну матрицю станів:

$$C_3 = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} & 1,00 \cdot E^{-12} \\ 0 & 1,00 \cdot E^{-12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,751 & 0,751 & 0 & 0,751 & 0,751 & 0 & 0,751 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,01 & 0 & 0 & 0,01 & 0 & 0,01 \\ 0 & 0,01 & 0,01 & 0 & 0,01 & 0,01 & 0 & 0,01 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,01 & 0,01 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,093 & 0 & 0 & 0,093 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,086 & 0 & 0 & 0,086 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,086 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,086 \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

Виходячи із (4.2) та (4.3) створюємо матрицю тривалості відновлення роботи РП:

$$C_3 = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 \\ 0 & 0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 32 & 32 & 0 & 6 & 6 & 0 & 6 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 6 & 0 & 0 & 6 & 0 & 6 \\ 0 & 6 & 6 & 0 & 6 & 6 & 0 & 6 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 6 & 125 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 125 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 6 & 0 & 0 & 125 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 125 \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

Зрозуміло, що тривалість відновлення корелює з типом пошкодження,

безпосередньо типом пошкодженого елемента та його розташування в схемі.

Здебільшого, значення тривалості відновлення працездатності обирають за типовим обладнанням із нормативно-довідкової літератури, рідше – виробники вказують у паспортних даних.

Побудуємо ризики порушення роботи РП із використанням гістограмного типу діаграм, результати - на рис. 4.6 – 4.7.

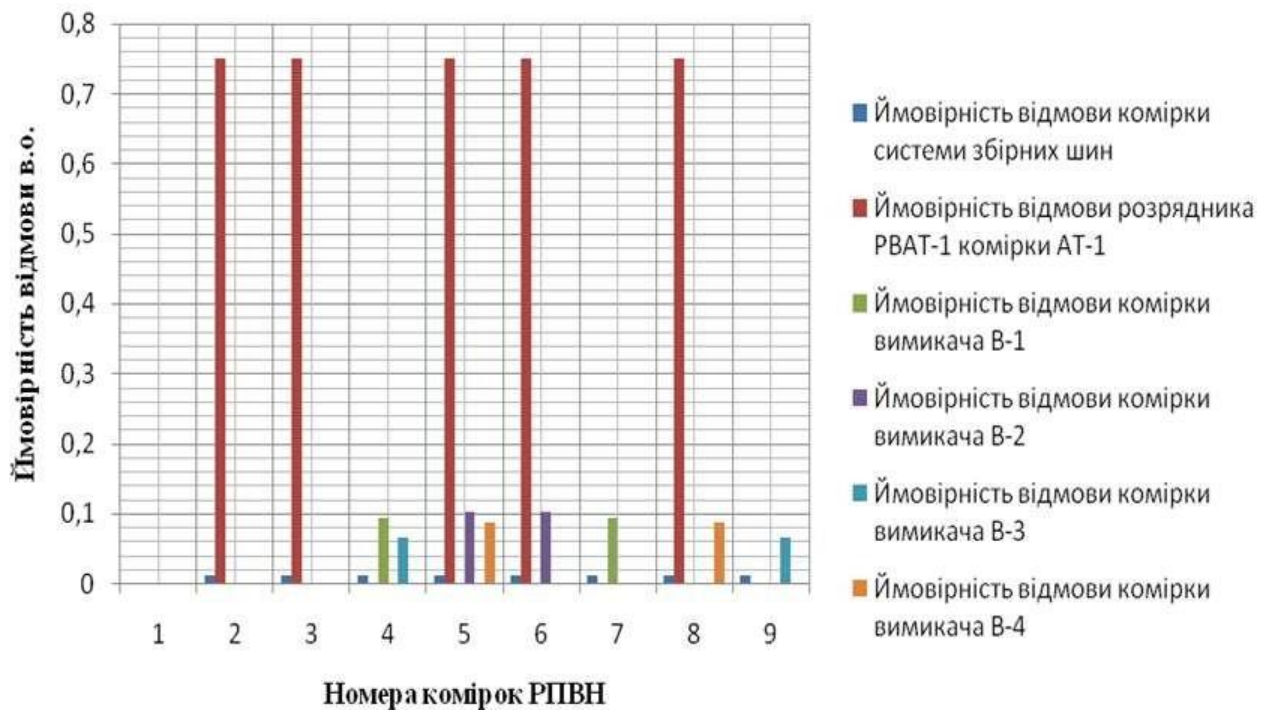


Рисунок 4.6. Ризики порушення роботи обладнання РП

Отож, розрахунок показав найбільшу ймовірність відмови розрядника – 75,2 %, в свою чергу тривалість відновлення працездатності корелюватиме із наслідками, що спричинила аварія.

В той же час, у разі наявності сумісного пошкодження власне автотрансформатора тривалість робіт із відновлення електропостачання становитиме 495 годин [48].

У разі ураження лише розрядника – всього лише 32 години, тобто трохи менше двох діб [48].

Якщо така відмова обладнання обумовить втрату зв'язку з елементом № 2, аварійного простою елемента № 5 та елементів № 6 та № 8. В цей час ВРП-750 кВ зможе продовжити роботу у режимі транзиту.

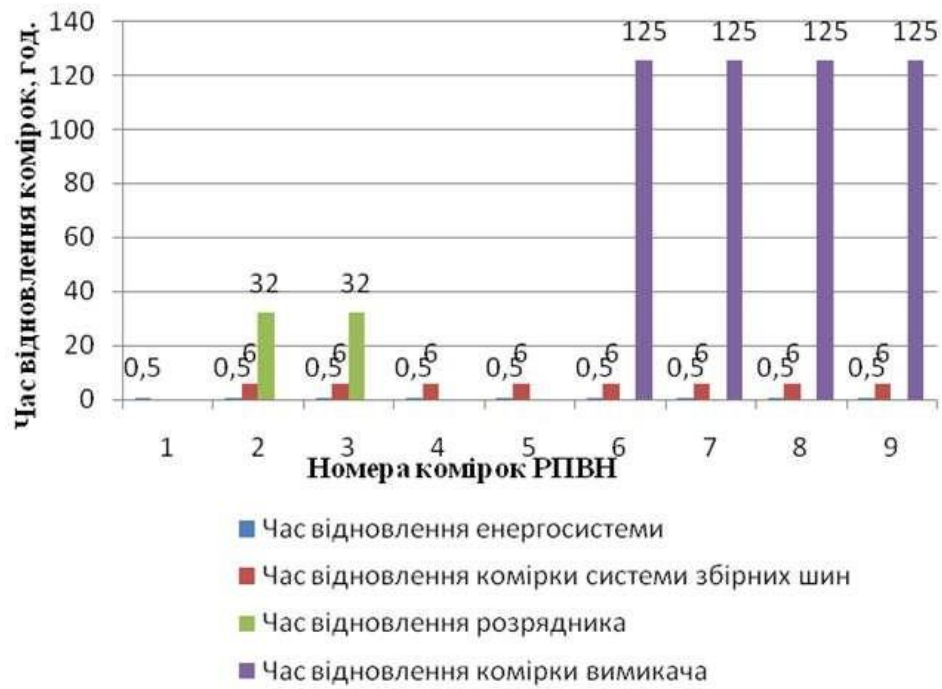


Рисунок 4.7. Тривалість відновлювальних робіт обладнання РП

Відповідно до даних [6-10] розмір збитків за аварій та пошкоджень у ВРП-750 кВ складає $V_p = 252000$ грн, розмір фінансових збитків на період відновлення - $V_w = 180000$ та $V_t = 160000$ грн.

Розрахуємо ризики відмов комірок елегазових ВВ:

$$Z_{\Sigma EB} = \begin{bmatrix} P_{PB1} & P_{WB1} & P_{TB1} \\ P_{PB2} & P_{WB2} & P_{TB2} \\ P_{PB3} & P_{WB3} & P_{TB3} \\ P_{PB4} & P_{WB4} & P_{TB4} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p \\ V_w \\ V_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 54300 \\ 59112 \\ 37001 \\ 50678 \end{bmatrix}$$

Для розрядника:

$$Z_{\Sigma PB} = \begin{bmatrix} P_{PPB} & P_{WPB} & P_{TPB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p \\ V_w \\ V_t \end{bmatrix} = [445786]$$

Загальний:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\Sigma EB} + Z_{\Sigma PB} = 646976 \text{ грн.}$$

Отже, наступного року у бюджеті енергетичного підприємства доцільно передбачити 646 976 грн на швидке усунення аварій РП.

Висновки до розділу 4.

1. Удосконалено методику прогнозування залишкового ресурсу відповідального обладнання розподільчих пристроїв.
2. Визначено залишковий ресурс комірок із обладнанням із використанням експертно-статистичного підходу, значний ресурс спрацювання підтверджено як розрахункова, так і за результатами експериментів.
3. Аналізування методів розрахунку залишкового ресурсу показали вищу точність використання моделей на основі нечіткої логіки (до 20%), шляхом введення великої кількості додаткових параметрів різної природи.

ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота присвячена виявленню шляхів підвищення рівня ефективності режимів роботи електротехнічного обладнання розподільчих мереж за рахунок прогнозування його залишкового ресурсу:

1. Дослідження технологічних порушень ОЕС України підтвердило, що основні ризики, пов'язані з технічним станом електричного обладнання характерні пристроям розподільчих мереж. Визначено основні причини пошкоджень обладнання та факторів, що впливають на них, наведено динаміка світових техногенних катастроф.

3. Аналіз наукової літератури щодо визначення залишкового ресурсу електричного обладнання, в яких досліджено переважна більшість аспектів даної проблеми, показало недостатність вирішення питання простих та дієвих методик оцінювання залишкового ресурсу високовольтного електрообладнання, особливо в умовах неповноти або відсутності даних функціонування обладнання.

4. Виявлення та обґрунтування номенклатури відповідального обладнання РП дозволило скоригувати перелік обладнання для першочергового прогнозування його залишкового ресурсу, що значно зменшило фінансові та часові витрати. Досліджено можливості зменшення кількості профілактичних випробувань шляхом встановлення систем моніторингу та безперервного контролю технічного стану обладнання.

5. Досліджено та систематизовано перелік факторів, що впливають на технічний стан обладнання, що дозволило зменшити коло досліджуваних об'єктів.

6. Запропоновано підхід до визначення технічного стану обладнання з використанням нечітких математичних моделей, що дозволять врахувати різну природу впливових факторів.

7. Удосконалено методику прогнозування залишкового ресурсу відповідального обладнання розподільчих пристроїв. Визначено залишковий ресурс комірок із обладнанням із використанням експертно-статистичного підходу, значний ресурс спрацювання підтверджено як розрахункова, так і за результатами експериментів.

8. Аналізування методів розрахунку залишкового ресурсу показали вищу точність використання моделей на основі нечіткої логіки (до 20%), шляхом введення великої кількості додаткових параметрів різної природи.

Отримані результати можуть бути використані під час розрахунків значень прогнозованого залишкового ресурсу відповідального обладнання розподільчих пристроїв будь-якого класу напруги, а також під час розгляду можливостей підвищення рівня енергетичної ефективності режимів роботи та проєкцездатності особливо відповідального обладнання електричних мереж.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. O. Reyes, H. Lara, E. Robles. Abnormal failure rate on high voltage current transformers affected by environmental condition. Conference record of the 2008 IEEE international symposium on electrical insulation. Vancouver, BC, Canada, 243.
2. Jinriu Shi, Tianyang Xu, Shuixian Yang, Buoyang Li. (2017). Design and realization of high voltage disconnecter condition monitoring system. Journal of Physics: Conf. Series 887(2017)012011, 1-6. doi: 10.1088/1742- 6596/887/1/012011.
3. Y. Fei, X.–Q. Wang, C.–J. Luo. (2012). Type selection and structure of ± 1000 kV ultra HVDC instrument transformer. Gaoya Dianqi/High Voltage Apparatus. no 54(6), 184-188. DOI: 10.13296/j.1001-1609.hva.2018.06.028.
4. Техническая експлуатація електрических станцій и сетей правила: ГKD 34.20.507-2003. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2003. – 354 с. – (Керівний документ Мінпаливенерго України).
5. Норми випробування електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 – офіц. вид., наказ Мінпаливенерго 2007-01-15 г. № 13. – К. : ОЕП «ГРІФРЕ» : М-во палива та енергетики України, 2007. – 262 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
6. Техническое диагностирование электрооборудования и контактных соединений электроустановок и воздушных линий электропередачи средствами инфракрасной техники: СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007: Затв. М-вом палива та енергетики України 15.02.2007. – К. : ГП НЭК «Укрэнерго», 2007. – 123 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
7. Діагностування електроустановок 0,4–750 кВ засобами інфрачервоної техніки : навч.-методичний посібник до СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 [Текст] / Р. Гобрей, В. Чернов, Є. Удод. – К. : «КВІЦ», 2007. – 374с.
8. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2010. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2011 р. – 96 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

9. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2011. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2012 р. – 81 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

10. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2012. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2013 р. – 114 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

11. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2013. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2014 р. – 115 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

12. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2014. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2015 р. – 107 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

13. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2015. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2016 р. – 105 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

14. РІЧНИЙ ЗВІТ. ANNUALREPORT 2016. [Електронний ресурс]: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2017 р. – 103 с. – Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/>. (дата звернення: 05.10.2022).

15. Kwok S., «Reliability Evaluation of Distribution Systems», A dissertation submitted to the Victoria University of Manchester for the degree of Master of Science, November 1988.
16. Billinton R., «Historic Performance-Based Distribution System Risk Assessment», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 1759–1765, October 2004.
17. Janjic A. D. and Popovic D. S., «Selective Maintenance Schedule of Distribution Network Based on Risk Management Approach», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, pp. 597–604, May 2007.
18. Bertling L., «Reliability-Centered Maintenance for Electric Power Distribution Systems», Doctoral thesis, Royal Institute of Technology (KTH), School of Electrical Engineering, ISBN 91-7283-345-9, Stockholm 2002.
19. Billinton R. and A. Sankarakrishnan, Adequacy Assessment of Composite Power Systems with HVDC Links Using Monte Carlo Simulations, IEEE Transaction Power System, Vol. 9, Issue 3, Aug. 1994.
20. Billinton R. and Allan R., Reliability Evaluation of Power Systems, New York, US (2nd Edition, Plenum) 1996.
21. Wallnerström C. J. On Risk Management of Electrical Distribution Systems and the Impact of Regulation. Licentiate Thesis in Electrical Systems. Royal Institute of Technology, Stockholm, TRITA-EE 2008:023, ISSN 1653-5146, ISBN 978-91-7178-954-9, EE, KTH, Sweden. 2008.
22. Wallnerström C.J., Bertling L. Risk Management Applied to Electrical Distribution Systems. 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009.
23. D. E. Nordgård, K. Sand, I. Wangensteen. Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management. SINTEF Energy Research and Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.
24. Shmuel S. Oren. Risk Management vs. Risk Avoidance in Power Systems Planning and Operation. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. 24-28 June 2007. Tampa, FL, USA. doi:10.1109/PES.2007.385877.

25. Yu Shiwen et al.. Review on Risk Assessment of Power System. *Procedia Computer Science* 109C (2017), pp. 1200–1205.
26. Wenyuan Li. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications. Wiley-IEEE Press (2014), P.560. doi: 10.1002/9781118849972.
27. E. Handschin, I. Jurgens, C. Neumann. Long term optimization for risk-oriented asset management. 16th Power Systems Computation Conference. 2008, Glasgow.
28. Zicker U. Asset Management in distribution systems considering new knowledge on component reliability and damage costs / U. Zickler,
29. A. Machkin, M. Schwan // 15th Power Systems Computation Conference. – Liege, 2005.
30. Zicker U. Statistical approach for component state evaluation implemented in asset management of distribution systems / U. Zickler, A. Schnettler,
31. X. Zhang // 19th International Conference of Electricity Distribution. – Vienna, 2007.
32. Rubanenko, O. E., Kazmiruk, O. I., Zyska, T., Gromaszek, K., Junisbekov, M. Study of the impact of the technical state of the transformers with the LTC on the parameters of the EES modes optimal control. *Recent Advances in Information Technology*. – 2017. – pp. 173-191.
33. Сиченко, В. Г. Оцінка ефективності автоматизованої системи моніторингу технічного стану обладнання тягових підстанцій / В. Г. Сиченко, Д. В. Міронов // Вісник національного технічного університету «ХПІ». Серія : Проблеми автоматизованого електропривода. Теорія і практика : зб. наук. пр. – Харків, 2017. – № 27 (1249). – С. 440–444.
34. Костерев М. В., Літвінов В. В. Оцінювання рівня припустимого ризику виникнення аварійної ситуації в електроенергетичній системі за допомогою нечітких моделей. *Електротехніка та електроенергетика*. – 2019. – № 2. – С. 43-50. doi: 10.15588/1607-6761-2019-2-4.
35. Бардик Є. І. Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після

ремонту // Науковий вісник НГУ. – 2014. – № 3. – С. 82–90.

36. M. Kosterev, V. Litvinov. Priority events determination for the risk-oriented management of electric power system. «EUREKA: Physics and Engineering». – 2018. – № 3. – P. 21–32. doi: 10.21303/2461– 4262.2018.00643.

37. Kosterev M. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. Risk Estimation of Induction Motor Fault in Power System // WSEAS Transactions on Power Systems, Issue 4, Volume 8, October 2013. – P. 217–226.

38. Костерев М. В. Оцінка ризику порушення стійкості синхронного двигуна при відмові вимикача в схемі електропостачання / М. В. Костерев, В. В. Літвінов, О. К. Ярошук // Зб. доп. міжнар. наук. – техн. конф. «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики». – К., 2010. – С. 152–154.

39. C. Sun, L. Zhang, C. Yan, C. Li. (2018). On-site Error Calibration Technology Under High Current for 1 000 kV Current Transformer. Gaoya Dianqi/High Voltage Apparatus. no 48(1), 7–12.

40. S. Domoroshchyn, O. Sakhno. Estimating the failure probability of an instrument transformer cell in the high voltage distributing device using an expert-statistical method. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies.– 2020. – № 4/2. – P. 70–81.

41. X. Lin, Q. Cai, J.–Y. Xu, S. Li. (2011). Large scale of electric field calculation of 1100 kV disconnecter based on domain decomposition method. Gaoya Diangi/High Voltage Apparatus, no. 47(2), 1–6.

42. Li Z. Failure event prediction using the Cox proportional hazard model driven by frequent failure signatures / Zhiguo Li, Shiyu Zhou, Suresh Choubey, Crispian Sievenpiper // IEE Transactions. – 2007. – № 39. – С. 303 – 315.

43. Hong Y. Prediction of remaining life of power transformers based on left truncated and right censored lifetime data / Y. Hong, W. Q. Meeker,

44. J. D. Mc Calley // Annals of Applied Statistics. – 2009. –№ 2, т. 3. – С. 857– 879.\

45. Choonhapran P. Applications of High Voltage Circuit-Breakers and

Development of Aging Models: genehmigte Dissertation / Phuwanart Choonhapran. – Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt. – Darmstadt, 2007. – 171 p.

46. Balzer G. Evaluation of failure data of HV circuit-breakers for condition based maintenance / G. Balzer, D. Drescher, F. Heil // CIGRE. – 2004. – Pap. A3–305.

47. Choonhapran P. Cascading reliability model for HV circuit-breakers / P. Choonhapran, G. Balzer // Proc. of the Power Tech. – Lausanne, 2007.

48. Stanek M. Model-Aided Diagnosis for High Voltage Circuit Breakers: a dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences / Michael Stanek. – Swiss Federal Institute of Technology. – Zurich, 2000. – 165 p.

49. Sakhno A. A., Skrupskaya L. S., Domoroshchyn S. V. Improvement of the nonequilibrium-compensation method for state diagnostics of high-voltage apparatus with condenser insulation. Electrical engineering and power engineering. – 2019. – № 4. – P. 56–64. DOI: 10.15588/1607-6761-2019-

50. T. W. Krieg, M. Napolitano. (2000). Implementation of On-Line Transformer Monitoring and Fault Diagnosis in Electra Net SA, proceedings of ICMEP. Wuhan, PR China, 25-26.

51. H. Borsi. (2000). Gassing behavior of different insulating liquids for transformers. Electra, no.188, 20-41.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗРОБЛЕННЯ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ МОБІЛЬНОГО КОМПЛЕКСУ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ОБЛАДНАННЯ

А.1. Загальні дані

Величезною проблемою в енергетиці є наявність значної кількості обладнання, що вже відпрацювало свій термін експлуатації. Така ситуація притаманна не лише генеруючому обладнанню, а й у більшій мірі характерна обладнанню розподільчих мереж та пристроїв. Наприклад, встановлені на Дніпровській ГЕС трансформатори власних потреб, введені в експлуатацію ще 1949 року. Вочевидь, ймовірність відмови подібного обладнання значно вища, а визначення фактичного залишкового ресурсу є однією з головних проблем і, в той же час, значним резервом для підвищення рівня ефективності режимів роботи систем електропостачання.

Дослідження технологічних порушень ОЕС України підтвердило, що основні ризики, пов'язані з технічним станом електричного обладнання характерні пристроям розподільчих мереж. Так, зокрема, відсоток аварій, притаманний електричному обладнанню високовольтних розподільчих пристроїв є найбільшим, і становить близько 58%.

Визначимо економічну ефективність впровадження мобільного комплексу для прогнозування залишкового ресурсу на прикладі електричного обладнання ВРП-750 кВ, однолінійна схема якого наведена на рис.А.1. ВРП складається із двох енергосистем – нижчої та вищої напруг (елемент № 2 та № 1), елемент № 3 - комірка з автотрансформатором, елемент № 4-5 – система шин та елемент № 6-9 – комірки високовольтних вимикачів.

А. 2. Визначення витрат на підготовку виробництва пристрою

2.1. Витрати на проектування пристрою можна визначити за формулою:

$$B_{пк} = T_{кон} \cdot 3_{сз}^к \cdot \left(1 + \frac{\kappa_{\partial}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{B_c}{100}\right) + H_{\epsilon}, \quad (A.1)$$

де $T_{кон}$ – сумарна кількість годин на розробку усіх видів конструкторської документації, нормо-год.;

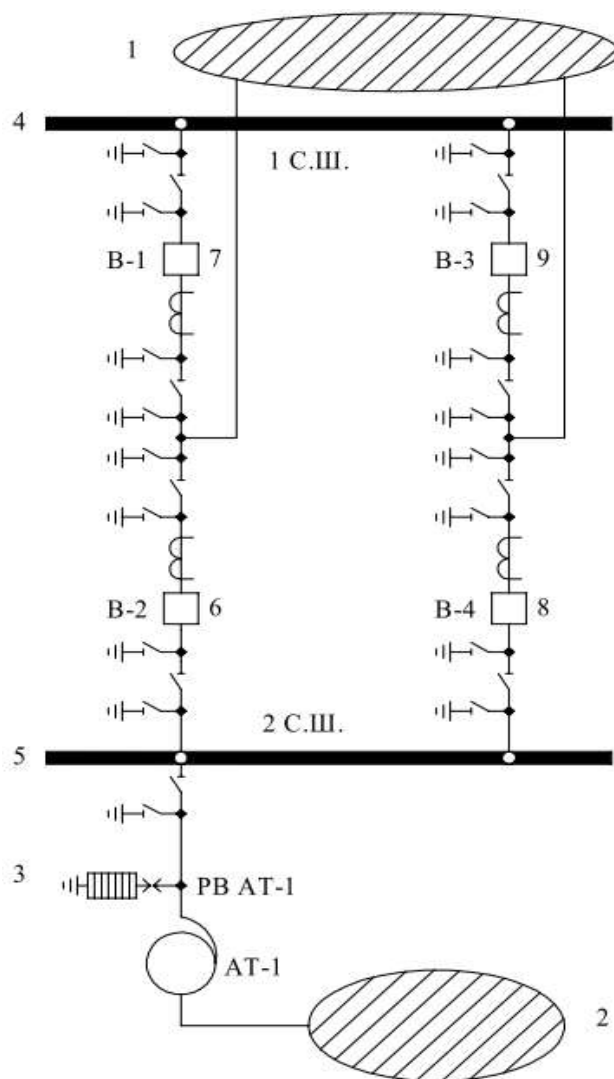


Рисунок А.1. Однолінійна схема ВРП-750 кВ

$3_{сз}^к$ – середньогодинна заробітна плата конструктора, грн./год.;

κ_{∂} – додаткова заробітна плата інженера-конструктора, %;

B_c – єдиний соціальний внесок, %;

H_{ϵ} – накладні витрати, грн. (визначаються в процентах від основної заробітної плати конструктора).

$$B_{\text{нк}} = 92 \cdot 85,31 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{22,0}{100}\right) + 92 \cdot 85,31 \cdot \frac{45}{100} = 14067 \text{ грн.}$$

2.2. Витрати на технологічну підготовку виробництва пристрою:

$$B_m = T_{\text{тех}} \cdot Z_{\text{сз}}^m \cdot \left(1 + \frac{\kappa_{\partial}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{B_c}{100}\right) + H_{\epsilon}, \quad (\text{A.2})$$

де $T_{\text{тех}}$ – сумарна трудомісткість технологічних робіт, нормо-год.;

$Z_{\text{сз}}^m$ – середньогодинна заробітна плата інженера-технолога, грн./год.

$$B_{\text{т}} = 34 \cdot 85,31 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{22,0}{100}\right) + 34 \cdot 85,31 \cdot \frac{55}{100} = 5488 \text{ грн.}$$

2.3. Витрати на розробку програмного забезпечення діагностичного комплексу:

$$B_{\text{нз}} = T_{\text{нз}} \cdot Z_{\text{сз}}^{\text{np}} \cdot \left(1 + \frac{\kappa_{\partial}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{B_c}{100}\right) + H_{\epsilon}, \quad (\text{A.3})$$

де $T_{\text{нз}}$ – сумарна трудомісткість робіт по розробці алгоритмів і програмного забезпечення, нормо-год.;

$Z_{\text{сз}}^m$ – середньогодинна заробітна плата інженера-програміста, грн./год.

$$B_{\text{нз}} = 122 \cdot 114,10 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{22,0}{100}\right) + 122 \cdot 114,10 \cdot \frac{55}{100} = 26336 \text{ грн.}$$

А. 3. Визначення витрат на виготовлення пристрою

Виробничу собівартість пристрою розраховуємо за статтями калькуляції до яких входять:

$$C_{\text{вир}} = M_{\text{о}} + M_{\text{д}} + T_{\text{в}} + Z_{\text{ор}} + Z_{\text{др}} + B_{\text{с}} + B_{\text{о}} + B_{\text{з}} + B_{\text{ін}}, \quad (\text{A.4})$$

де $M_{\text{о}}$ – витрати на основні матеріали та покупні комплектуючі, грн.;

Розрахунок витрат на основні матеріали представлено в табл. А.1.

$M_{\text{д}}$ – витрати на додаткові матеріали, грн.;

$T_{\text{в}}$ – транспортно-заготівельні витрати, грн.;

$Z_{\text{ор}}$ – основна заробітна плата виробничих робітників, грн.;

$Z_{\text{др}}$ – додаткова заробітна плата виробничих робітників, грн.;

B_c – єдиний соціальний внесок, грн.;

B_o - витрати на утримання та експлуатацію обладнання, грн.;

B_z – загальновиробничі витрати, грн

B_{in} – інші виробничі витрати, грн.

Таблиця А.1 Розрахунок вартості основних матеріалів та покупних комплектуючих

№ з/п	Основні матеріали та покупні комплектуючі вироби	Одиниця	Витрати (шт., кг)	Ціна, грн.	Витрати на виріб, грн.
1	Блок комутації	шт.	2	970	1940
2	ISP – програматор	шт.	1	2508	2508
3	Комунікаційний порт	шт.	1	930	930
4	Блок живлення	шт.	1	1156	1156
5	Мікроконтролер	шт.	2	20000	40000
6	Цифрова індикація	шт.	2	1444	2888
7	Звукова сигналізація	шт.	1	464	464
8	Світлова сигналізація	шт.	4	330	1320
9	Ноутбук	шт.	1	44692	44692
	Всього		-	-	95898

Основна заробітна плата виробничих робітників може бути розрахована за формулою:

$$Z_{op} = C \cdot T_i, \quad (A.5)$$

де C – середньогодинна тарифна ставка робітників, грн.

T_i – трудомісткість виготовлення пристрою, нормо-год.

$$Z_{op} = 77,00 \cdot 40,65 = 3130,05 \text{ грн.}$$

Витрати на утримання та експлуатацію обладнання визначаються за формулою:

$$B_o = Z_{op} \cdot \frac{P_{\text{вво}}}{100}, \quad (\text{A.6})$$

де $P_{\text{вво}}$ – відсоток витрат на утримання та експлуатацію обладнання.

$$B_o = 3130,05 \cdot \frac{155}{100} = 4851,58 \text{ грн.}$$

Загальновиробничі витрати визначаються за формулою:

$$B_z = Z_{op} \cdot \frac{P_{\text{звв}}}{100}, \quad (\text{A.7})$$

де $P_{\text{звв}}$ – відсоток загальновиробничих витрат.

$$B_z = 3130,05 \cdot \frac{132}{100} = 4131,67 \text{ грн.}$$

Розрахунок інших статей калькуляції приведено в табл. А. 2.

Таблиця А.2. Виробнича собівартість пристрою

№ з/п	Стаття калькуляції	Коротке позначення	Метод розрахунку, джерело інформації	Результат, сума, грн.
1.	Матеріали основні та покупні комплектуючі	M_o	табл. 1	95898,00
2.	Матеріали допоміжні	M_d	4% від M_o	3835,92
3.	Транспортно-заготівельні витрати	T_v	5% від $(M_o + M_d)$	6712,86
4.	Всього матеріальні витрати			106446,78
5.	Основна заробітна плата виробничих робітників	Z_{op}	розр.	3130,05
6.	Додаткова заробітна плата виробничих робітників	$Z_{др}$	20% від Z_{op}	626,01
7.	Єдиний соціальний внесок	B_c	22,0% від $(Z_{op} + Z_{др})$	826,33
8.	Витрати на утримання та експлуатацію обладнання	B_o	155% від Z_{op}	4851,58
9.	Загальновиробничі витрати	B_z	132% від Z_{op}	4131,67
11.	Інші виробничі витрати	$B_{ін}$	5% від Z_{op}	156,50

12.	Виробнича собівартість	$C_{\text{вир}}$	$\Sigma(4 \div 12)$	120169,00
-----	------------------------	------------------	---------------------	-----------

А. 4. Визначення додаткових капіталовкладень при впровадженні діагностичного комплексу

Додаткові капіталовкладення на впровадження пристрою на підприємстві включають в себе: витрати на підготовку виробництва, виробничу собівартість пристрою, витрати на монтаж та пусканалагоджувальні роботи.

$$K_o = \frac{B_{\text{нк}} + B_m + B_{\text{пз}}}{N} + C_{\text{вир}} + B_m + B_{\text{пн}}, \quad (\text{A.8})$$

де K_o – додаткові капіталовкладення, грн.

N – кількість екземплярів пристрою, що будуть випущені підприємством

B_m – вартість монтажних робіт з врахуванням вартості монтажних матеріалів, грн. (прийнята у розмірі 15% від виробничої собівартості пристрою).

$B_{\text{пн}}$ – вартість пусканалагоджувальних робіт, грн. Приймається в розмірі 10% від собівартості пристрою.

$$K_o = \frac{14067 + 5488 + 26336}{10} + 120169 \cdot \left(1 + \frac{15 + 10}{100}\right) = 154800 \text{ грн.}$$

А.5. Визначення експлуатаційних витрат

Визначення експлуатаційних витрат будемо проводити за умови роботи системи на протязі року для двох варіантів: базового (робота обладнання за традиційною схемою, без додаткового контролю експлуатаційних режимів), та нового – з використання пристрою прогнозування залишкового ресурсу. До розрахунку включаються лише ті статті витрат, які різняться за варіантами. Кошторис річних експлуатаційних витрат складається за такими статтями:

- основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників;
- вартість експлуатаційних матеріалів;
- поточні ремонти;
- аварійні ремонти;
- аварійні простої;

- амортизаційні відрахування;
- інші витрати.

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуваннями на соціальні потреби:

$$Z_{екс} = Q_{то} \cdot l_c \cdot K_o \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right) \quad (A.9)$$

де $Q_{то}$ – річна трудомісткість робіт з технічного обслуговування обладнання. Для базового варіанту складає 196 нормо-год.. В новому варіанті, за рахунок впровадження пристрою діагностування та здійснення постійного моніторингу експлуатаційних характеристик обладнання трудомісткість експлуатаційних робіт зменшується і складає 22 нормо-год.. Але до неї додається трудомісткість обслуговування додаткового обладнання, яка складає 18 нормо-год. Відповідно загальна трудомісткість експлуатаційних робіт для нового варіанту складає 40 нормо-год. на рік.

l_c – середня годинна тарифна ставка експлуатаційних робітників, грн.;

K_o – коефіцієнт додаткової заробітної плати, який враховує премії та усі види грошових доплат. Може бути прийнятий на рівні 1,15-1,35.

H – норматив єдиного соціального внеску;

$$Z_{ексбаз} = 196 \cdot 66,31 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 20612,08 \text{ грн}$$

$$Z_{екснов} = 40 \cdot 66,31 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 4206,55 \text{ грн}$$

Вартість експлуатаційних матеріалів може бути орієнтовно прийнята в розмірі 25% від $Z_{екс}$.

$$Z_{екс.мат1} = 0,25 \cdot 20612,08 = 5153,02 \text{ грн}$$

$$Z_{екс.мат1} = 0,25 \cdot 4206,55 = 1051,64 \text{ грн}$$

Витрати на поточний ремонт обладнання включають в себе: основну та додаткову заробітну плату ремонтних робітників з відрахуваннями в соціальні

фонди:

$$Z_p = Q_p \cdot l_{cp} \cdot K_o \left(1 + \frac{H_{con}}{100}\right) \quad (A.10)$$

де l_{cp} – середня часова тарифна ставка ремонтних робітників, грн./год.

Q_p – річна трудомісткість ремонтних робіт. Визначається згідно діючих нормативів. Для базового варіанту, річна трудомісткість ремонтних робіт складає 312 нормо-годин. В новому варіанті, за рахунок проведення постійного моніторингу характеристик обладнання кількість планових ремонтів може бути зменшено без зміни рівня надійності системи.

У базовому варіанті, через відсутність інформації про стан обладнання виникає потреба в проведенні додаткових аварійних ремонтних робіт. Середньорічна трудомісткість таких робіт складає 84 нормо-год.;

$$Z_{po} = (312 + 84) \cdot 75,22 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 47239,24 \text{ грн}$$

$$Z_{pn} = 78 \cdot 75,22 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 9304,70 \text{ грн}$$

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин може бути прийняті в розмірі 75% від Z_p

$$Z_{рем.матб} = 0,75 \cdot 47239,24 = 35429,43 \text{ грн} \quad (A.11)$$

$$Z_{рем.матн} = 0,75 \cdot 9304,70 = 6978,52 \text{ грн}$$

В базовому варіанті для отримання інформації про технічний стан обладнання необхідно періодично проводити роботи із дослідження його параметрів. Вартість таких робіт із залученням сторонньої ліцензованої електротехнічної лабораторії складає 7900 грн.

Амортизаційні відрахування визначають за додатковими капіталовкладеннями в елементи системи та річною нормою амортизації $H_a\%$ яка складає 15%.

$$A_{pn} = \frac{K_o \cdot H_{a\%}}{100} = \frac{154800 \cdot 15}{100} = 23220,00 \text{ грн} \quad (\text{A.12})$$

В базовому варіанті додатково мають місце збитки пов'язані з простоями технологічного обладнання під час аварійних ремонтів обладнання. За даними підприємства ці збитки складають 11900 грн. на рік.

Інші витрати на утримання системи можуть бути прийняті в розмірі 20% від Z_p .

$$I_{но} = 0,20 \cdot 47239,24 = 9447,85 \text{ грн} \quad (\text{A.13})$$

$$I_{ни} = 0,20 \cdot 9304,70 = 1860,94 \text{ грн}$$

Кошторис річних експлуатаційних витрат по варіантам зведемо у таблицю А.3.

Таблиця А.3. Кошторис річних експлуатаційних витрат

Стаття витрат	Витрати, грн	
	Базовий	Новий
Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуваннями на соціальні потреби	20612,80	4206,55
Вартість експлуатаційних матеріалів	5153,02	1051,64
Основна та додаткова заробітна плата ремонтних робітників з відрахуваннями на соціальні потреби	47239,24	9304,70
Вартість ремонтних матеріалів	35429,43	6978,52
Випробування ізоляції та вимірювання	7900	0
Амортизаційні відрахування	0	23220,00
Збитки через простой технологічного обладнання	11900	0
Інші витрати	9447,85	1860,94
Всього	137682,30	46622,35

А.6. Визначення показників економічної ефективності

Річний економічний ефект від застосування пристрою для діагностики визначається за формулою:

$$E_p = (B_{\text{баз}} - B_{\text{нов}}) - E_n \cdot K \quad (\text{A.14})$$

де $B_{\text{баз}}$, $B_{\text{нов}}$ – величина експлуатаційних витрат відповідно за базовим и новим варіантом ;

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних капіталовкладень. $E_n=0,2$

$$E_p = (137682,30 - 46622,35) - 0,2 \cdot 154800 = 60100 \text{ грн.}$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат визначається за формулою:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{д}}}{B_{\text{баз}} - B_{\text{нов}}} = \frac{154800}{137682,30 - 46622,35} = 1,7 \text{ року} \quad (\text{A.15})$$

Як показали розрахунки, виготовлення та впровадження мобільного комплексу для прогнозування залишкового ресурсу електротехнічного обладнання ВРП-750 кВ є економічно обґрунтованим. Величина річного економічного ефекту від запропонованих заходів, становить 60,1 тис. грн., а період окупності додаткових капіталовкладень 20 місяців.

ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ

Б.1. Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках. Оперативне обслуговування.

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металічних неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замкнення на корпус і по інших причинах (індуктивний вплив сусідніх струмоведучих частин, виніс потенціалу тощо).

Еквівалентом землі може слугувати вода ріки чи моря, кам'яне вугілля в корінному заляганні тощо.

Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження струмом у випадку доторкання до корпусу електроустановки та до інших неструмоведучих металічних частин, що опинилися під напругою внаслідок замкнення на корпус та з інших причин.

Захисне заземлення потрібно відрізнати від робочого заземлення та заземлення блискавкозахисту.

Робоче заземлення – навмисне сполучення з землею окремих точок струмового кола, наприклад нейтральних точок обмоток генераторів, силових та вимірювальних трансформаторів, дугогасячих апаратів, реакторів поперечної компенсації в дальніх лініях електропередач, а також фази при використанні землі в якості фазного чи зворотного проводу. Робоче заземлення призначене для забезпечення належної роботи електроустановки в нормальних чи аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (тобто шляхом з'єднання провідником частин, що заземлюються із заземлювачем) чи через спеціальні апарати – пробивні запобіжники, розрядники, резистори тощо.

Заземлення блискавкозахисту – навмисне з'єднання із землею блискавкоприймачів і розрядників з метою відводу від них струмів блискавки в

землю.

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруги доторкання і кроку, обумовлених замкненням на корпус та іншими причинами. Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання (зменшенням опору заземлювача), а також шляхом вирівнювання потенціалів основи, на якій стоїть людина, і заземленого обладнання (підйом потенціалу основи, на якій стоїть людина, до значення, близького до значення потенціалу заземленого обладнання).

Область застосування захисного заземлення:

- мережі напругою до 1000 В змінного струму – трифазні трипроводні з ізольованою нейтраллю, однофазні двопроводні, ізольовані від землі, а також постійного струму двопроводні з ізольованою середньою точкою обмоток джерела струму;
- мережі напругою вище 1000 В змінного і постійного струму з будь – яким режимом нейтралі чи середньою точкою обмоток джерела струму.

Захисне заземлення є найбільш простою і в той же час ефективною мірою захисту від ураження електричним струмом при виникненні напруги на металевих неструмоведучих частинах.

Перед початком роботи в електроустановках оперативним персоналом даної електроустановки повинні бути виконані технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

1. Вимкнення обладнання, що виводиться в ремонт та використання заходів проти його помилкового включення або самоувімкнення.
2. Установка тимчасових огорож, плакатів: “Не вмикати працюють люди”, “Не відкривати працюють люди”.
3. Приєднання переносного заземлення до заземлюючої шини і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які з метою безпеки виробництва робіт потрібно заземлювати.
4. Накладання переносного заземлення на вимкнені струмопровідні частини електроустановок одразу після перевірки, відсутності напруги або

включення заземлюючих ножів, що мають бути на кожному приєднанні електроустановки.

5. Огородження робочого місця і вивішування плакатів, що дозволяють працювати “Працювати тут”.

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омичного опору для знаходження дефектів і попередження замкнень на землю та коротких замикань. Стан ізоляції в значній мірі визначає степінь безпеки експлуатації електроустановок, оскільки опір ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю визначає величину струму замикання на землю, а отже і струму, що проходить через людину. В мережах напругою вище 1000 В зменшення опору ізоляції майже завжди призводить до пробію ізоляції і до глухого замикання на землю.

При глухозаземленій нейтралі струм замикання на землю і струм, що проходить через людину, не залежать від величини опору ізоляції. Але при поганому стані ізоляції часто виникають її пошкодження, що призводить до глухих замкнень на землю (корпус) і до коротких замикань. При замиканні на землю і не спрацюванні захисту на відключення виникає небезпека ураження електричним струмом, так як не струмоведучі металічні частини, з якими людина нормально має контакт, виявляються під напругою.

Щоб попередити замикання на землю і інші пошкодження ізоляції, при яких виникає небезпека ураження електричним струмом, а також виходить з ладу обладнання, необхідно проводити випробування підвищеною напругою та контроль опору ізоляції.

Приймально - здавальні випробування проводяться при введенні в експлуатацію заново змонтованих і виведених з ремонту електроустановок. Об’єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються Правилами технічної експлуатації електроустановок.

При випробування підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються в результаті пробію і наступного про палення ізоляції. Виявлені дефекти усуваються, а потім проводяться повторно випробування налагодженого

обладнання.

Експлуатаційний контроль ізоляції – вимірювання її опору при прийманні електроустановки після монтажу періодично в строк, визначений Правилами, або в випадку знаходження дефектів. Опір ізоляції виміряється на відімкненій установці. При такому вимірюванні можна визначити опір ізоляції окремих ділянок мережі, електричних апаратів, машин і т.п. В мережі вимірюється опір ізоляції кожної фази відносно землі і між кожною парою фаз на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту, а також за останнім апаратом захисту до затискачів електроприймача. Опір ізоляції кожної ділянки в мережах напругою до 1000 В має бути не нижче 0,5 МОм. Для електричних апаратів і машин норми інші, тому вони відмикаються від мережі, і опір їх ізоляції міряється окремо.

Вимірювання опору ізоляції під робочою напругою дозволяє визначити стан ізоляції всієї мережі, включаючи джерело і електроприймачі. Отримана таким чином величина опору ізоляції дозволяє визначити степінь безпеки експлуатації даної мережі. Тому норми, наведені в ПТЕ, не можуть бути в даному випадку критерієм нормальної роботи ізоляції, так як вони задані не для всієї мережі, а для її окремих ділянок.

Судити про нормальну роботу або про появу дефектів ізоляції за результатами вимірювань під напругою можна лише шляхом порівняння з даними попередніх вимірювань. Якщо результати співпадають, ізоляція робоча. Якщо ж виявлене різке зниження опору ізоляції в порівнянні з даними попередніх вимірювань, це вказує на наявність дефектів ізоляції.

В мережах напругою до 1000 В невеликої ємності (до 0,05 мкФ) слід підтримувати опір ізоляції на такому рівні, щоб струм, який проходить через людину, яка торкнулася до фази, не перебільшував тривало допустимої величини.

Постійний контроль ізоляції – вимірювання опору ізоляції під робочою напругою на протязі всього часу роботи електроустановки з дією на сигнал. Величина опору ізоляції відраховується за шкалою приладу. При зниженні опору ізоляції до гранично допустимої величини або нижче прилад подає звуковий або

світловий сигнал.

Прилад постійного контролю ізоляції має задовольняти наступним основним вимогам:

- 1) показувати лише активний або омичний опір ізоляції фаз відносно землі незалежно від величини ємності;
- 2) на точність показань приладу не повинні впливати коливання напруги мережі;
- 3) бути досить надійним;
- 4) здійснювати самоконтроль, тобто при несправності приладу стрілка вказувача повинна встановлюватися на нуль, а не на ∞ ;
- 5) опір внутрішніх кіл опору приладу має бути значно вищим повного опору фаз відносно землі (не нижче 100 кОм). У іншому випадку підключення приладу до мережі підвищує небезпеку ураження електричним струмом при експлуатації електрообладнання.

Організація безпечної експлуатації електроустановок

Керівник підприємства зобов'язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;
- забезпечити достатню кількість електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;
- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;

- забезпечити перевірку знань працівників у встановлені строки згідно з вимогами;
- забезпечити проведення проти аварійних, приймально-здавальних і профілактичних випробувань та вимірювань електроустановок згідно з правилами і нормами;
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Фахівці служб охорони праці зобов'язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу IV з електробезпеки.

Забороняється покладати на енергослужбу обов'язки, що не входять до її професійної компетенції.

Оперативне обслуговування

Оперативне обслуговування може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівником підприємства (організації) і зазначається в місцевих інструкціях.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку правил.

Оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені електроустановки, повинні мати групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою вище 1000 В і III – в електроустановках напругою до 1000 В.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком.

Під час приймання зміни оперативний працівник зобов'язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй ділянці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;
- одержати від чергового, який здає зміну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;
- перевірити й прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, засоби захисту, оперативну документацію та інструкції;
- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;
- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає;
- доповісти старшому зміни про початок чергування та про неполадки, виявлені під час прийняття зміни.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикачів чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється.

Старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний негайно повідомити диспетчера енергопостачальної організації про аварії, які спричинили відключення однієї або кількох ліній електропередачі, що живлять підприємство.

В разі порушення режиму роботи, пошкодження чи аварії електроустаткування оперативний працівник зобов'язаний негайно вжити заходів з відновлення схеми нормального режиму роботи і повідомити про те, що сталося, безпосередньо старшому у зміні працівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство.

У випадку неправильних дій оперативних працівників під час ліквідації аварії старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний прийняти на себе керівництво і відповідальність за подальший перебіг ліквідації аварії.

Оперативні працівники повинні проводити обходи та огляди устаткування і виробничих приміщень на закріплений за ними ділянці.

Забороняється під час огляду електроустановок виконувати будь-яку

роботу.

Огляди, виявлення і ліквідація несправностей в електроустановках без місцевих чергових працівників виконується централізовано виїзними працівниками, що здійснюють нагляд і роботи на об'єкті. Результати оглядів фіксуються в оперативному журналі.

Двері приміщень електроустановок (щитів, збірок тощо) мають бути постійно замкнені.

В приміщеннях електроустановок забороняється зберігання матеріалів та інструментів, що не належать до даної електроустановки.

Занулення

Небезпека ураження струмом при торканні до корпусу та інших не струмоведучих металічних частин електрообладнання, що виявилися під напругою внаслідок замикання на корпус та по іншим причинам, може бути усунена швидким відключенням пошкодженої електроустановки від живлячої мережі і разом з тим зниженням напруги корпусу відносно землі. Цій меті слугує занулення, принципова схема якого в мережі трифазного струму показана на рис.

Занулення - металічне з'єднання металічних не струмоведучих частин електроустановки, які можуть потрапити під напругу, з глухо заземленою нейтральною точкою обмотки джерела струму в трифазних мережах, при цьому провідник який забезпечує вказане з'єднання занулених частин з глухо заземленою нейтраллю називається нульовим захисним провідником.

Призначення занулення – усунення небезпеки пошкодження струмом в разі доторкання до корпусу електроприймача та других металічним не струмоведучим частинам які опинилися під напругою відносно землі в наслідок замикання на корпус та по другим причинам.

Принцип дії занулення це перетворення замикання на корпус в однофазне коротке замкнення з метою визвати найбільший струм, здатний забезпечити спрацювання захисту і тим самими автоматичну від'єднати пошкоджену установку від живлячій мережі. Крім того заземлення корпусів через нульовий провідник знижує в аварійний період їх напругу відносно землі.

Таким чином – занулення здійснює дві захисних дії - швидке автоматичне від'єднання пошкодженої ділянки від живлячої мережі і зниження напруги занулених металічних неструмоведучих частин, які опинилися під напругою, відносно землі.

Занулення застосовується в трифазних чотирьох провідних мережах до 1000 В глухо заземленою нейтраллю напругою 380/220, 220/127 660/380 В. Занулення застосовується і в три провідних мережах постійного струму з глухо заземленою середньою точкою обмотки джерела живлення, а також в однофазних двопровідних мережах змінного струму з глухо заземленим виводом обмотки джерела струму.

Нульовий захисний провідник призначений для забезпечення необхідного для відключення установки значення струму однофазного короткого замкнення, шляхом утворення для цього струму ланцюга з малим опором.

Заземлення нейтралі обмоток джерела живлення, живлячого мережу до 1000 В необхідне для зниження напруги занулених корпусів (і нульового захисного провідника) відносно землі до безпечного значення при замкненні фази на землю.

Повторне заземлення нульового робочого провідника практичне не діє на відключаючу здатність схеми, але значно зменшує небезпеку враження струмом виникаючу в результаті обриву нульового захисного провідника і замикання фази на корпус за місцем обриву, але не може усунути її повністю, тобто не може забезпечити тих умов безпеки котрі існували до пошкодження. У зв'язку з цим треба здійснювати прокладку нульового захисного провідника так, щоб виключити можливість його пошкодження. В нульовому захисному провіднику забороняється встановлювати вимикачі, запобіжники та інші прибори які здатна порушувати його цілісність.

Таким чином призначення повторного заземлення провідника - зниження напруги відносно землі занулених конструкцій в період замкнення фази на корпус як при справній схемі занулення, так і в разі обриву нульового захисного провідника.

Занулення повинно виконуватися у наступних випадках:

В приміщеннях з підвищеною небезпекою та особо небезпечних по відношенню враження електричним струмом, а також ззовні приміщень при напрузі електроустановок 42 В.

В приміщеннях без підвищеної небезпеки при напрузі електроустановок 380 В та вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму.

В вибухонебезпечних приміщеннях усіх класів незалежно від напруги електроустановок.

Зануленню також підлягають металічні не струмоведучі частини котрі підлягають заземленню в тому числі корпуса електричних машин, трансформаторів апаратів, світильників, металічні кабельні з'єднувальні муфти, металічні оболонки і броня контрольних та силових кабелів, металічні рукава та труби електропроводки.

8.2. Розрахунок заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Ґрунт – супісь , другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення R_z^H .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повин бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{\text{табл}} = 250 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,4$.

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,361 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м},$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_3^H \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \text{ шт}$$

де η_0 – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0.8$, $\eta_0=0,59$.

де $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м.}$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \text{ Ом,}$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

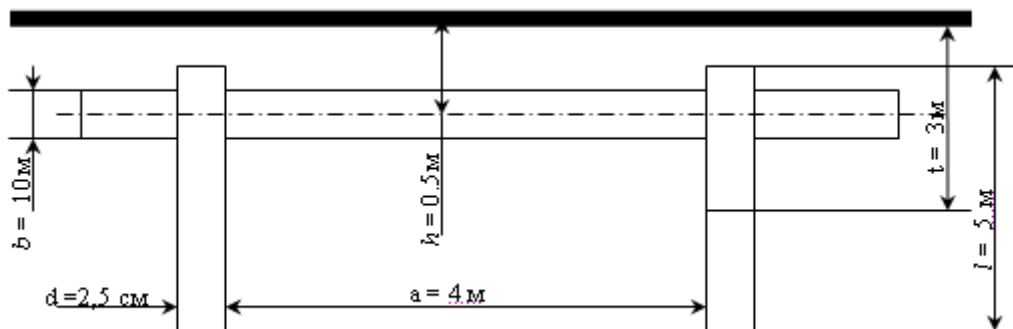


Рисунок Б.1. Схема прокладення заземлення

6. Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n \cdot R_3^H} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,361}{4,8 \cdot 0,59} = 7,49 \approx 8 \text{ шт.}$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормованим:

$$R_z = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.