

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО
ЗАХИСТУ
Завідувача кафедри
електротехніки,
електромеханіки
та електротехнологій**

ДОЦ., К.Т.Н. /ОКУШКО О.В./
вчене звання і ступінь підпис
” ” 2026 р.
число місяць рік

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**на тему: «ПРОЕКТНІ РІШЕННЯ З РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ
РОЗПОДІЛЬЧИХ ПУНКТІВ НАПРУГОЮ 0,4 ТА 10 КВ »**

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(код і назва)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., ДОЦЕНТ

(науковий ступінь та вчене звання)

Синявський О.Ю.

(підпис)

(ПІБ)

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., ДОЦЕНТ

(науковий ступінь та вчене звання)

Наливайко В.А.

(підпис)

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

(ПІБ)

Чулков В.В.

КИЇВ – 2026

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

**Завідувач кафедри
електротехніки,
електромеханіки
та електротехнологій**
ДОЦЕНТ, К.Т.Н. /ОКУШКО О.В./
вчене звання і ступінь підпис
число " " 2025р.
місяць рік

ЗАВДАННЯ
на виконання кваліфікаційної бакалаврської роботи студенту
Чулков Вадим Віталійович
(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Тема кваліфікаційної бакалаврської роботи: «Проектні рішення з розроблення системи електроспоживання технічного обслуговування розподільчих пунктів напругою 0,4 та 10 кВ».

затверджена наказом ректора НУБіП України від «30» жовтня 2025 р. № 2607 „С”.

Термін подання завершеного проекту на кафедру 2026.06.01
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до кваліфікаційної бакалаврської роботи:

- 1) Правила улаштування електроустановок (ПУЕ).
- 2) Правила будови електроустановок (електрообладнання спеціальних установок).
- 3) Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів.
- 4) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 5) Правила користування електричною енергією.

Перелік питань, які потрібно розробити:

- 1) Аналіз стану, перспектив і напрямків реалізації завдань, вирішуваних у проекті.
- 2) Технологічна частина.
- 3) Електротехнічна частина проекту

- 4) Спеціальне завдання: «Діагностування та технічний сервіс електродвигунів середньої потужності».
- 5) Заходи з енергозбереження та охорона праці.
- 6) Обґрунтування прийнятих інженерних рішень та заходи щодо раціонального використання електроенергії
- 7) Висновки.Список використаних джерел.
- 8) Додатки.

Перелік графічних документів (за потреби):

1. План станції ТО і діагностування електрообладнання. Силове електрообладнання.
2. План станції ТО і діагностування. Освітлювальна мережа.
3. Функціональна схема пошуку несправностей двигуна.
- 4.Схема перевірки і діагностування якорів і статорів електричних машин ПУНС 5

Дата видачі завдання 31.10.2025 р.

Керівник кваліфікаційної бакалаврської роботи

К.Т.Н., ДОЦЕНТ

(науковий ступінь та вчене звання)

Наливайко В.А.

(підпис)

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

(ПІБ)

Чулков В.В.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СТАНУ, ПЕРСПЕКТИВ І НАПРЯМКІВ УДОСКОНАЛЕННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ НАПРУГОЮ 0,4 ТА 10 КВ	8
1.1 Характеристика розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ як об'єктів діагностування	8
1.2 Аналіз технічного стану електрообладнання розподільних пунктів	11
1.3 Основні види несправностей та причини відмов обладнання РП 0,4 та 10 кВ	14
1.4 Аналіз існуючих методів діагностування розподільних пристроїв	16
1.5 Постановка задачі вдосконалення технології діагностування розподільних пунктів	19
РОЗДІЛ 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	22
2.1 Організація робіт з технічного діагностування розподільних пунктів	22
2.2 Розроблення технологічного процесу огляду та перевірки обладнання РП 0,4 та 10 кВ	24
2.3 Вибір засобів вимірювання та діагностичного обладнання	26
2.4 Розроблення технологічної карти діагностування розподільного пункту	27
2.5 Формування переліку контрольованих параметрів електрообладнання	29
РОЗДІЛ 3 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	30
3.1 Розрахунок електричних навантажень розподільного пункту	30
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах 0,4 та 10 кВ	32
3.3 Вибір і перевірка комутаційних апаратів розподільного пункту	33
3.4 Вибір кабельних ліній та перевірка їх за допустимим струмом і втратою напруги	35
3.5 Перевірка апаратів захисту за умовами спрацювання та вимикальної здатності	37
3.6 Розрахунок захисного заземлення електрообладнання розподільного пункту	38

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк. 3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4	УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ДІАГНОСТУВАННЯ	
РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ НАПРУГОЮ 0,4 ТА 10 кВ		45
4.1 Обґрунтування вибору комплексного методу діагностування розподільних		
пунктів		45
4.2 Розроблення технологічної схеми діагностування розподільного пункту ...		47
4.3 Розрахунок і оцінювання основних діагностичних параметрів		50
4.4 Розроблення алгоритму діагностування розподільного пункту		53
4.5 Оцінка ефективності удосконаленої технології діагностування.....		56
РОЗДІЛ 6	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ДІАГНОСТУВАННЯ	
РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ		63
6.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів під час роботи в електроустановках		
0,4 та 10 кВ.....		63
6.2 Вимоги електробезпеки під час виконання вимірювальних і діагностичних		
робіт		65
6.3 Організаційні та технічні заходи безпечного виконання робіт.....		66
6.4 Пожежна безпека розподільних пунктів.....		67
6.5 Заходи безпеки під час роботи з електровимірювальними приладами та		
тепловізійним обладнанням		68
ВИСНОВКИ.....		70
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....		72

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Розподільні пункти напругою 0,4 та 10 кВ є одними з основних елементів систем електропостачання промислових, адміністративних, медичних і комунальних об'єктів. Через них здійснюється приймання, розподіл, комутація, захист і контроль електричної енергії, тому від технічного стану такого обладнання безпосередньо залежать безперервність живлення споживачів, безпечність експлуатації електроустановок та стійкість роботи об'єкта в аварійних режимах.

Сучасні розподільні пункти поєднують силове, комутаційне, захисне, вимірювальне та інформаційне обладнання. У мережах 10 кВ основними елементами є комірки комплектних розподільних пристроїв, вакуумні або елегазові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, релейний захист, кабельні вводи та шини. У мережах 0,4 кВ використовуються ввідно-розподільні пристрої, головні розподільні щити, автоматичні вимикачі, пристрої захисного вимкнення, шинопроводи, комутаційні шафи, аналізатори параметрів мережі та системи обліку.

Аналіз робочої документації сучасних систем компенсації та резервування енергоспоживання показує, що у складі таких об'єктів широко застосовуються шафи захисту постійного струму, шафи комутації змінного струму, аналізатори параметрів мережі, трансформатори струму, кабельні лінії, заземлювальні провідники та засоби моніторингу. Наприклад, у проєктах мережевих і гібридних СЕС застосовуються інверторні блоки потужністю 50 кВт, шафи ЩЗПН, ЩС-1, шафи обліку та АВР, кабельні траси, провідники заземлення та засоби контролю параметрів мережі [14-16]. Це підтверджує необхідність комплексного підходу до діагностування розподільних пунктів, оскільки несправність навіть одного елемента може вплинути на роботу всієї системи електропостачання.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Традиційне технічне обслуговування розподільних пристроїв часто ґрунтується на періодичних оглядах, перевірці ізоляції, підтягуванні контактних з'єднань та випробуванні захисної апаратури. Такий підхід є необхідним, однак не завжди забезпечує своєчасне виявлення передаварійних станів. Найбільш небезпечними є дефекти, що розвиваються поступово: нагрівання контактів, зниження опору ізоляції, ослаблення болтових з'єднань, забруднення або зволоження ізоляційних поверхонь, порушення роботи захистів, локальні перегріву шин і кабельних наконечників.

Удосконалення технології діагностування розподільних пунктів передбачає перехід від формального контролю до системного аналізу технічного стану. Для цього доцільно поєднати зовнішній огляд, тепловізійний контроль, вимірювання опору ізоляції, контроль перехідного опору контактів, перевірку параметрів захисної апаратури, аналіз навантаження та реєстрацію результатів у журналі діагностування. Такий підхід дозволяє не тільки виявляти наявні дефекти, але й оцінювати тенденції їх розвитку.

Актуальність теми кваліфікаційної роботи зумовлена необхідністю підвищення надійності та безпеки роботи розподільних пунктів напругою 0,4 та 10 кВ шляхом удосконалення технології їх діагностування. Використання сучасних засобів вимірювання, тепловізійного контролю, аналізаторів параметрів мережі та алгоритмізованої послідовності перевірок дає змогу скоротити час виявлення несправностей, знизити ризик аварійних вимкнень і підвищити ефективність технічного обслуговування.

Метою роботи є вдосконалення технології діагностування розподільних пунктів напругою 0,4 та 10 кВ на основі комплексного контролю електричних, теплових, ізоляційних і комутаційних параметрів електрообладнання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання: проаналізувати розподільні пункти 0,4 та 10 кВ як об'єкти діагностування; визначити основні елементи, що підлягають контролю; розглянути характерні несправності та причини відмов; оцінити існуючі методи діагностування;

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обґрунтувати напрями удосконалення технології перевірки електрообладнання; сформувати перелік контрольованих параметрів для подальших розрахунків і проєктних рішень.

Об'єктом дослідження є розподільні пункти напругою 0,4 та 10 кВ у системах електропостачання промислових та адміністративних об'єктів. Предметом дослідження є методи, засоби та технологічна послідовність діагностування електрообладнання розподільних пунктів.

Практичне значення роботи полягає у розробленні узгодженої технології діагностування, яка може бути використана під час технічного обслуговування, планово-попереджувальних ремонтів, введення обладнання в експлуатацію та оцінювання технічного стану розподільних пристроїв.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ, ПЕРСПЕКТИВ І НАПРЯМКІВ УДОСКОНАЛЕННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ НАПРУГОЮ 0,4 ТА 10 КВ

1.1 Характеристика розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ як об'єктів діагностування

Розподільний пункт є електроустановкою, призначеною для приймання електричної енергії, її розподілу між окремими лініями та забезпечення комутації, захисту і контролю параметрів мережі. У системах електропостачання промислових і громадських об'єктів найпоширенішими є розподільні пункти напругою 10 кВ та низьковольтні розподільні пристрої 0,4 кВ. Вони працюють у взаємозв'язку: РП 10 кВ забезпечує приймання та розподіл середньої напруги, а РП 0,4 кВ здійснює живлення кінцевих груп споживачів.

З погляду діагностування РП 10 кВ є складнішим об'єктом, оскільки його обладнання працює при підвищених рівнях електричного поля, має високі вимоги до ізоляції та потребує контролю стану комутаційних апаратів, кабельних вводів, шин, трансформаторів струму та напруги. Для таких електроустановок важливими є вимірювання опору ізоляції, контроль часткових розрядів, аналіз нагрівання контактних з'єднань і перевірка працездатності релейного захисту.

Розподільні пристрої 0,4 кВ мають іншу структуру ризиків. Основними контрольованими елементами тут є ввідні та секційні автоматичні вимикачі, збірні шини, кабельні наконечники, клемні з'єднання, пристрої захисного вимкнення, ланцюги керування, сигналізації та обліку. Для них характерними є перевантаження, нагрівання контактів, несиметрія фаз, пошкодження ізоляції кабельних ліній, неправильне спрацювання захистів і погіршення стану заземлювальних провідників.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У проєктній документації сучасних електроенергетичних об'єктів розподільні пристрої часто поєднуються із системами резервного або компенсаційного енергозабезпечення. Наприклад, у проєктах гібридних СЕС передбачаються шафи ЩС-1, ЩЗПН, АВР, інверторні блоки, акумуляторні системи, аналізатори мережі, трансформатори струму та засоби моніторингу [14-16]. Такі рішення розширюють перелік контрольованих параметрів і вимагають діагностування не лише силових ланцюгів, а й інформаційно-вимірювальних каналів.

Приклад структурної побудови сучасного електроенергетичного об'єкта з розподільчими шафами, кабельними лініями, заземленням і каналами моніторингу наведено на рис. 1.1. За основу рисунка використано структурну схему з робочої документації системи компенсації енергоспоживання, де показано взаємодію силових кіл, мережевих інверторів, шаф захисту по постійній напрузі, шафи комутації змінного струму, кабельних трас DC/AC/PE та інформаційних ліній Meter/NET. Для теми діагностування РП 0,4 та 10 кВ ця схема є показовою, оскільки демонструє реальні контрольні точки електроустановки, що підлягають огляду, вимірюванню та періодичному технічному контролю.

Як видно з рис. 1.1, у складі сучасних електроенергетичних об'єктів функціонують силові кола змінного і постійного струму, кабельні лінії, шафи захисту, шафи комутації, заземлювальні провідники та інформаційні канали контролю параметрів мережі. Для розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ аналогічними об'єктами діагностування є ввідні та відхідні комірки, шинні збірки, кабельні приєднання, апарати захисту, заземлювальні кола, кола обліку й моніторингу. Тому технологія діагностування має охоплювати не тільки окремий комутаційний апарат, а всю систему електричних, механічних та інформаційних зв'язків.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

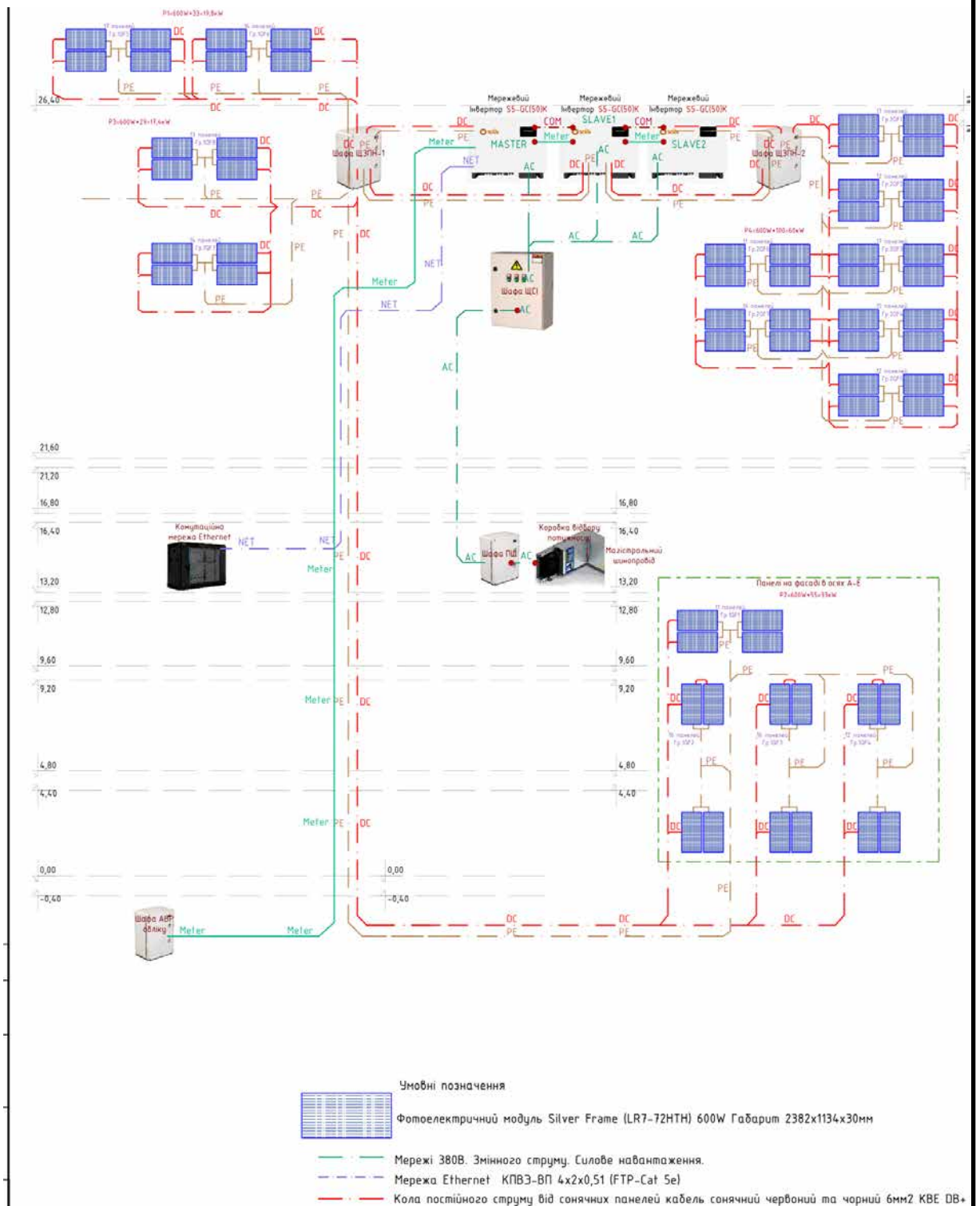


Рис. 1.1 Структурна схема системи компенсації енергоспоживання з розподільчими шафами, кабельними лініями та каналами моніторингу, використана як технічна основа для формування контрольних точок діагностування РП

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк. 10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні елементи розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ і діагностичні параметри

Елемент РП	Напруга	Контрольований параметр	Мета діагностування
Комірки КРУ, КСО, вимикачі	10 кВ	стан ізоляції, механізм приводу, нагрів контактів	виявлення дефектів комутації та ізоляції
Кабельні вводи та лінії	10 кВ / 0,4 кВ	опір ізоляції, температура муфт, цілісність оболонки	оцінка стану кабельної ізоляції і з'єднань
Трансформатор 10/0,4 кВ	10/0,4 кВ	нагрів, навантаження, стан вводів, шум, витік масла	контроль перевантаження та передаварійних ознак
ГРЩ, ВРУ, ЩС, ЩЗПН	0,4 кВ	струм, напруга, температура шин, стан автоматів	контроль розподілу навантаження і захисту
Захисні апарати	0,4 та 10 кВ	уставки, спрацювання, вимикальна здатність	перевірка правильності захисної дії
Заземлення і РЕ-провідники	0,4 та 10 кВ	опір заземлення, перехідний опір з'єднань	забезпечення електробезпеки
Система обліку і моніторингу	0,4 кВ	параметри мережі, журнали подій, зв'язок RS-485/Modbus	оперативне виявлення відхилень

Дані таблиці 1.1 показують, що для розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ характерна багатоканальна система контролю. Тому технологія діагностування повинна бути побудована за принципом послідовної перевірки: від зовнішнього огляду та контролю документації до вимірювання параметрів ізоляції, тепловізійного контролю та оцінювання роботи захисної апаратури.

1.2 Аналіз технічного стану електрообладнання розподільних пунктів

Технічний стан електрообладнання розподільного пункту визначається сукупністю електричних, теплових, механічних та експлуатаційних параметрів. До електричних параметрів належать рівень напруги, струм навантаження, симетрія фаз, опір ізоляції, струм витоку, опір заземлення та параметри спрацювання захисних апаратів. До теплових параметрів належать температура контактних з'єднань, шин, кабельних наконечників, корпусів апаратів та елементів силової електроніки. Механічний стан визначається цілісністю

кріплень, справністю приводів, відсутністю пошкоджень корпусів і правильністю фіксації кабельних вводів.

Особливість розподільних пунктів полягає в тому, що значна частина дефектів виникає не миттєво, а поступово. Наприклад, ослаблення контактного з'єднання спочатку викликає незначне зростання перехідного опору, після чого з'являється локальне нагрівання, термічне старіння ізоляції, окиснення поверхонь і, в кінцевому підсумку, аварійне пошкодження. Аналогічно забруднення або зволоження ізоляційних поверхонь у РП 10 кВ може тривалий час не проявлятися в нормальному режимі, але за перенапруги або підвищеної вологості призводить до пробою.

Оцінювання технічного стану доцільно виконувати за групами параметрів. Перша група характеризує навантажувальний режим обладнання: струм фаз, коефіцієнт завантаження, несиметрію напруг і наявність перевантажень. Друга група відображає стан ізоляції: опір ізоляції, рівень часткових розрядів, стан кабельних муфт і вводів. Третя група характеризує контактні з'єднання: перехідний опір, температура, візуальні ознаки нагрівання. Четверта група стосується захисної апаратури: відповідність уставок, справність розчіплювачів, блокувань і сигналізації.

У робочій документації СЕС та систем резервного енергозабезпечення значну увагу приділено кабельним журналам, схемам зовнішніх підключень, маркуванню кабельних ліній, заземленню металевих частин і передачі виконавчої документації після завершення робіт [14-16]. Для діагностування розподільних пунктів ці вимоги мають практичне значення, оскільки без коректного маркування, актуальних схем і кабельних журналів ускладнюється пошук несправностей та підвищується ризик помилкового відключення.

Для кількісної оцінки відхилення контрольованого параметра від нормативного або паспортного значення у роботі використовується відносне відхилення:

$$\delta_i = |x_i - x_{i,н}| / x_{i,н} \cdot 100 \% \quad (1.1)$$

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де δ_i - відносне відхилення i -го контрольованого параметра, %;
 x_i - фактичне виміряне значення;
 $x_{\{i,n\}}$ - нормативне, паспортне або прийняте розрахункове значення параметра.

Якщо відхилення параметра перевищує допустиму межу, обладнання повинно бути віднесене до стану підвищеного контролю або передаварійного стану. Для параметрів, що мають критичний вплив на безпеку, наприклад опір ізоляції, опір заземлення, температура контактного з'єднання, поріг спрацювання повинен встановлюватися з урахуванням вимог нормативної документації, паспортних даних обладнання та результатів попередніх вимірювань.

Таблиця 1.2

Групи параметрів для оцінювання технічного стану розподільних пунктів

Група параметрів	Приклади контрольованих величин	Метод контролю	Очікуваний результат
Електричні	струм фаз, напруга, коефіцієнт завантаження, несиметрія	аналізатор параметрів мережі, струмові кліщі	оцінка навантаження і якості живлення
Ізоляційні	опір ізоляції, струм витоку, часткові розряди	мегаомметр, установка випробувань, PD-контроль	виявлення старіння або зволоження ізоляції
Теплові	температура шин, контактів, кабельних наконечників	тепловізор, контактний термометр	виявлення перегріву та ослаблених контактів
Комутаційні	стан вимикачів, приводів, блокувань, уставок	функціональна перевірка, тестування захистів	оцінка працездатності апаратів

Продовження таблиці 1.2

Комутаційні	стан вимикачів, приводів, блокувань, уставок	функціональна перевірка, тестування захистів	оцінка працездатності апаратів
Механічні	кріплення, корпуси, двері шаф, герметичність вводів	зовнішній огляд, перевірка фіксації	виявлення пошкоджень та дефектів монтажу
Заземлювальні	опір заземлення, цілісність РЕ-провідників	вимірювач опору заземлення, омметр	підтвердження електробезпеки

Така класифікація параметрів дає змогу побудувати технологію діагностування не за окремими апаратами, а за функціональними ознаками. Це скорочує час перевірки, зменшує ризик пропуску дефектів і дозволяє формувати єдиний діагностичний висновок щодо технічного стану розподільного пункту.

1.3 Основні види несправностей та причини відмов обладнання РП 0,4 та 10 кВ

Несправності обладнання розподільних пунктів можуть бути електричними, тепловими, механічними, ізоляційними та організаційно-експлуатаційними. Електричні несправності пов'язані з перевантаженням, короткими замиканнями, несиметрією фаз, зниженням якості напруги та неправильним вибором або налаштуванням захисної апаратури. Ізоляційні несправності виникають унаслідок старіння матеріалів, зволоження, забруднення, механічного пошкодження кабельних вводів, муфт або ізоляторів.

Найпоширенішою причиною локальних аварій у РП 0,4 кВ є погіршення стану контактних з'єднань. Ослаблення болтових контактів, корозія, недостатня площа притискання або неправильний монтаж кабельного наконечника збільшують перехідний опір. У результаті виникає локальне тепловиділення, яке призводить до потемніння ізоляції, оплавлення контактних поверхонь, руйнування клем і аварійного вимкнення.

Для обладнання 10 кВ характерними є дефекти ізоляції, пошкодження кабельних вводів, порушення роботи приводів комутаційних апаратів, старіння ізоляторів, часткові розряди та дефекти муфт. Особливо небезпечними є часткові розряди, оскільки вони можуть тривалий час розвиватися без зовнішніх ознак і поступово руйнувати тверду ізоляцію. Для їх контролю доцільно застосовувати методи, узгоджені з вимогами ІЕС 60270 та сучасними підходами до діагностування високовольтної ізоляції.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Окрему групу становлять дефекти, пов'язані з помилками монтажу та експлуатації: відсутність або неправильне маркування кабелів, невідповідність схем фактичним підключенням, недостатній захист кабельних вводів, порушення вимог до заземлення та відсутність актуального кабельного журналу. У проєктах резервного енергозабезпечення прямо передбачено маркування кабельних ліній, маркування пристроїв польового рівня, заземлення металевих частин обладнання та передачу виконавчих схем і кабельних журналів замовнику [15; 16]. Для діагностування РП ці вимоги повинні бути обов'язковими.

Узагальнену структуру характерних дефектів розподільного пункту наведено на рисунку 1.2. Значення мають орієнтовний характер і використовуються для визначення пріоритетності діагностичних операцій у межах даної роботи.

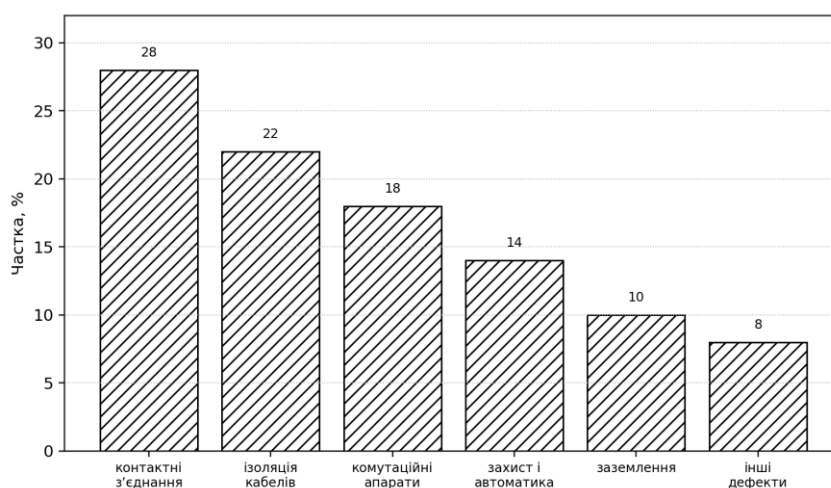


Рис. 1.2 – Орієнтовна структура характерних дефектів розподільного пункту

З рисунка 1.2 видно, що найбільшу увагу під час діагностування слід приділяти контактним з'єднанням, ізоляції кабельних ліній, комутаційним апаратам і захисним пристроям. Саме ці елементи найчастіше визначають надійність роботи розподільного пункту та безпеку персоналу.

Таблиця 1.3

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Типові несправності обладнання РП 0,4 та 10 кВ

Вид несправності	Ймовірна причина	Діагностична ознака	Метод виявлення
Перегрів контактного з'єднання	ослаблення болтів, окиснення, неправильний наконечник	температура вища за сусідні фази, потемніння ізоляції	тепловізійний контроль, вимірювання перехідного опору
Зниження опору ізоляції	зволоження, старіння, забруднення, механічне пошкодження	зменшення опору ізоляції, збільшення струму витоку	вимірювання мегаомметром, випробування ізоляції
Несправність автоматичного вимикача	зношування механізму, неправильна уставка, забруднення	нечітке спрацювання, нагрів корпусу, помилки захисту	функціональна перевірка, контроль уставок
Пошкодження кабельної муфти	дефект монтажу, волога, локальне старіння	локальний нагрів, часткові розряди, пробій	тепловізор, випробування, PD-контроль
Порушення заземлення	корозія, обрив РЕ-провідника, слабкий контакт	підвищений опір, відсутність електричного зв'язку	вимірювання опору заземлення і перехідного опору
Невідповідність схем фактичним підключенням	зміни без внесення в документацію	помилки під час перемикачів і ремонту	перевірка кабельного журналу, трасування ліній
Неякісне електроживлення	перекіс фаз, гармоніки, перевантаження	зростання струму, перегрів, аварійні події	аналізатор параметрів мережі

Встановлення причини несправності не повинно обмежуватися фіксацією зовнішньої ознаки. Наприклад, локальний перегрів контакту може бути наслідком не лише ослаблення болтів, але й перевантаження фази або недостатнього перерізу провідника. Тому результати тепловізійного контролю повинні аналізуватися разом з фактичними струмами навантаження, схемою підключення та паспортними параметрами апаратів.

1.4 Аналіз існуючих методів діагностування розподільних пристроїв

Існуючі методи діагностування розподільних пристроїв можна поділити на візуально-організаційні, електровимірні, теплові, функціональні та

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

інформаційно-аналітичні. Кожна група методів має власне призначення і не може повністю замінити інші. Тому найбільш ефективною є комплексна технологія, у якій результати різних методів взаємно доповнюють один одного.

Візуальний огляд є початковим етапом діагностування. Він дозволяє виявити пошкодження корпусів, сліди нагрівання, корозію, відсутність маркування, порушення герметичності вводів, забруднення ізоляторів, деформацію шин або невідповідність фактичного стану проєктній документації. Незважаючи на простоту, цей метод є обов'язковим, оскільки значна частина дефектів має зовнішні прояви.

Електровимірювальні методи включають вимірювання опору ізоляції, опору заземлення, перехідного опору контактних з'єднань, струмів навантаження, напруги, коефіцієнта потужності та параметрів якості електроенергії. Для РП 10 кВ додатково застосовуються випробування ізоляції та контроль часткових розрядів. Згідно з міжнародною практикою вимірювання часткових розрядів у високовольтному обладнанні регламентується ІЕС 60270, де основною вимірюваною величиною є уявний заряд розряду.

Тепловізійний контроль є одним із найбільш ефективних методів виявлення дефектів контактних з'єднань без виведення обладнання з роботи. Метод дозволяє швидко визначити локальні перегріви шин, кабельних наконечників, автоматичних вимикачів, роз'єднувачів, клемних блоків і контактів. Його перевагою є безконтактність та можливість контролю обладнання в реальному навантажувальному режимі.

Інформаційно-аналітичні методи ґрунтуються на використанні аналізаторів параметрів мережі, трансформаторів струму, журналів аварійних подій, систем моніторингу та цифрового зв'язку. У завантажених робочих документаціях для СЕС передбачено використання аналізаторів параметрів мережі, трансформаторів струму та комунікаційних каналів для контролю режимів роботи [14-16]. Для розподільних пунктів такі рішення можуть бути

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використані як основа для оперативного моніторингу навантаження, якості напруги та аварійних подій.

Порівняльну характеристику методів діагностування наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Порівняльна характеристика методів діагностування розподільних пунктів

Метод	Контрольований об'єкт	Переваги	Обмеження
Зовнішній огляд	корпуси, ізолятори, кабелі, маркування	простота, швидкість, не потребує складного обладнання	суб'єктивність, не виявляє прихованих дефектів
Вимірювання опору ізоляції	кабельні лінії, шини, апарати	дає кількісну оцінку стану ізоляції	часто потребує відключення обладнання
Тепловізійний контроль	контакти, шини, автомати, муфти	безконтактність, робота під навантаженням	залежить від навантаження та умов зйомки
Контроль перехідного опору	болтові та контактні з'єднання	точне виявлення поганих контактів	потребує доступу до з'єднання
Перевірка захисних апаратів	автоматичні вимикачі, реле, уставки	підтверджує працездатність захисту	потребує спеціальних тестерів
Аналіз параметрів мережі	напруга, струм, несиметрія, гармоніки	безперервний моніторинг режиму	не замінює випробування ізоляції
Контроль часткових розрядів	ізоляція 10 кВ, муфти, вводи	виявляє ранні дефекти ізоляції	висока вимогливість до методики та обладнання

Для вибору пріоритетності методів у межах технології діагностування доцільно визначити коефіцієнт охоплення контрольованих елементів:

$$K_{ох} = n_{конт} / n_{заг} \quad (1.2)$$

де $K_{ох}$ - коефіцієнт охоплення діагностування; $n_{конт}$ - кількість елементів, охоплених вибраною технологією контролю; $n_{заг}$ - загальна кількість елементів, що впливають на працездатність розподільного пункту.

Чим ближче значення $K_{ох}$ до одиниці, тим повнішою є технологія діагностування. Разом з тим повнота контролю не повинна досягатися за рахунок

надмірного збільшення трудомісткості. Тому для практичного використання доцільно поєднувати методи, які дають найбільшу діагностичну інформацію за мінімальний час: зовнішній огляд, тепловізійний контроль, вимірювання ізоляції, контроль перехідних опорів і аналіз параметрів мережі.

1.5 Постановка задачі вдосконалення технології діагностування розподільних пунктів

На основі аналізу структури розподільних пунктів, характерних несправностей і методів контролю можна сформулювати основну задачу роботи: розробити вдосконалену технологію діагностування РП 0,4 та 10 кВ, яка забезпечує послідовне виявлення дефектів силових, ізоляційних, комутаційних, захисних і заземлювальних елементів.

Вдосконалена технологія повинна відповідати таким вимогам: охоплювати основні вузли РП; бути придатною для періодичного та позапланового діагностування; враховувати різницю між обладнанням 0,4 кВ і 10 кВ; передбачати використання сучасних засобів контролю; мати чітку послідовність виконання операцій; забезпечувати документування результатів і формування рекомендацій щодо подальшої експлуатації або ремонту.

З урахуванням прикладів робочої документації систем енергозабезпечення, у технології слід передбачити обов'язкову перевірку виконавчих схем, маркування кабельних ліній, відповідності фактичних підключень кабельному журналу, стану заземлення металевих частин, працездатності шаф комутації, захисту та обліку [14-16]. Це дозволяє поєднати електровимірювальну діагностику з контролем якості монтажу та експлуатаційної документації.

Узагальнену послідовність діагностування розподільного пункту наведено на рис. 1.3.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рис. 1.3. Послідовність діагностування розподільного пункту 0,4 та 10 кВ

Запропонована послідовність передбачає поетапний перехід від організаційної підготовки до вимірювання параметрів і прийняття технічного рішення. Якщо на будь-якому етапі виявлено дефект, що створює загрозу аварії або ураження електричним струмом, обладнання повинно бути виведене з роботи з подальшим ремонтом і повторною перевіркою.

Для комплексної оцінки стану РП у роботі використовується інтегральний діагностичний показник:

$$D = \sum w_i \cdot \delta_i, \quad i = 1 \dots m \quad (1.3)$$

де D - інтегральний діагностичний показник; w_i - ваговий коефіцієнт важливості i -го параметра; δ_i - відносне відхилення параметра; m - кількість контрольованих параметрів.

Вагові коефіцієнти повинні встановлюватися з урахуванням впливу параметра на безпеку та надійність. Найбільшу вагу доцільно надавати параметрам, пов'язаним із опором ізоляції, температурою контактів, опором заземлення, працездатністю захисних апаратів і відповідністю фактичної схеми проєктній документації.

Таблиця 1.5

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Задачі вдосконалення технології діагностування РП 0,4 та 10 кВ

Задача	Зміст робіт	Очікуваний результат
Уніфікація послідовності перевірок	формування єдиного алгоритму огляду, вимірювань і оцінювання	зменшення пропуску дефектів
Розширення переліку контрольованих параметрів	включення теплових, ізоляційних, контактних і режимних параметрів	підвищення достовірності висновку
Використання тепловізійного контролю	перевірка контактів, шин, муфт і апаратів під навантаженням	раннє виявлення локальних перегрівів
Контроль документації і маркування	звірка схем, кабельних журналів, маркування та фактичних підключень	зниження помилок під час експлуатації
Оцінка стану захисної апаратури	перевірка уставок, спрацювання та вимикальної здатності	підтвердження безпечного відключення аварій
Ведення журналу діагностування	фіксація результатів, дефектів, рекомендацій і термінів усунення	можливість прогнозування стану обладнання

Таким чином, постановка задачі полягає не лише у виборі окремих приладів, а у створенні технології, що об'єднує вимірювання, огляд, аналіз документації, оцінку ризиків і прийняття технічного рішення. Саме така структура забезпечує перехід від реактивного ремонту після відмови до обслуговування за фактичним технічним станом.

У першому розділі встановлено, що розподільні пункти 0,4 та 10 кВ є складними електротехнічними об'єктами, які включають силові, комутаційні, захисні, вимірювальні та заземлювальні елементи. Аналіз показав, що основними причинами відмов є дефекти контактних з'єднань, погіршення ізоляції, несправність захисної апаратури, помилки монтажу та недостатній контроль фактичного стану обладнання. Для подальшого проєктування прийнято комплексний підхід до діагностування, який поєднує візуальний огляд, тепловізійний контроль, електровимірювання, аналіз параметрів мережі та перевірку виконавчої документації.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Організація робіт з технічного діагностування розподільних пунктів

Технологічна частина роботи визначає порядок організації діагностування розподільних пунктів напругою 0,4 та 10 кВ. Розподільний пункт розглядається як електротехнічний об'єкт, що поєднує ввідні та секційні комутаційні апарати, збірні шини, кабельні лінії, апарати захисту, вимірювальні трансформатори, прилади обліку, кола керування, сигналізації та заземлення.

Організація робіт повинна забезпечувати безпечний доступ до обладнання, достовірність вимірювань, повторюваність результатів і можливість порівняння фактичних параметрів з допустимими значеннями. У дипломній роботі прийнято, що діагностування виконується бригадою електротехнічного персоналу у складі керівника робіт, оперативного працівника та інженера-діагноста.

Як технічну основу використано проєктні рішення з наданої робочої документації, де наведені приклади структурних схем електроустановок, схем зовнішніх підключень, шаф комутації, шаф захисту, кабельних журналів, заземлення та вимог до монтажної організації. Ці матеріали використані не як готовий об'єкт диплома, а як прототип для побудови технології діагностування РП 0,4 та 10 кВ.

Таблиця 2.1

Склад робіт з технічного діагностування розподільного пункту

Етап робіт	Зміст операцій	Основний результат
Підготовка	Аналіз однолінійної схеми, кабельного журналу, наряду-допуску, визначення меж робочого місця	Сформовано маршрут перевірки та перелік контрольних точок
Допуск	Відключення обладнання, перевірка відсутності напруги, встановлення переносних заземлень	Забезпечено безпечні умови роботи

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Огляд	Перевірка шаф, шин, кабельних вводів, ізоляторів, маркування, РЕ-з'єднань	Виявлено зовнішні дефекти та порушення монтажу
Інструментальний контроль	Тепловізійний контроль, вимірювання опору ізоляції, перехідних опорів, параметрів мережі	Отримано кількісні діагностичні параметри
Оцінювання	Порівняння результатів з нормативними і розрахунковими значеннями	Прийнято рішення про технічний стан
Документування	Оформлення протоколу, дефектної відомості, рекомендацій з ремонту	Сформовано комплект експлуатаційної документації

На рис. 2.1 наведено фрагмент структурної схеми з робочої документації. Для дипломної роботи вона використовується як приклад побудови системи з чітким поділом силових кіл, кіл постійного струму, РЕ-провідників, каналів вимірювання та комунікацій. Такий підхід доцільно застосовувати і для розподільного пункту, оскільки він спрощує визначення контрольних точок діагностування.

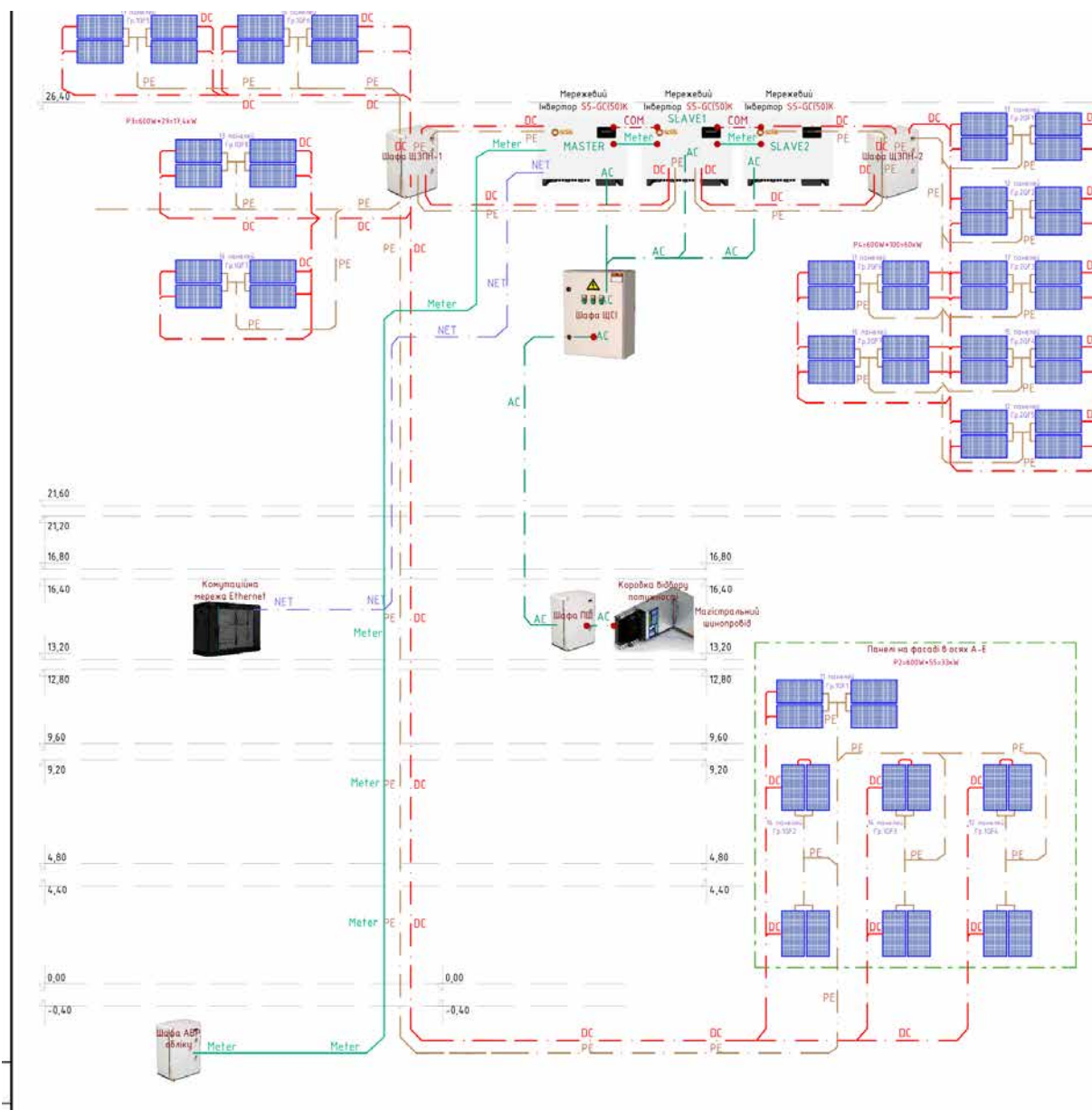


Рис. 2.1 - Фрагмент структурної схеми електроустановки з робочої документації як основа для визначення діагностичних зон

2.2 Розроблення технологічного процесу огляду та перевірки обладнання РП 0,4 та 10 кВ

Технологічний процес огляду та перевірки обладнання РП 0,4 та 10 кВ формується за принципом послідовного переходу від ввідної частини до відхідних ліній. Для РП 10 кВ перевіряються комірки, вимикачі, роз'єднувачі, заземлювальні ножі, трансформатори струму і напруги, кабельні вводи та кола

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

релейного захисту. Для РП 0,4 кВ контролюються ввідні та секційні автоматичні вимикачі, шинні збірки, РЕ- і N-шини, кабельні відгалуження, апарати захисту, кола обліку та моніторингу.

Під час огляду основна увага приділяється місцям можливого виникнення локального перегріву: контактним з'єднанням, болтовим затискачам, кабельним наконечникам, шинним перемичкам, автоматичним вимикачам і ввідним клемам. Для обладнання 10 кВ додатково контролюються стан ізоляторів, відсутність слідів часткових розрядів, механічні блокування, цілісність заземлювальних елементів і стан приводів комутаційних апаратів.

Таблиця 2.2

Технологічна послідовність огляду та перевірки РП

№	Операція	Об'єкт контролю	Критерій оцінювання
1	Звірка документації	Однолінійна схема, кабельний журнал, маркування	Фактичні підключення відповідають схемі
2	Огляд шаф і комірок	Корпуси, двері, ущільнення, вводи	Відсутність пошкоджень, корозії, слідів нагріву
3	Огляд шин і контактів	Шини, наконечники, клеми, перемички	Немає окиснення, оплавлення, ослаблення
4	Тепловізійний контроль	Контактні вузли, автомати, кабельні вводи	Немає недопустимого перегріву
5	Контроль ізоляції	Кабельні лінії, шини, апарати	Опір ізоляції вище допустимого значення
6	Контроль захисту	Автомати, запобіжники, релейний захист	Номінали та уставки відповідають розрахунку
7	Перевірка РЕ-кіл	РЕ-шина, корпуси, заземлювальні провідники	Забезпечена неперервність захисного кола

На рисунку 2.2 наведено фрагмент схеми зовнішніх підключень шафи ЩС-1 із робочої документації. Для технологічного процесу діагностування він показує, як повинні визначатися контрольні точки: вводи інверторів, силові кабельні лінії, лінії RS-485, трансформатори струму, аналізатор параметрів мережі, шини РЕ та комутаційні апарати.

перевірки доцільно поєднувати електровимірювальні методи з тепловізійним контролем і аналізом параметрів мережі.

Таблиця 2.3

Засоби вимірювання та діагностичного контролю для РП 0,4 та 10 кВ

Засіб контролю	Призначення	Об'єкт застосування	Очікуваний результат
Тепловізор	Виявлення локального перегріву	Контакти, шини, кабельні вводи, автомати	Визначення дефектних контактних вузлів
Мегаомметр 1000/2500/5000 В	Вимірювання опору ізоляції	Кабелі, шини, апарати 0,4 та 10 кВ	Оцінка зволоження, старіння та пошкодження ізоляції
Мікроомметр	Вимірювання перехідного опору	Шинні з'єднання, клеми, наконечники	Оцінка якості контактного з'єднання
Аналізатор параметрів мережі	Контроль U, I, P, Q, cosφ, гармонік	Ввідні та відхідні лінії 0,4 кВ	Оцінка режиму навантаження
Вимірювач опору заземлення	Перевірка заземлювального пристрою	Контур заземлення, РЕ-шина	Підтвердження відповідності захисту
Показчик напруги	Перевірка відсутності напруги	Комірки 10 кВ, РУ-0,4 кВ	Безпечний допуск до робіт

2.4 Розроблення технологічної карти діагностування розподільного пункту

Технологічна карта діагностування встановлює послідовність операцій, засоби контролю, допустимі результати і орієнтовну тривалість виконання робіт. Карта застосовується під час планового технічного обслуговування, після аварійних вимкнень, після ремонту і перед введенням розподільного пункту в експлуатацію.

Сумарна тривалість діагностування визначається як сума тривалостей окремих операцій:

$$t_{\text{д}} = \sum t_i, i = 1 \dots n \quad (2.1)$$

де $t_{\text{д}}$ - сумарна тривалість діагностування, хв; t_i - тривалість i -ї операції, хв; n - кількість операцій у технологічній карті.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4

Технологічна карта діагностування розподільного пункту

№	Операція	Засіб контролю	Нормальний результат	Час, хв
1	Перевірка схеми та кабельного журналу	Проектна документація	Підключення відповідають схемі	20
2	Підготовка робочого місця	Показчик напруги, заземлення	Робоче місце підготовлено	20
3	Зовнішній огляд шаф і апаратів	Візуальний контроль	Немає оплавлень, корозії, деформацій	25
4	Тепловізійний контроль	Тепловізор	Немає недопустимого перегріву	30
5	Вимірювання опору ізоляції	Мегаомметр	Опір ізоляції вище допустимого	35
6	Контроль перехідного опору	Мікроомметр	Немає різкого відхилення між фазами	25
7	Контроль параметрів мережі	Аналізатор, кліщі	Напруга і струм у допустимих межах	20
8	Перевірка апаратів захисту	Схема, тестер, огляд	Уставки відповідають розрахунку	25
9	Оформлення протоколу	Журнал діагностування	Сформовано висновок	15

$$t_{\text{д}} = 20 + 20 + 25 + 30 + 35 + 25 + 20 + 25 + 15 = 215 \text{ хв} \quad (2.2)$$

Отже, повне планове діагностування одного розподільного пункту потребує орієнтовно 215 хв, або 3,6 год роботи бригади без урахування часу на оперативні перемикання та можливе усунення виявлених дефектів. Розподіл часу за основними операціями наведено на рисунку 2.3.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

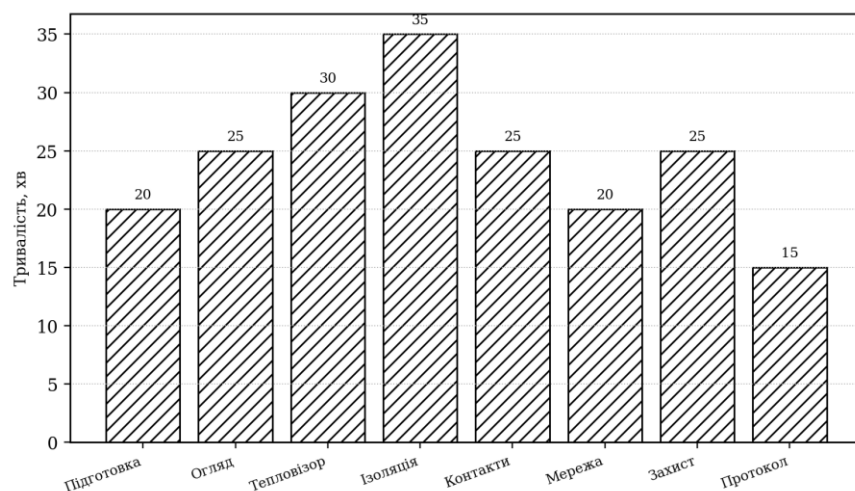


Рис. 2.3 - Орієнтовна тривалість операцій діагностування розподільного пункту

2.5 Формування переліку контрольованих параметрів електрообладнання

Перелік контрольованих параметрів формується з урахуванням найбільш імовірних відмов розподільних пунктів: перегріву контактних з'єднань, зниження опору ізоляції, пошкодження кабельних ліній, порушення роботи апаратів захисту, асиметрії фазних навантажень, послаблення заземлювальних з'єднань і невідповідності фактичних підключень проєктній документації.

Таблиця 2.5

Контрольовані параметри електрообладнання РП 0,4 та 10 кВ

Група параметрів	Параметр	Метод контролю	Діагностичне значення
Електричні	U, I, P, Q, cosφ, частота	Аналізатор параметрів мережі	Оцінка режиму навантаження
Теплові	Температура контактів, шин і вводів	Тепловізійний контроль	Виявлення послаблених контактів
Ізоляційні	Опір ізоляції кабелів, шин, апаратів	Мегаомметр	Оцінка старіння та зволоження ізоляції
Контактні	Перехідний опір з'єднань	Мікроомметр	Оцінка якості контактної вузла
Захисні	Номінали, уставки, стан апаратів	Перевірка за схемою і розрахунком	Забезпечення селективності
Заземлення	Опір заземлення, неперервність РЕ	Вимірювач заземлення	Захист персоналу та обладнання

Документальні	Маркування, кабельний журнал, протоколи	Звірка з документацією	Зменшення експлуатаційних помилкок
---------------	---	---------------------------	--

Для узагальнення результатів діагностування доцільно застосовувати інтегральний коефіцієнт технічного стану:

$$K_{tc} = w_1 K_{iz} + w_2 K_t + w_3 K_k + w_4 K_{зах} + w_5 K_{заз} \quad (2.3)$$

де K_{tc} - узагальнений коефіцієнт технічного стану; K_{iz} - оцінка стану ізоляції; K_t - оцінка теплового стану; K_k - оцінка контактних з'єднань; $K_{зах}$ - оцінка апаратів захисту; $K_{заз}$ - оцінка заземлення; w_i - вагові коефіцієнти. При $K_{tc} \geq 0,85$ стан вважається справним, при $0,70 \leq K_{tc} < 0,85$ потрібен посилений контроль, при $K_{tc} < 0,70$ необхідне ремонтне втручання.

У розділі 2 сформовано технологічну основу діагностування розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ. Вона охоплює організацію робіт, послідовність перевірок, вибір засобів контролю, технологічну карту та перелік контрольованих параметрів електрообладнання.

РОЗДІЛ 3 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок електричних навантажень розподільного пункту

Електротехнічна частина виконується для умовного розподільного пункту 10/0,4 кВ, який забезпечує живлення навантажень об'єкта з підключенням шаф комутації, захисту, обліку та діагностування. За основу приймається структура електроустановки з трьома силовими відгалуженнями по 50 кВт, що відповідає типовим рішенням, наведеним у робочій документації. Таке навантаження є зручним для розрахунку струмів, вибору кабелів, автоматичних вимикачів і перевірки умов захисту.

Таблиця 3.1

Вихідні дані для розрахунку електричних навантажень

Споживач	Кількість	Потужність одиниці, кВт	Встановлена потужність, кВт	Коефіцієнт попиту
----------	-----------	----------------------------	--------------------------------	----------------------

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Силові відгалуження 0,4 кВ	3	50	150	1,0
Власні потреби РП	1	8	8	0,8
Резерв технологічного обладнання	1	12	12	0,6
Разом	-	-	170	-

Розрахункова активна потужність визначається за формулою:

$$P_p = \Sigma(P_{\text{вст},i} \cdot k_{\text{п},i}) \quad (3.1)$$

$$P_p = 150 \cdot 1,0 + 8 \cdot 0,8 + 12 \cdot 0,6 = 163,6 \text{ кВт} \quad (3.2)$$

Розрахунковий струм трифазної мережі 0,4 кВ визначається за виразом:

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) \quad (3.3)$$

$$I_p = 163,6 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,95) = 262 \text{ А} \quad (3.4)$$

З урахуванням одержаного значення для ввідного приєднання РП 0,4 кВ доцільно прийняти апарат захисту номінальним струмом 315 А. Для окремих відгалужень потужністю 50 кВт розрахунковий струм становить:

$$I_{50} = 50 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,95) = 80 \text{ А} \quad (3.5)$$

Отже, для окремих силових відгалужень обґрунтованим є застосування автоматичних вимикачів на 80 А, що узгоджується з типовими рішеннями робочої документації. Структуру розподілу навантаження наведено на рисунку 3.1.

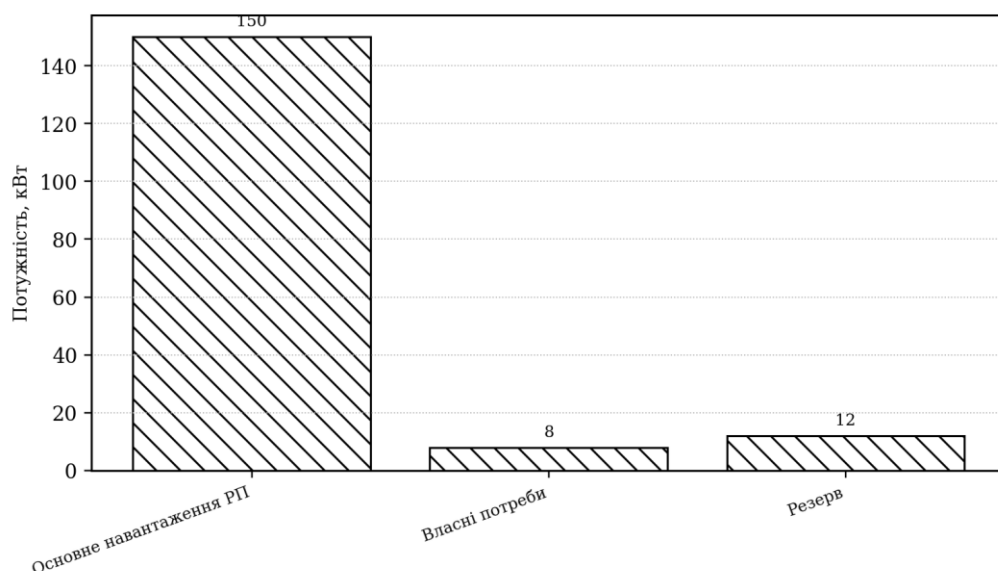


Рис.3.1 - Структура розрахункового навантаження розподільного пункту

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах 0,4 та 10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконується для вибору комутаційних апаратів, перевірки вимикальної здатності автоматичних вимикачів і визначення умов спрацювання захисту. Для розрахунку приймається живлення розподільного пункту від мережі 10 кВ через трансформатор 10/0,4 кВ потужністю 250 кВА з напругою короткого замикання $u_k = 6\%$.

Таблиця 3.2

Вихідні дані для розрахунку струмів короткого замикання

Параметр	Позначення	Значення
Напруга мережі високої сторони	U_{10}	10 кВ
Напруга мережі низької сторони	$U_{0,4}$	0,4 кВ
Потужність трансформатора	$S_{тр}$	250 кВА
Напруга короткого замикання трансформатора	u_k	6 %
Потужність КЗ на шинах 10 кВ	$S_{к10}$	100 МВА
Розрахунковий струм на шинах 0,4 кВ	I_p	262 А

Струм трифазного короткого замикання на шинах 10 кВ визначається за формулою:

$$I_{к10} = S_{к10} / (\sqrt{3} \cdot U_{10}) \quad (3.6)$$

$$I_{к10} = 100 / (1,732 \cdot 10) = 5,77 \text{ кА} \quad (3.7)$$

Номинальний струм трансформатора з боку 0,4 кВ становить:

$$I_{н.тр} = S_{тр} / (\sqrt{3} \cdot U_{0,4}) \quad (3.8)$$

$$I_{н.тр} = 250 / (1,732 \cdot 0,4) = 361 \text{ А} \quad (3.9)$$

Орієнтовний струм короткого замикання на шинах 0,4 кВ за опором трансформатора:

$$I_{к0,4} = I_{н.тр} / (u_k / 100) \quad (3.10)$$

$$I_{к0,4} = 361 / 0,06 = 6,02 \text{ кА} \quad (3.11)$$

З урахуванням опору кабельної лінії від шин РП до віддаленого споживача розрахунковий струм КЗ на кінці лінії приймається 2,8 кА. Отримані значення наведено на рисунку 3.2.

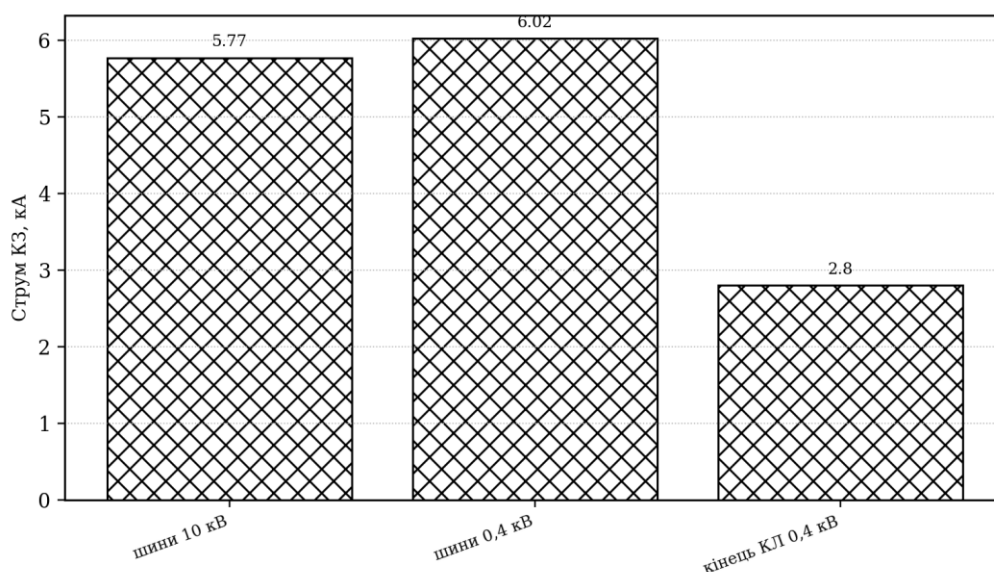


Рис. 3.2 - Розрахункові струми короткого замикання в характерних точках мережі

3.3 Вибір і перевірка комутаційних апаратів розподільного пункту

Вибір комутаційних апаратів виконується за номінальною напругою, розрахунковим струмом, умовами тривалої роботи, вимикальною здатністю та відповідністю режиму експлуатації. Для РП 10 кВ приймаються стандартні комутаційні апарати на номінальну напругу 10 кВ і номінальний струм не менше 630 А. Для РП 0,4 кВ вибір виконується за розрахунковими струмами відгалужень і вводу.

Фрагмент принципової схеми шафи ЩСІ з робочої документації наведено на рисунку 3.3. У ньому показано використання ввідного апарата QF1 200 А, комутаційного апарата QS1 250 А, відхідних автоматичних вимикачів QF1-QF3 по 80 А і кабельних ліній. Для дипломної роботи ця схема використовується як приклад побудови розподільної шафи 0,4 кВ та вибору контрольних апаратів.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

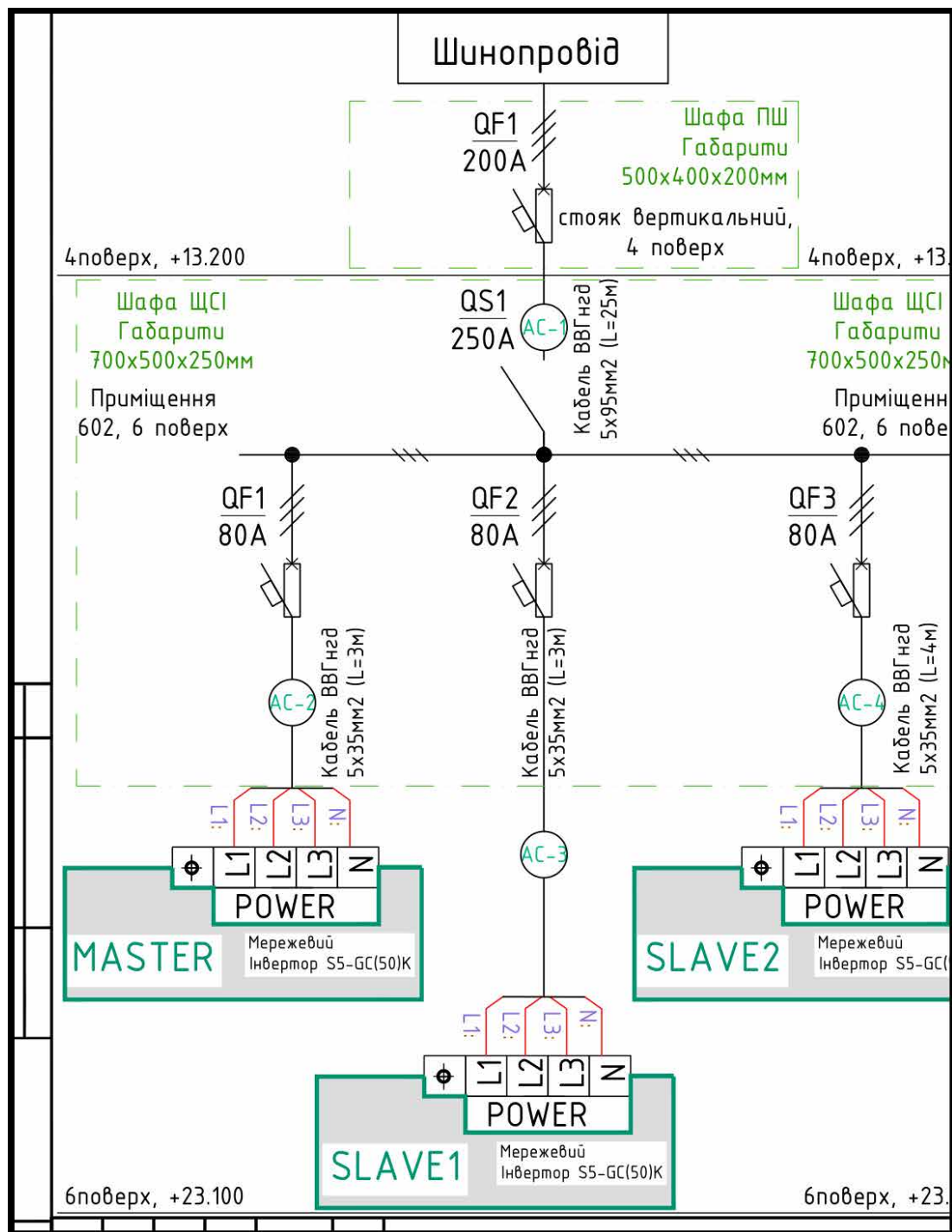


Рис. 3.3 - Фрагмент принципової схеми шафи ЩСІ з робочої документації як приклад комутаційної частини РП 0,4 кВ

Вибір комутаційних апаратів розподільного пункту

Елемент	Розрахунковий струм, А	Прийнятий апарат	Номінальний струм, А	Умова вибору
Ввід РП 0,4 кВ	262	Автоматичний вимикач ввідний	315	$315 > 262$
Відгалуження 50 кВт	80	Автоматичний вимикач відхідної лінії	80	відповідає I_50
Комутаційний апарат секції	262	Рубильник / вимикач навантаження	400	$400 > 262$
Комірка 10 кВ	14,4	Вимикач навантаження 10 кВ	630	$630 > 14,4$
Захист трансформатора	14,4	Запобіжник / релейний захист	за розрахунком	за умовою селективності

Вибрані апарати забезпечують роботу обладнання у нормальному режимі та мають запас за номінальним струмом. Остаточна перевірка апаратів виконується у п. 3.5 за вимикальною здатністю та умовами спрацювання при коротких замиканнях.

3.4 Вибір кабельних ліній та перевірка їх за допустимим струмом і втратою напруги

Вибір кабельних ліній виконується за допустимим тривалим струмом, способом прокладання, умовами нагрівання, падінням напруги та механічною захищеністю. За прототипом робочої документації для відгалужень потужністю 50 кВт приймається кабель ВВГнгд 5х35 мм², а для магістрального приєднання до шинопроводу або ввідної шафи - кабель ВВГнгд 5х95 мм².

У документації, що використовується як технічна основа, кабельні траси фіксуються в кабельному журналі. Фрагмент такого журналу наведено на рисунку 3.4. Для дипломного проєкту аналогічний підхід використовується при формуванні переліку контрольованих кабельних ліній РП.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номер по проекту	Траса		Маркування жил кабелів	Кабель				
	Початок	Закінчення		за проектом			прокладений	
				Спосіб прокладки	Одиниця вимірювання	Довжина, м	Спосіб прокладки	Довжина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Фотоелектричні модулі покриті "Ж"							
Гр.Ж 1"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, додатковий полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 1"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, від'ємний полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 2"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, додатковий полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 2"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, від'ємний полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 3"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, додатковий полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 3"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, від'ємний полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 4"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, додатковий полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 4"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, від'ємний полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 5"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, додатковий полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 5"-	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Покрівля будівлі, від'ємний полес ФЕМ	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Труба покриття -м/Конструкції паркану -м/Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 1"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV1+, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 1"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV1-, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 2"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV1+, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 2"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV1-, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 3"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV2+, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 3"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV2-, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 4"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV2+, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 4"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV2-, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 5"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV3+, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
Гр.Ж 5"+	Гібридний інвертор, клемі PV Input PV3-, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Шафа захисту по постійному струму ЩЗПН, 1 поверх, щитова, будівля "Л"	Кабель сонячний КВЕ DB+ червоний, 6мм2	Лоток -м	м.	==		
BATT1"-	АКБ Battery System OASIS, клемі INV+/-, Main control module підвальне приміщення	Гібридний інвертор, клемі Battery Input, "+" 1 поверх, щитова, будівля "Л" Master	Комплектні кабелі в складі АКБ OASIS	По конструкції АКБ OASIS	м.	==		
BATT2"-	АКБ Battery System OASIS, клемі INV-/-, Main control module підвальне приміщення	Гібридний інвертор, клемі Battery Input, "-" 1 поверх, щитова, будівля "Л" Master	Комплектні кабелі в складі АКБ OASIS	По конструкції АКБ OASIS	м.	==		
CAN1	АКБ Battery System OASIS, клемі COM Main control module підвальне приміщення	Гібридний інвертор, клемі BMS 1 поверх, щитова, будівля "Л" Master	Комплектні кабелі в складі АКБ OASIS	По конструкції АКБ OASIS	м.	==		

Рис. 3.4 - Фрагмент кабельного журналу з робочої документації як приклад оформлення кабельних ліній

Таблиця 3.4

Перевірка вибраних кабельних ліній

Лінія	Розрахунковий струм, А	Кабель	Допустимий струм, А	Довжина, м	Втрата напруги, %
Ввід від РП до шафи комутації	262	ВВГнгд 5х95	>280	25	0,39
Відгалуження 50 кВт	80	ВВГнгд 5х35	>120	3	0,05
Кола власних потреб	15	ВВГнгд 5х4	>30	20	0,70
Кола керування і сигналізації	до 5	КВВГнг / КПВЗ	за призначенням	за трасою	не нормується як силова

Втрати напруги у трифазній кабельній лінії визначаються за залежністю:

$$\Delta U\% = (\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) / U_n) \cdot 100 \quad (3.12)$$

Для кабелю ВВГнгд 5х95 мм² довжиною 25 м при I = 262 А, r₀ = 0,193

Ом/км, x₀ = 0,08 Ом/км, cosφ = 0,95, sinφ = 0,31:

$$\Delta U\% = (1,732 \cdot 262 \cdot 0,025 \cdot (0,193 \cdot 0,95 + 0,08 \cdot 0,31) / 380) \cdot 100 = 0,62 \% \quad (3.13)$$

					Арк.
					36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ

Одержане значення менше допустимих 5 % для силових мереж низької напруги. Графічне порівняння втрат напруги для основних кабельних ліній наведено на рисунку 3.5.

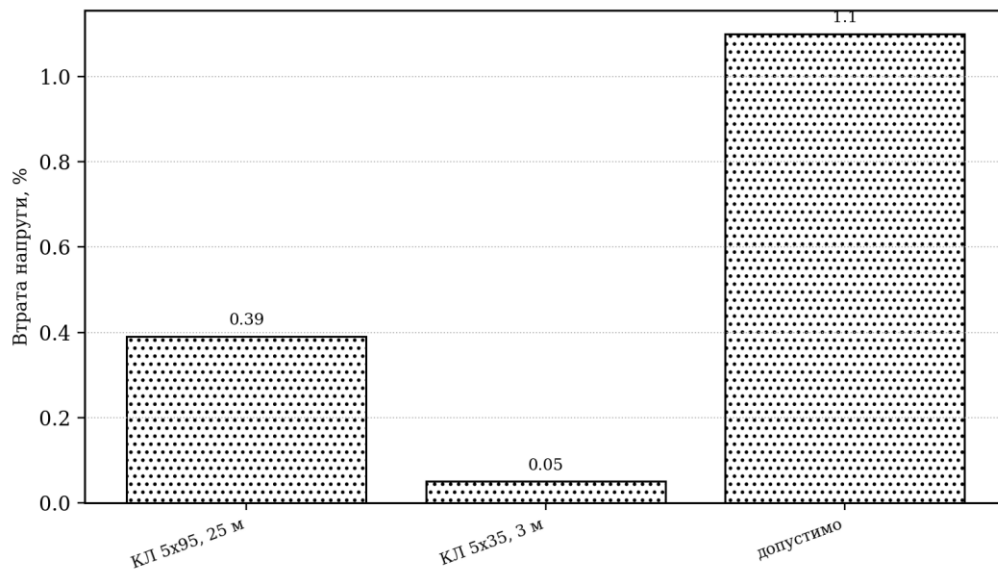


Рис 3.5 - Порівняння втрат напруги у вибраних кабельних лініях

3.5 Перевірка апаратів захисту за умовами спрацювання та вимикальної здатності

Перевірка апаратів захисту виконується за двома основними умовами: номінальний струм апарата має бути не меншим за розрахунковий робочий струм, а вимикальна здатність має перевищувати розрахунковий струм короткого замикання в точці встановлення апарата. Додатково перевіряється узгодження захисту з допустимим струмом кабельної лінії.

$$I_p \leq I_{н.ап} \leq I_{доп.к} \quad (3.14)$$

$$I_{вим} \geq I_k \quad (3.15)$$

Таблиця 3.5

Перевірка апаратів захисту

Ділянка	I_p , А	Прийнятий апарат	$I_{н, А}$	I_k , кА	$I_{вим, кА}$	Висновок
Ввід РП 0,4 кВ	262	Автоматичний вимикач 315 А	315	6,02	10	Придатний
Відгалуження 50 кВт	80	Автоматичний вимикач 80 А	80	2,8	6	Придатний
Кола власних потреб	15	Автоматичний вимикач 25 А	25	2,8	6	Придатний
Комірка 10 кВ	14,4	Вимикач навантаження / запобіжники	630	5,77	20	Придатний

Для ввідного апарата РП 0,4 кВ умова вимикальної здатності виконується, оскільки $I_{\text{вим}} = 10 \text{ кА} > I_{\text{к0,4}} = 6,02 \text{ кА}$. Для відхідних ліній умова також виконується, оскільки очікуваний струм короткого замикання на кінці лінії становить 2,8 кА, а стандартна вимикальна здатність прийнятого апарата дорівнює 6 кА. Таким чином, вибрані апарати захисту забезпечують вимкнення аварійних режимів і захист кабельних ліній.

3.6 Розрахунок захисного заземлення електрообладнання розподільного пункту

Захисне заземлення розподільного пункту призначене для зниження напруги дотику, забезпечення безпечної експлуатації електрообладнання та нормальної роботи пристроїв захисту. У наданих робочих документах передбачено приєднання металоконструкцій та електроустановок до захисного провідника РЕ, що використано як принципове рішення для даного розрахунку.

Для розрахунку приймається контур заземлення з вертикальних сталевих електродів довжиною 3 м і діаметром 16 мм, з'єднаних сталевією смугою 40x4 мм. Розрахунковий питомий опір ґрунту приймається $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Допустимий опір заземлювального пристрою для електроустановки приймається $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$.

Таблиця 3.6

Вихідні дані для розрахунку заземлення

Параметр	Позначення	Значення
Питомий опір ґрунту	ρ	100 Ом·м
Довжина вертикального електрода	l	3 м
Діаметр електрода	d	0,016 м
Кількість електродів	n	14
Коефіцієнт використання електродів	η	0,68
Допустимий опір заземлення	$R_{\text{доп}}$	4 Ом

Опір одного вертикального електрода визначається за наближеною формулою:

$$R_1 = \rho / (2\pi l) \cdot (\ln(2l/d) + 0,5) \quad (3.16)$$

$$R_1 = 100 / (2 \cdot 3,14 \cdot 3) \cdot (\ln(2 \cdot 3 / 0,016) + 0,5) = 34,1 \text{ Ом} \quad (3.17)$$

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір групи вертикальних електродів з урахуванням коефіцієнта використання становить:

$$R_{гр} = R_1 / (n \cdot \eta) \quad (3.18)$$

$$R_{гр} = 34,1 / (14 \cdot 0,68) = 3,58 \text{ Ом} \quad (3.19)$$

Одержане значення $R_{гр} = 3,58 \text{ Ом}$ менше допустимого значення 4 Ом , тому прийнята конструкція заземлювального пристрою відповідає вимогам безпечної експлуатації електрообладнання. До контуру заземлення приєднуються корпуси шаф, металоконструкції, кабельні лотки, РЕ-шина РП 0,4 кВ та заземлювальні елементи комірок 10 кВ.

Таблиця 3.7

Підсумкові результати електротехнічної частини

Розрахунковий показник	Значення	Прийняте технічне рішення
Розрахункова потужність	163,6 кВт	РП 0,4 кВ з ввідним апаратом 315 А
Розрахунковий струм вводу	262 А	Автоматичний вимикач 315 А
Струм КЗ на шинах 10 кВ	5,77 кА	Комутаційна апаратура 10 кВ з $I_{\text{вим}}$ не менше 20 кА
Струм КЗ на шинах 0,4 кВ	6,02 кА	Апарати 0,4 кВ з $I_{\text{вим}}$ не менше 10 кА
Кабель вводу 0,4 кВ	ВВГнгд 5х95 мм ²	Втрати напруги не перевищують допустимі
Кабель відгалуження 50 кВт	ВВГнгд 5х35 мм ²	Струмова здатність відповідає $I_{50} = 80 \text{ А}$
Опір заземлення	3,58 Ом	Відповідає $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$

У розділі 3 виконано розрахунок навантажень, струмів короткого замикання, вибір комутаційних апаратів, кабельних ліній, перевірку захистів і розрахунок заземлення. Отримані рішення узгоджуються з технологічною частиною та забезпечують можливість безпечного і достовірного діагностування РП 0,4 та 10 кВ.

3.8. Вибір і перевірка електроприводу технологічного обладнання

Усталена потужність електродвигуна з врахуванням коефіцієнту запасу:

$$P_{\text{уст.}} = \frac{k_z \cdot L_d \cdot P}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_v \cdot \eta_n \cdot \eta_{\text{під}}}, \quad (3.1)$$

де k_z - коефіцієнт запасу потужності на пусковий момент, $k_z = 1,2$;

P - приведений тиск, $P = 52,6$ Па;

L_d - дійсна подача вентилятора, $L_d = 1069,2$ м³/год;

η_v - к.к.д. вентилятора, $\eta_v = 0,73$;

η_n - к.к.д. передачі, $\eta_n = 1$ (вентилятор знаходиться безпосередньо на вісі двигуна);

$\eta_{\text{під}}$ - к.к.д. підшипників, $\eta_{\text{під}} = 0,98$.

$$P_{\text{уст.}} = \frac{1,2 \cdot 1069,2 \cdot 52,6}{3600 \cdot 102 \cdot 0,73 \cdot 1 \cdot 0,98} = 0,256 \text{ кВт.}$$

Двигун вентилятора працює в тривалому режимі (ДСТУ 183-94) з постійним або малозмінним навантаженням.

Номінальна потужність повинна складати:

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{уст.}} \quad (3.2)$$

Вибираємо двигун потужністю $P_{\text{ном}} = 0,37$ кВт. Живлення здійснюється трифазним змінним струмом частотою 50 Гц.

За частотою обертання, двигун вибираємо виходячи з характеристик вентилятора.

Згідно з ДСТУ 2479-09 за конструктивним виконанням та монтажем приймаємо двигун виконання ІМ 1001. Оскільки до приводу відцентрового вентилятора, на відміну від осьового, не ставляться особливі вимоги, приймаємо двигун з нормальною механічною характеристикою основного виконання АІР 63А2 з такою технічною характеристикою:

Із наведеного можна зробити висновок, що нагрів електродвигуна під час пуску несуттєвий.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

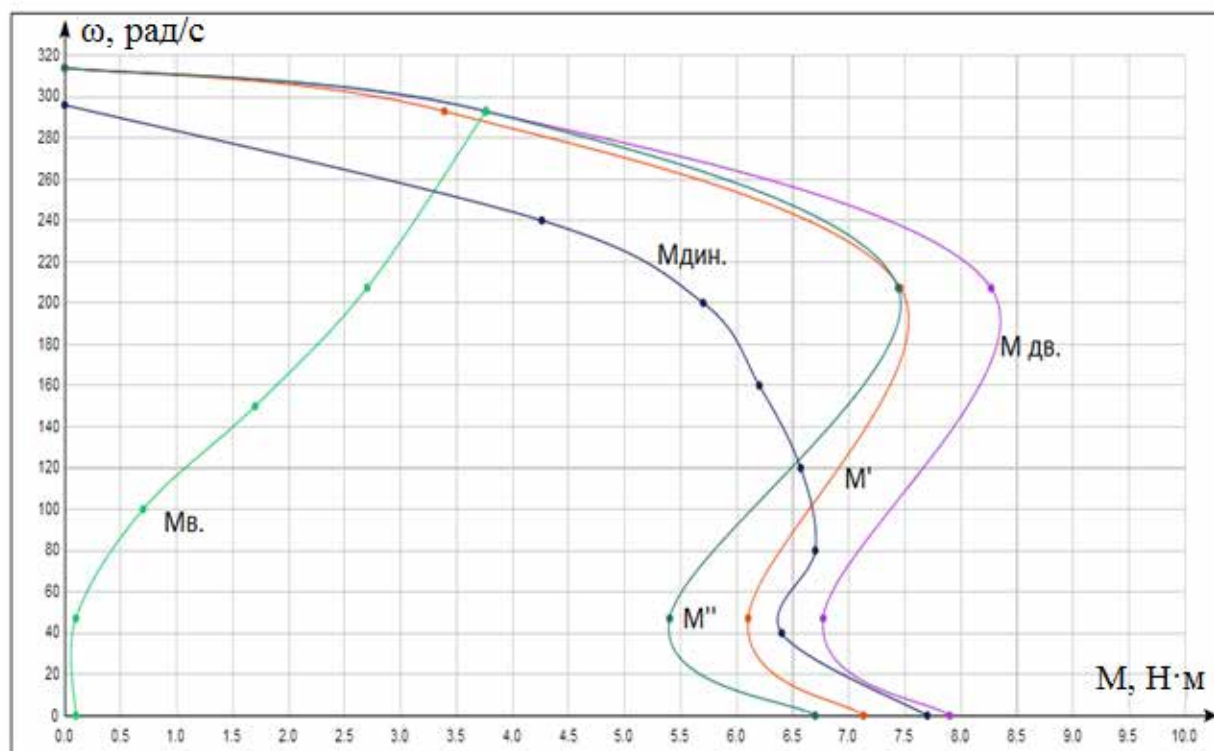


Рис. 3.1. Механічні характеристики електроприводу.

Для захисту від перевантажень і коротких замикань вибираємо автоматичний вимикач. Вибір проводимо, виходячи з умов:

$$U_{\text{ав.}} \geq U_{\text{мережі}}; \quad (3.26)$$

$$I_{\text{ав.}} \geq I_{\text{н.дв.}}; \quad (3.27)$$

$$I_{\text{т.р.}} \geq I_{\text{н.дв.}}; \quad (3.28)$$

$$I_{\text{сл.магн.роз.}} \geq 12 \cdot I_{\text{н.дв.}}; \quad (3.29)$$

$$I_{\text{гр.вим.зд.}} \geq I_{\text{к.з.}}^{(3)}. \quad (3.30)$$

Приймаємо автоматичний вимикач типу ВА47-29 УХЛЗ з такими номінальними даними:

$$U_{\text{н}} = 380 \text{ В}; \quad I_{\text{т.р.}} = 2 \text{ А}; \quad f = 50 \text{ Гц}; \quad I_{\text{н}} = 25 \text{ А}; \quad I_{\text{сл.магн.роз.}} = 20 \text{ А}.$$

Для дистанційного керування та захисту від перевантажень електродвигуна вибираємо електромагнітний пускач серії ПМЛ з тепловим реле серії РТЛ, виходячи з умов:

$$U_{\text{н.п.}} \geq U_{\text{мережі}}; \quad (3.31)$$

$$I_{\text{н.п.}} \geq I_{\text{н.дв.}}; \quad (3.32)$$

$$I_{\text{уст.т.р.}} \geq I_{\text{н.дв.}}; \quad (3.33)$$

$$U_{\text{кот.}} \geq U_{\text{кола керув.}}. \quad (3.34)$$

Приймаємо магнітний пускач типу ПМЛ - 1230002А ТУ16.644.001-83 з тепловим реле серії РТЛ 1005 - О4 з номінальними даними: $U_{\text{н.п.}} = 380 \text{ В}; \quad I_{\text{н.п.}} = 10 \text{ А}; \quad U_{\text{кот.}} = 220 \text{ В}; \quad I_{\text{уст.т.р.}} = 1 \text{ А}; \quad I_{\text{н.т.р.}} = 25 \text{ А}.$

При проектуванні виробничого приміщення пункту технічного обслуговування передбачається робоче (загальне і місцеве) освітлення, аварійне

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

та переносне. Напруга робочого і аварійного освітлення 220 В, переносного - 36 В.

Робоче і чергове освітлення передбачається світильниками типу ПВЛМ-Р, ЛСП18, НСП11, НСП03; переносне світильниками типу РВО - 42УХЛ4 через ящики з понижуючим трансформатором ЯТП - 0,25.

Штучне освітлення має виконувати такі вимоги:

- забезпечувати необхідне і постійне освітлення робочого місця;
- не допускати різниці в освітленості ділянок робочого місця і тіней;

Проектом передбачається загальна та комбінована системи освітлення.

При комбінованій системі освітлення використовується загальне та місцеве освітлення, для безпосереднього освітлення окремого робочого місця.

Розрахунок освітлення ведемо методом коефіцієнта світлового потоку, перевірку виконуємо точковим методом.

Вибір освітлювальних установок ведемо залежно від умов навколишнього середовища в приміщенні.

Розміри пункту технічного обслуговування $9 \times 6 \times 4,5 = 36 \text{ м}^2$.

Для освітлення використовуємо люмінесцентні лампи, які мають такі переваги:

- висока світловіддача і великий строк служби;
- мала собівартість;
- спектральний склад випромінювання, який забезпечує високу якість кольоропередачі;
- низька яркість та температура поверхні лампи.

Приймаємо світильники типу ПВЛМ-1 $\times$ 80.

Для прийнятого типу світильника приймаємо значення найкращої відносної відстані між світильниками:

$$L = \lambda \cdot H_p, \quad (3.38)$$

де λ - найкраща відносна відстань в залежності від типу кривої сили світла світильника, $\lambda = 1,4 \dots 1,6$;

H_p - розрахункова висота підвісу світильників, м.

$$H_p = H - (h_c + h_p), \quad (3.39)$$

де H - висота приміщення, $H = 4,5$ м;

h_c - відстань від світильників до стелі, м;

h_p - рівень робочої поверхні над підлогою, $h_p = 1$ м.

$$h_c = (0,2 \dots 0,25) \cdot H; \quad (3.40)$$

$$H_p = 4,5 - (0,2 \cdot 4,5 + 1) = 2,6 \text{ м};$$

$$L = 1,4 \cdot 2,6 = 3,64 \text{ м}.$$

Визначаємо кількість світильників в ряду, кількість рядів і загальну кількість світильників:

$$n_a = a/L; \quad n_b = b/L; \quad N = n_a \cdot n_b. \quad (3.41)$$

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк. 42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де a і b - довжина та ширина приміщення, м;

n_a - кількість світильників в ряду, шт.;

n_b - кількість рядів світильників, шт.;

Визначення потужності лампи за розрахунковим світловим потоком:

$$\Phi = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (3.42)$$

де E - нормована (мінімальна) освітленість, лк;

k - коефіцієнт запасу, для люмінесцентних ламп $k = 1,3$;

S - площа приміщення, м²;

Z - коефіцієнт нерівномірності освітлення, $z = 1,1$;

η - коефіцієнт використання світлового потоку, відн.од.

Коефіцієнт використання світлового потоку залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стелі $\rho_{\text{с.}}$, стін $\rho_{\text{ст.}}$, робочої поверхні $\rho_{\text{р.}}$.

Індекс приміщення:

$$i = \frac{a \cdot b}{H_p \cdot (a + b)}, \quad (3.43)$$

$$i = \frac{9 \cdot 6}{2,6 \cdot (9 + 6)} = 1,385$$

Значення коефіцієнта використання світлового потоку для світильника ПВЛМ-1 $\times$ 80 при $\rho_{\text{с.}}=50\%$, $\rho_{\text{ст.}}=30\%$, $\rho_{\text{р.}}=10\%$ дорівнює $\eta = 0,44$ відн.од.

Розрахунковий світловий потік лампи:

$$\Phi = 200 \cdot 1,3 \cdot 36 \cdot 1,1 / 6 \cdot 0,44 = 3900 \text{ лм.}$$

Приймаємо люмінесцентну лампу з світловим потоком $\Phi_{\text{л.}} = 3980$ лм типу ЛТБ 80 ДСТУ 6825-04.

Фактична освітленість:

$$E_{\text{ф.}} = E \cdot \Phi_{\text{л.}} / \Phi; \quad (3.44)$$

$$E_{\text{ф.}} = 200 \cdot 3980 / 3900 = 204 \text{ лк.}$$

Відхилення фактичної освітленості від нормованої:

$$\Delta E = ((E_{\text{ф.}} - E) / E) \cdot 100; \quad (3.45)$$

$$\Delta E = ((204 - 200) / 200) \cdot 100 = 2\%,$$

що задовільняє допустиме відхилення $-10\% \dots +20\%$.

Встановлена потужність:

$$P = P_{\text{л.}} \cdot N, \quad (3.46)$$

де $P_{\text{л.}}$ - потужність однієї лампи, $P_{\text{л.}} = 0,065$ кВт. $P = 0,065 \cdot 6 = 0,39$ кВт.

Питома потужність:

$$P_{\text{пит.}} = P \cdot 1000 / S; \quad (3.47)$$

$$P_{\text{пит.}} = 0,39 \cdot 1000 / 36 = 10,8 \text{ Вт/м}^2.$$

Перевірочний розрахунок освітленості точковим методом.

Контрольні точки намічаємо на робочій поверхні з вірогідними мінімальними та максимальними освітленостями.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк. 43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункова формула:

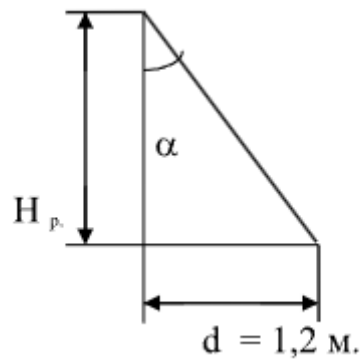
$$E = (I_{\alpha} \cos^3 \alpha) / (H_p^2 \cdot k), \quad (3.48)$$

де E - горизонтальна освітленість в точці розрахунку, лк;
 α - кут між віссю симетрії світильника та напрямком до точки розрахунку, град;

I_{α} - сила світла в напрямку до точки розрахунку, кд;

k - коефіцієнт запасу.

За розрахункову візьмемо точку на робочому місці 1.



$$\alpha = \arctg d / H_p; \quad (3.49)$$

$$\alpha = 50^\circ; \quad \cos^3 \alpha = 0.749.$$

$$I_{\alpha} = (I_{\alpha})_{\text{т.}} \cdot \Phi_{\text{л.}} / 1000, \quad (3.50)$$

де $(I_{\alpha})_{\text{т.}}$ - сила світла світильника з умовною лампою 1000 лм,

$$(I_{\alpha})_{\text{т.}} = 600 \text{ кд};$$

$$I_{\alpha} = 600 \cdot 3980 / 1000 = 2388 \text{ кд.}$$

Освітленість в точці розрахунку:

$$E = (2388 \cdot 0,749) / (2,6^2 \cdot 1,3) = 203,5 \text{ лк.}$$

Результати розрахунку точковим методом підтвердили правильність розрахунку методом використання світлового потоку.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ НАПРУГОЮ 0,4 ТА 10 кВ

4.1 Обґрунтування вибору комплексного методу діагностування розподільних пунктів

Розподільні пункти напругою 0,4 та 10 кВ є відповідальними елементами системи електропостачання, від технічного стану яких залежить надійність живлення споживачів, безпечність експлуатації електроустановок і стійкість роботи електричних мереж. У складі розподільних пунктів працюють комутаційні апарати, збірні шини, кабельні приєднання, трансформатори струму, апарати захисту, вторинні кола керування, вимірювальні прилади та заземлювальні пристрої. Кожний із цих елементів має власні характерні дефекти, тому оцінювання технічного стану лише за одним параметром не забезпечує достатньої достовірності діагностування.

Традиційний підхід до технічного обслуговування розподільних пунктів переважно базується на зовнішньому огляді, перевірці наявності нагрівання контактів, очищенні обладнання від пилу, підтягуванні контактних з'єднань і періодичному вимірюванні опору ізоляції. Такий підхід дозволяє виявити очевидні дефекти, однак не завжди дає змогу своєчасно визначити приховане погіршення стану контактів, локальний перегрів шин, початкове зниження ізоляційних властивостей, несиметрію навантаження або збільшення перехідного опору в місцях з'єднань.

Удосконалення технології діагностування розподільних пунктів доцільно виконувати на основі комплексного методу, який поєднує візуальний контроль, електричні вимірювання, тепловізійний контроль, перевірку навантажувальних режимів, аналіз стану контактних з'єднань і контроль заземлювальних пристроїв. Комплексність методу полягає в тому, що кожний дефект

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перевіряється не одним, а кількома взаємопов'язаними діагностичними параметрами.

Наприклад, ослаблення болтового контактного з'єднання може проявлятися збільшенням перехідного опору, локальним перегріванням, зміною падіння напруги на ділянці кола та появою характерних слідів окиснення. Погіршення ізоляції може бути виявлене за результатами вимірювання опору ізоляції, коефіцієнта абсорбції, наявності забруднення поверхні ізоляторів та слідів часткових розрядів. Перевантаження окремої фази в мережі 0,4 кВ проявляється несиметрією фазних струмів, підвищенням нагріванням провідників і нерівномірним завантаженням апаратів захисту.

Для розподільних пунктів 10 кВ особливе значення мають стан ізоляції, справність комутаційних апаратів, надійність заземлення, відсутність слідів перекриття, коронування, забруднення ізоляторів і перегрівання контактів. Для розподільних пунктів 0,4 кВ найбільш характерними є перегрівання автоматичних вимикачів, ослаблення контактів шинних з'єднань, перевантаження окремих відхідних ліній, несиметрія навантаження, пошкодження нульових провідників і недостатня якість контактів у клемних з'єднаннях.

Удосконалена технологія діагностування повинна забезпечувати виявлення дефектів на ранній стадії розвитку, скорочення тривалості діагностичних робіт без зменшення кількості контрольованих параметрів, підвищення достовірності висновку про технічний стан обладнання, формування єдиного протоколу діагностування і створення бази даних для порівняння результатів повторних перевірок.

Для практичного впровадження приймається така послідовність комплексного діагностування: підготовка робочого місця, зовнішній огляд РП, перевірка стану шин і контактів, вимірювання опору ізоляції, контроль навантажувальних струмів, тепловізійна зйомка, перевірка апаратів захисту, контроль заземлення, аналіз результатів і формування висновку щодо подальшої

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

експлуатації. Узагальнена структура комплексного методу діагностування наведена на рисунку 4.1.

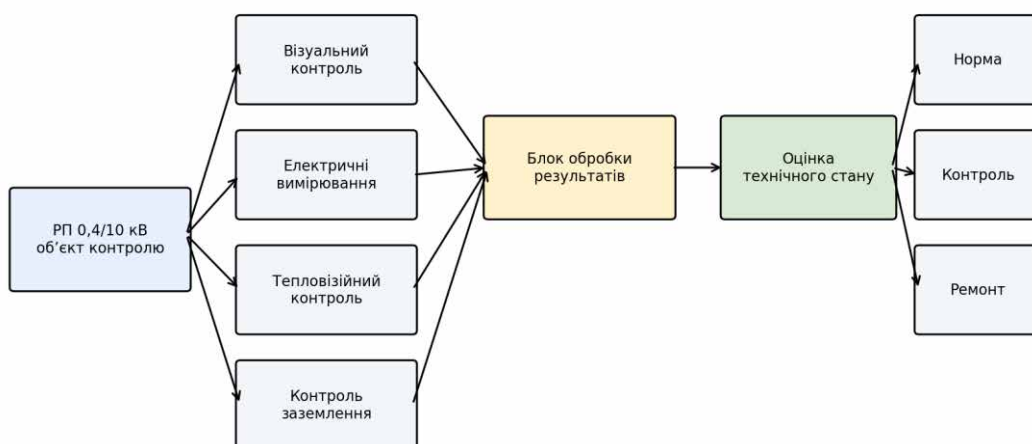


Рис. 4.1 – Структурна схема комплексного діагностування розподільного пункту 0,4 та 10 кВ

До складу структурної схеми входять такі функціональні блоки: об'єкт діагностування, блок візуального контролю, блок електричних вимірювань, блок тепловізійного контролю, блок перевірки захисту, блок контролю заземлення, блок обробки результатів і блок прийняття рішення. Взаємодія цих блоків дозволяє перейти від розрізнених перевірок до єдиної технології оцінювання технічного стану розподільного пункту.

4.2 Розроблення технологічної схеми діагностування розподільного пункту

Технологічна схема діагностування розподільного пункту повинна забезпечувати раціональну послідовність виконання робіт, безпечний доступ до електрообладнання, мінімізацію часу простою та однозначність прийняття рішення за результатами перевірки. Особливо важливо, щоб діагностування не

обмежувалося тільки фіксацією несправностей, а давало змогу визначити ступінь небезпеки дефекту і необхідність негайного ремонту.

Перед початком діагностування виконується аналіз технічної документації: однолінійної схеми РП, журналів попередніх оглядів, протоколів вимірювання опору ізоляції, актів ремонтів, даних про аварійні вимкнення та результати попередніх тепловізійних обстежень. Це дає змогу встановити ділянки, які потребують підвищеної уваги.

Першим етапом є зовнішній огляд. Під час огляду перевіряють стан корпусів шаф, дверей, замків, попереджувальних написів, наявність однолінійної схеми, справність освітлення, відсутність сторонніх предметів, вологи, пилу, слідів перегрівання, підтікання мастила або пошкодження ізоляторів. Для РП 10 кВ додатково перевіряють стан комірок, блокувань, приводів вимикачів, роз'єднувачів, заземлювальних ножів та ізоляційних перегородок.

Другим етапом є електричний контроль. До нього належать вимірювання опору ізоляції, перевірка цілісності кіл керування, вимірювання фазних і лінійних напруг, контроль навантажувальних струмів, визначення несиметрії навантаження та перевірка справності вимірювальних трансформаторів. У мережах 0,4 кВ особливу увагу приділяють стану нульового провідника, оскільки його пошкодження або поганий контакт можуть спричинити небезпечне зміщення фазних напруг.

Третім етапом є тепловізійний контроль. Його доцільно виконувати під фактичним робочим навантаженням, оскільки саме в такому режимі проявляються дефекти контактних з'єднань. Обстежуються шини, клеми автоматичних вимикачів, контактори, рубильники, кабельні наконечники, місця підключення трансформаторів струму, контактні поверхні комутаційних апаратів і з'єднання заземлювальних провідників.

Четвертим етапом є перевірка апаратів захисту і комутаційного обладнання. Перевіряється відповідність номінальних струмів автоматичних вимикачів фактичним навантаженням, стан механізмів увімкнення та вимкнення,

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відсутність підгоряння контактів, справність теплових і електромагнітних розчіплювачів, відповідність уставок захисту розрахунковим струмам навантаження і короткого замикання.

П'ятим етапом є перевірка заземлювального пристрою. Вимірюється опір заземлення, перевіряється наявність і стан захисних провідників, надійність болтових з'єднань, цілісність провідників РЕ та відповідність перерізу заземлювальних провідників умовам електробезпеки. Удосконалена технологічна схема діагностування наведена на рисунку 4.2.



Послідовність забезпечує перехід від підготовки робочого місця до документованого рішення про експлуатацію або ремонт

Рис. 4.2 – Технологічна схема діагностування розподільного пункту напругою 0,4 та 10 кВ

Технологічна схема передбачає послідовне виконання підготовки документації, оформлення допуску до роботи, зовнішнього огляду, електричних вимірювань, тепловізійного контролю, перевірки захисту, перевірки заземлення, аналізу результатів, встановлення категорії технічного стану, формування протоколу і визначення обсягу ремонтних робіт.

Для оцінювання результатів діагностування доцільно використовувати три категорії технічного стану: нормальний стан, за якого обладнання допускається до подальшої експлуатації без обмежень; стан підвищеного контролю, за якого обладнання працездатне, але потребує профілактичних робіт або повторного контролю через скорочений інтервал часу; передаварійний стан, за якого обладнання потребує негайного усунення дефекту або виведення з роботи.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні параметри контролю технічного стану розподільного пункту

Параметр контролю	Нормальний стан	Стан підвищеного контролю	Передаварійний стан
Опір ізоляції	відповідає нормативному рівню	знижений, але без ознак пробою	різке зниження або нестабільність показників
Перевищення температури контакту	до 15 °С	15–30 °С	понад 30 °С
Несиметрія фазних струмів	до 10 %	10–15 %	понад 15 %
Стан контактів	без слідів перегріву	незначне окиснення	підгоряння, оплавлення, послаблення
Стан заземлення	опір у допустимих межах	потребує підтягування з'єднань	пошкодження або відсутність провідника
Стан апаратів захисту	справні	потребують регулювання	не забезпечують захист

Наведені критерії дозволяють уніфікувати процес діагностування і зменшити залежність висновку від суб'єктивної оцінки виконавця. Особливо важливо, щоб результати кожного обстеження заносилися до журналу або електронної бази, оскільки порівняння показників у часі дає змогу виявляти поступове погіршення стану обладнання.

4.3 Розрахунок і оцінювання основних діагностичних параметрів

Для підвищення обґрунтованості діагностичного висновку необхідно не тільки вимірювати параметри, а й виконувати їх кількісну оцінку. Основними розрахунковими показниками приймаються несиметрія фазних струмів, перевищення температури контактного з'єднання, втрати потужності в дефектному контакті, коефіцієнт абсорбції ізоляції та відповідність опору заземлення допустимому значенню.

Несиметрія фазних струмів у мережі 0,4 кВ визначається за формулою:

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_I = ((I_{\max} - I_{\min}) / I_{\text{сер}}) \cdot 100, \% \quad (4.1)$$

де K_I – коефіцієнт несиметрії фазних струмів, %; $I_{\max}$ – найбільший фазний струм, А; $I_{\min}$ – найменший фазний струм, А; $I_{\text{сер}}$ – середнє значення фазного струму, А.

$$I_{\text{сер}} = (I_A + I_B + I_C) / 3 \quad (4.2)$$

Для прикладу приймаємо результати вимірювання струмів на вводі РП 0,4 кВ: $I_A = 286$ А, $I_B = 272$ А, $I_C = 301$ А. Тоді

$$I_{\text{сер}} = (286 + 272 + 301) / 3 = 286,3 \text{ А} \quad (4.3)$$

$$K_I = ((301 - 272) / 286,3) \cdot 100 = 10,1 \% \quad (4.4)$$

Отримане значення перевищує рівень нормального стану 10 % і відповідає межі підвищеного контролю. Це означає, що розподіл навантаження за фазами потребує додаткової перевірки. Для усунення несиметрії доцільно перерозподілити однофазні навантаження між фазами та перевірити стан нульового провідника.

Перевищення температури контактного з'єднання визначається за формулою:

$$\Delta\theta = \theta_{\text{к}} - \theta_{\text{с}} \quad (4.5)$$

де $\Delta\theta$ – перевищення температури контакту над температурою середовища, °С; $\theta_{\text{к}}$ – температура контактного з'єднання, °С; $\theta_{\text{с}}$ – температура навколишнього середовища, °С.

За результатами тепловізійного контролю температура одного з контактів автоматичного вимикача становить $\theta_{\text{к}} = 62$ °С, а температура навколишнього середовища $\theta_{\text{с}} = 24$ °С. Тоді

$$\Delta\theta = 62 - 24 = 38 \text{ °С} \quad (4.6)$$

Оскільки перевищення температури становить 38 °С, контактне з'єднання слід віднести до передаварійного стану. Ймовірною причиною є послаблення затягування, окиснення контактної поверхні або невідповідність кабельного

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

наконечника фактичному струмовому навантаженню. Такий дефект потребує негайного усунення під час найближчого виведення обладнання з роботи.

Втрати потужності в контактному з'єднанні визначаються за формулою:

$$P_{\text{к}} = I^2 \cdot R_{\text{к}} \quad (4.7)$$

де $P_{\text{к}}$ – втрати активної потужності у контакті, Вт; I – струм навантаження, А; $R_{\text{к}}$ – перехідний опір контактного з'єднання, Ом.

Для нормального контактного з'єднання приймаємо $R_{\text{к1}} = 150$ мкОм, а для дефектного контакту $R_{\text{к2}} = 500$ мкОм. При струмі $I = 250$ А втрати становитимуть:

$$P_{\text{к1}} = 250^2 \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 9,38 \text{ Вт} \quad (4.8)$$

$$P_{\text{к2}} = 250^2 \cdot 500 \cdot 10^{-6} = 31,25 \text{ Вт} \quad (4.9)$$

З розрахунку видно, що збільшення перехідного опору контакту з 150 до 500 мкОм призводить до збільшення втрат потужності у 3,3 раза. Це пояснює швидке зростання температури дефектних контактів і підтверджує необхідність тепловізійного контролю під робочим навантаженням.

Для оцінювання стану ізоляції використовується коефіцієнт абсорбції:

$$K_{\text{абс}} = R_{\text{60}} / R_{\text{15}} \quad (4.10)$$

де $K_{\text{абс}}$ – коефіцієнт абсорбції; R_{60} – опір ізоляції через 60 с після прикладання напруги, МОм; R_{15} – опір ізоляції через 15 с, МОм.

Для комірки 10 кВ за результатами вимірювання отримано $R_{\text{15}} = 1700$ МОм, $R_{\text{60}} = 2500$ МОм. Тоді

$$K_{\text{абс}} = 2500 / 1700 = 1,47 \quad (4.11)$$

Отримане значення свідчить про задовільний стан ізоляції, оскільки опір ізоляції має тенденцію до зростання в часі. Якщо коефіцієнт абсорбції наближається до одиниці, це може свідчити про зволоження або забруднення ізоляції.

Для захисного заземлення оцінюється відповідність фактичного опору допустимому значенню:

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_z \leq R_{\text{доп}} \quad (4.12)$$

Якщо за результатами вимірювання отримано $R_z = 3,2 \text{ Ом}$, а допустиме значення становить $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$, то умова електробезпеки виконується:

$$3,2 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом} \quad (4.13)$$

Отже, заземлювальний пристрій може забезпечувати захисну дію. Однак під час огляду необхідно додатково перевірити механічну цілісність провідників, відсутність корозії та надійність болтових з'єднань.

Таблиця 4.2

Приклад оцінювання результатів діагностування РП 0,4 та 10 кВ

Контрольований параметр	Розрахункове значення	Категорія стану	Рекомендована дія
Несиметрія фазних струмів	10,1 %	підвищений контроль	перерозподіл навантаження
Перевищення температури контакту	38 °C	передаварійний стан	підтягування або заміна контакту
Втрати у дефектному контакті	31,25 Вт	небезпечне нагрівання	ремонт контактного з'єднання
Коефіцієнт абсорбції ізоляції	1,47	нормальний стан	експлуатація допускається
Опір заземлення	3,2 Ом	нормальний стан	періодичний контроль

Наведений приклад показує, що різні параметри одного розподільного пункту можуть відповідати різним категоріям технічного стану. Тому підсумкове рішення приймається за найбільш небезпечним виявленим дефектом. У наведеному випадку таким дефектом є перегрівання контактної з'єднання, яке потребує першочергового усунення.

4.4 Розроблення алгоритму діагностування розподільного пункту

Алгоритм діагностування розподільного пункту повинен бути таким, щоб виконавець міг послідовно перейти від підготовчих дій до формування

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

технічного висновку. Особливість діагностування РП 0,4 та 10 кВ полягає в тому, що частина робіт може виконуватися без зняття напруги, а частина тільки після повного вимкнення, перевірки відсутності напруги та встановлення заземлення.

На першому етапі виконується підготовка до роботи. Відповідальний працівник перевіряє наявність оперативної схеми, журналів попередніх оглядів, протоколів вимірювань і даних про навантаження. Далі визначаються межі робочого місця, склад бригади, перелік необхідних приладів і засобів захисту. Для робіт у РП 10 кВ персонал повинен мати відповідну групу з електробезпеки та допуск до робіт в електроустановках понад 1000 В.

На другому етапі проводиться зовнішній огляд обладнання. Якщо під час огляду виявлено явні ознаки аварійного стану, зокрема сліди дугового перекриття, оплавлення контактів, пошкодження ізоляторів або запах гару, подальші роботи під навантаженням не проводяться, а обладнання виводиться в ремонт.

На третьому етапі виконується контроль навантаження. Вимірюються фазні струми, фазні та лінійні напруги, визначається несиметрія навантаження і перевіряється відповідність фактичних струмів номінальним параметрам апаратів захисту. Якщо виявлено перевантаження або значну несиметрію, визначаються групи споживачів, які спричиняють нерівномірний режим.

На четвертому етапі виконується тепловізійне обстеження. Тепловізійний контроль доцільно виконувати при завантаженні не менше 40–50 % від номінального, оскільки при малому струмі дефектні контакти можуть не проявити значного нагрівання. Фіксуються термограми контактних з'єднань, апаратів захисту, шин і кабельних наконечників.

На п'ятому етапі після зняття напруги виконуються вимірювання опору ізоляції, перевірка контактних з'єднань, підтягування кріплень, очищення ізоляторів і перевірка заземлення. Для РП 10 кВ особлива увага приділяється дотриманню вимог безпеки під час роботи з високовольтними комірками.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На шостому етапі результати заносяться до протоколу. У протоколі вказуються дата перевірки, найменування РП, перелік перевіреного обладнання, фактичні значення параметрів, виявлені дефекти, категорія технічного стану та рекомендовані ремонтні заходи. Алгоритм діагностування наведено на рисунку 4.3.

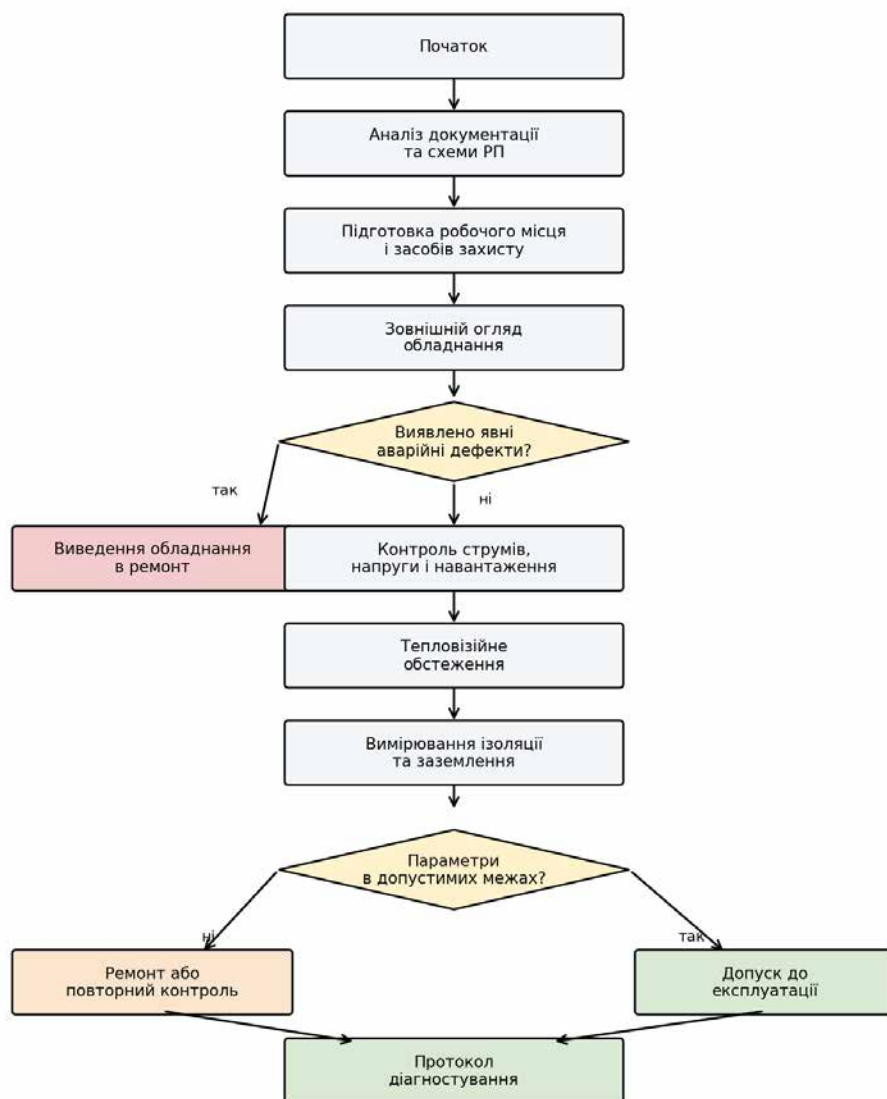


Рис. 4.3 – Алгоритм діагностування розподільного пункту 0,4 та 10 кВ

У разі нормального стану обладнання РП допускається до подальшої експлуатації до наступного планового огляду. У разі стану підвищеного контролю встановлюється скорочений інтервал повторної перевірки та

виконуються профілактичні роботи. У разі передаварійного стану обладнання повинно бути виведене з роботи або відремонтоване до повторного ввімкнення.

4.5 Оцінка ефективності удосконаленої технології діагностування

Ефективність удосконаленої технології діагностування визначається зменшенням тривалості робіт, підвищенням повноти контролю, скороченням імовірності аварійних відмов і покращенням планування ремонтних заходів. Основна перевага запропонованого підходу полягає в тому, що дефекти виявляються не після аварійного вимкнення, а на стадії їх поступового розвитку.

Для порівняння приймається, що за традиційною технологією діагностування одного розподільного пункту виконується зовнішній огляд, перевірка ізоляції та вибіркове підтягування контактів. Орієнтовна тривалість такого діагностування становить $t_{існ} = 6,0$ год. За удосконаленою технологією частина операцій виконується паралельно, результати вносяться до типового протоколу, а тепловізійний контроль дозволяє швидко локалізувати дефектні зони. Приймається $t_{уд} = 4,2$ год.

Відносне скорочення тривалості діагностування визначається за формулою:

$$K_t = ((t_{існ} - t_{уд}) / t_{існ}) \cdot 100, \% \quad (4.14)$$

де K_t – скорочення тривалості діагностування, %; $t_{існ}$ – тривалість робіт за існуючою технологією, год; $t_{уд}$ – тривалість робіт за удосконаленою технологією, год.

$$K_t = ((6,0 - 4,2) / 6,0) \cdot 100 = 30 \% \quad (4.15)$$

Отже, тривалість діагностування одного розподільного пункту може бути скорочена приблизно на 30 %. При цьому кількість контрольованих параметрів не зменшується, а навпаки зростає за рахунок введення тепловізійного контролю,

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

оцінювання несиметрії струмів, аналізу контактних з'єднань і контролю заземлення.

Повнота контролю може бути оцінена за кількістю основних діагностичних параметрів. За традиційною схемою контролюються переважно 4–5 параметрів: зовнішній стан, ізоляція, механічна цілісність, стан контактів і наявність заземлення. За удосконаленою схемою контролюються 9–10 параметрів: зовнішній стан, ізоляція, коефіцієнт абсорбції, фазні струми, несиметрія навантаження, температура контактів, перехідний опір контактів, стан апаратів захисту, стан заземлення, справність вторинних кіл.

$$K_{\text{п}} = n_{\text{уд}} / n_{\text{існ}} \quad (4.16)$$

де $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт підвищення повноти контролю; $n_{\text{уд}}$ – кількість параметрів за удосконаленою технологією; $n_{\text{існ}}$ – кількість параметрів за існуючою технологією.

$$K_{\text{п}} = 10 / 5 = 2,0 \quad (4.17)$$

Отже, повнота контролю збільшується приблизно у 2 рази. Це особливо важливо для розподільних пунктів, у яких дефекти контактів, ізоляції та навантажувального режиму можуть розвиватися одночасно.

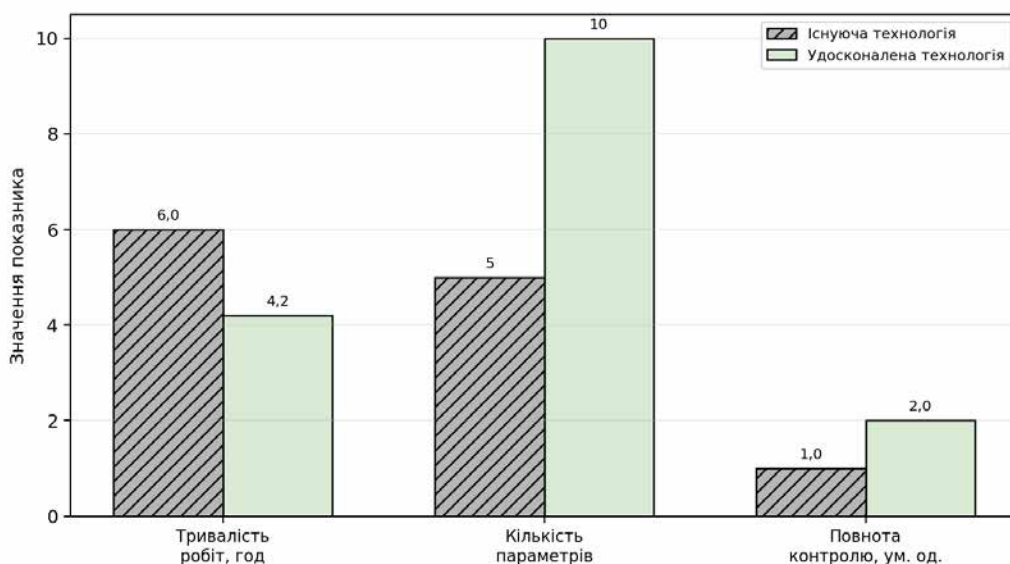


Рис. 4.4 – Порівняння існуючої та удосконаленої технології діагностування розподільних пунктів

Очікуваний технічний ефект від впровадження удосконаленої технології полягає у зменшенні кількості аварійних вимкнень, скороченні тривалості простою обладнання, підвищенні безпеки персоналу та покращенні планування ремонтів. Тепловізійний контроль дозволяє виявляти дефектні контакти до появи критичного перегрівання, а контроль фазних струмів дає змогу своєчасно виявляти несиметрію навантаження. Вимірювання опору ізоляції та коефіцієнта абсорбції дозволяє виявляти зволоження або забруднення ізоляції до виникнення пробою.

Удосконалена технологія також має організаційний ефект. Стандартизований протокол діагностування забезпечує однаковий підхід до оцінювання різних РП, спрощує аналіз повторних вимірювань і дозволяє формувати ремонтні заявки не за фактом аварії, а за фактичним технічним станом обладнання.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 5

ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ

5.1 Технічні заходи для зменшення втрат у трансформаторах

Ефективна робота силових трансформаторів має важливе значення для забезпечення надійності електропостачання та раціонального використання електричної енергії. Під час експлуатації трансформаторів частина електроенергії неминуче втрачається у вигляді тепла в обмотках, магнітопроводі та конструктивних елементах. Ці втрати призводять до зниження коефіцієнта корисної дії обладнання, збільшення витрат електроенергії та прискореного старіння ізоляції. Тому одним із важливих завдань експлуатаційного персоналу є впровадження заходів, спрямованих на зменшення втрат потужності в трансформаторах.

Втрати в силових трансформаторах поділяються на втрати холостого ходу та втрати короткого замикання. Втрати холостого ходу виникають у магнітопроводі незалежно від навантаження трансформатора і залежать від якості електротехнічної сталі, конструкції осердя та величини магнітної індукції. Втрати короткого замикання виникають в обмотках під час проходження струму навантаження і залежать від величини навантаження та активного опору обмоток.

Сумарні втрати потужності в трансформаторі визначаються за формулою: де:

- сумарні втрати потужності, кВт;
- втрати холостого ходу, кВт;
- втрати короткого замикання, кВт;
- коефіцієнт завантаження трансформатора.

З формули видно, що втрати короткого замикання змінюються пропорційно квадрату навантаження. Тому одним із найефективніших способів зниження втрат є забезпечення оптимального режиму завантаження трансформатора.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Практика експлуатації показує, що найбільший коефіцієнт корисної дії силового трансформатора досягається при навантаженні 60–80 % від номінальної потужності. При значному недовантаженні зростає частка втрат холостого ходу, а при перевантаженні різко збільшуються втрати в обмотках та температура нагрівання ізоляції.

Коефіцієнт завантаження визначається за формулою:

(5.2)

де:

- фактична потужність навантаження, кВА;
- номінальна потужність трансформатора, кВА.

Наприклад, для трансформатора потужністю 1000 кВА при фактичному навантаженні 700 кВА коефіцієнт завантаження становитиме:

Такий режим роботи вважається економічно доцільним.

Важливим заходом щодо зменшення втрат є застосування сучасних енергоефективних трансформаторів з магнітопроводами із холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі. Використання якісної сталі дозволяє знизити втрати холостого ходу на 20–40 % порівняно зі звичайними конструкціями. На сучасних підстанціях широко застосовуються трансформатори серій ТМГ, ТМЗ та ТМГ-Ф, які мають покращені енергетичні характеристики.

Значного ефекту можна досягти шляхом підтримання належного технічного стану контактних з'єднань. Ослаблення болтових з'єднань викликає збільшення перехідного опору та локальне нагрівання струмоведучих частин. Для своєчасного виявлення таких дефектів використовують тепловізійний контроль за допомогою тепловізорів FLIR E8, Testo 875, UNI-T UTi260V та інших приладів.

Одним із важливих заходів є підтримання трансформаторної оливи в належному технічному стані. Забруднення або зволоження оливи погіршує охолодження активної частини трансформатора та сприяє підвищенню робочої температури. Зі збільшенням температури активний опір обмоток зростає, а відповідно збільшуються і втрати потужності.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Залежність опору міді від температури визначається виразом:

де:

- опір при температурі ;
- опір при температурі 20 °С;
- температурний коефіцієнт міді.

Зменшенню втрат сприяє також своєчасне очищення радіаторів охолодження від пилу та бруду. Забруднення поверхонь теплообміну погіршує відведення тепла та призводить до перегріву трансформатора. У результаті збільшується опір обмоток і втрати електроенергії.

Для великих силових трансформаторів застосовують автоматичні системи охолодження, які керують роботою вентиляторів та насосів залежно від температури оливи. Такі системи дозволяють підтримувати оптимальний тепловий режим та зменшувати енергетичні втрати.

Ефективним заходом є рівномірний розподіл навантаження між паралельно працюючими трансформаторами. Якщо один трансформатор перевантажений, а інший недовантажений, загальні втрати в системі збільшуються. Регулярний контроль навантаження дозволяє своєчасно виконувати необхідні перемикання та забезпечувати економічний режим роботи обладнання.

Коефіцієнт корисної дії трансформатора визначається:

де:

- корисна потужність навантаження;
- втрати холостого ходу;
- втрати короткого замикання.

Для сучасних силових трансформаторів коефіцієнт корисної дії досягає 98–99 %.

Важливим напрямом енергозбереження є впровадження систем постійного моніторингу технічного стану трансформаторів. Сучасні системи контролю дозволяють безперервно відстежувати температуру обмоток, рівень оливи, навантаження, вміст розчинених газів та інші параметри. Завдяки цьому

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

можна своєчасно виявляти відхилення від нормального режиму роботи та запобігати виникненню додаткових втрат електроенергії.

Таким чином, основними технічними заходами щодо зменшення втрат у силових трансформаторах є забезпечення оптимального завантаження, використання енергоефективних конструкцій, підтримання справного стану контактних з'єднань, своєчасне обслуговування систем охолодження та трансформаторної оливи, а також застосування сучасних систем діагностування і моніторингу. Реалізація зазначених заходів дозволяє підвищити ефективність роботи трансформаторів, знизити експлуатаційні витрати та збільшити термін служби електрообладнання.

5.2 Компенсація реактивної потужності

Одним із важливих напрямів енергозбереження в електричних мережах є компенсація реактивної потужності. Значна частина споживачів електричної енергії, таких як електродвигуни, трансформатори, зварювальні установки, індукційні печі та інше електрообладнання, споживають не тільки активну, але й реактивну потужність. Реактивна потужність не виконує корисної роботи, проте необхідна для створення електромагнітних полів у електричних машинах та апаратах. Її передавання по мережі призводить до додаткового навантаження трансформаторів, збільшення струмів у лініях електропередачі та зростання втрат електроенергії.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ

6.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів під час роботи в електроустановках 0,4 та 10 кВ

Роботи з діагностування розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ належать до робіт підвищеної небезпеки, оскільки виконуються в електроустановках з наявністю струмоведучих частин, комутаційної апаратури, кабельних ліній, заземлювальних пристроїв і допоміжних кіл керування. Основними небезпечними факторами є ураження електричним струмом, дія електричної дуги, помилкове подання напруги, наведена напруга, падіння з висоти під час огляду обладнання, пожежна безпека та помилки персоналу під час перемикань.

Особливу небезпеку становлять роботи в РП 10 кВ, де навіть короточасне наближення до струмоведучих частин на небезпечну відстань може призвести до електричного пробоя повітряного проміжку. У РП 0,4 кВ основними ризиками є прямий дотик до частин під напругою, коротке замикання інструментом, перегрів контактів, пошкодження ізоляції та виникнення електричної дуги.

Таблиця 6.1

Небезпечні та шкідливі фактори під час діагностування РП

Фактор	Джерело виникнення	Можливі наслідки	Заходи запобігання
Електричний струм	Струмоведучі частини 0,4 та 10 кВ, пошкоджена ізоляція	Електротравма, опіки, зупинка серця	Відключення, перевірка відсутності напруги, заземлення, ЗІЗ
Електрична дуга	Коротке замикання, помилка перемикання, несправний апарат	Опіки, ураження очей, пожежа	Дотримання інструкцій, захисний одяг,

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

			справний інструмент
Механічні травми	Двері шаф, приводи, важкі кришки, кабельні лотки	Порізи, удари, защемлення	Рукавиці, фіксація дверей, порядок на робочому місці
Падіння з висоти	Огляд трас кабелів, шаф, лотків, конструкцій	Травмування персоналу	Справні драбини, огороження, допуск до робіт на висоті
Пожежна безпека	Перегрів контактів, коротке замикання, пил, горючі матеріали	Пожежа, пошкодження обладнання	Очищення, контроль нагріву, вогнегасники, заборона зберігання зайвих матеріалів
Психофізіологічний фактор	Напруженість, відповідальність перемикачів, дефіцит часу	Помилка оператора	Інструктаж, наряд-допуск, чітка послідовність робіт

Умовний рівень небезпеки основних факторів показано на рисунку 6.1. Найвищий рівень ризику мають електричний струм та електрична дуга, тому всі роботи повинні виконуватися тільки після підготовки робочого місця, перевірки відсутності напруги та встановлення заземлення.

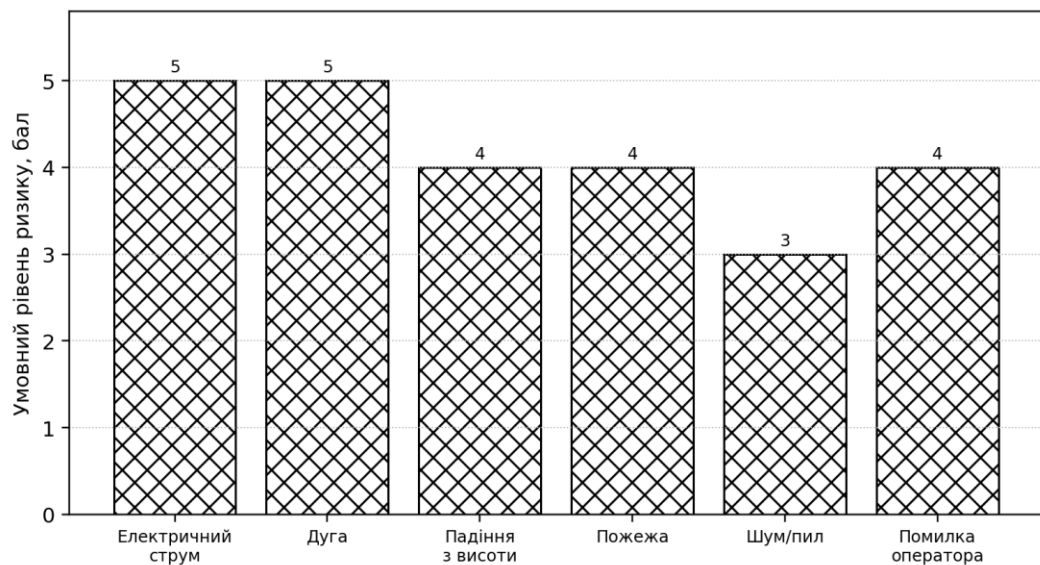


Рис. 6.1 – Оцінка рівня небезпечних факторів під час діагностування РП

6.2 Вимоги електробезпеки під час виконання вимірювальних і діагностичних робіт

Електробезпека під час діагностування РП забезпечується виконанням організаційних і технічних заходів. До організаційних належать оформлення наряду або розпорядження, призначення відповідального керівника робіт, допуск бригади, цільовий інструктаж і нагляд. До технічних заходів належать відключення обладнання, унеможливлення помилкового вмикання, перевірка відсутності напруги, встановлення переносних заземлень та огороження робочого місця.

До виконання робіт в електроустановках допускається персонал, який має відповідну групу з електробезпеки, пройшов навчання, перевірку знань і медичний огляд. Для робіт у РП 10 кВ керівник робіт повинен мати достатню кваліфікацію для організації безпечного виконання вимірювань і контролю дій членів бригади.

Таблиця 6.2

Основні вимоги електробезпеки під час діагностування РП

Етап	Вимога	Практичне виконання
Підготовка	Оформлення допуску до робіт	Наряд-допуск або розпорядження, інструктаж бригади
Відключення	Зняття напруги з обладнання	Вимкнення комутаційних апаратів, блокування приводів
Перевірка	Переконавання у відсутності напруги	Покажчик напруги відповідного класу, перевірений перед застосуванням
Заземлення	Захист від випадкової появи напруги	Встановлення переносних заземлень, перевірка РЕ-кіл
Огороження	Відокремлення небезпечної зони	Огороджувальні щити, плакати безпеки, заборона доступу сторонніх осіб
Вимірювання	Безпечне застосування приладів	Використання справних щупів, ізольованого інструменту, ЗІЗ
Завершення	Відновлення нормальної схеми	Зняття заземлень, перевірка схеми, запис в оперативному журналі

Під час вимірювання опору ізоляції мегаомметром необхідно враховувати, що після вимірювання в кабельній лінії або апараті може залишатися заряд. Тому після завершення вимірювання об'єкт повинен бути розряджений через заземлювальний провідник. Забороняється торкатися провідників і затискачів до повного зняття залишкового заряду.

6.3 Організаційні та технічні заходи безпечного виконання робіт

Безпечне виконання робіт у розподільному пункті забезпечується дотриманням установленної послідовності підготовки робочого місця. Перед початком робіт персонал повинен перевірити відповідність фактичного стану обладнання схемі, визначити джерела можливого зворотного живлення, переконатися у справності засобів захисту та вимірювального обладнання.

Комплекс технічних заходів має виконуватися у суворій послідовності. Порушення цієї послідовності може призвести до помилкового допуску до обладнання, що перебуває під напругою. Тому кожна операція повинна фіксуватися відповідальним працівником.

Таблиця 6.3

Послідовність технічних заходів підготовки робочого місця

№	Захід	Мета виконання
1	Відключити комутаційні апарати з усіх боків можливого живлення	Усунути подачу робочої напруги
2	Встановити заборонні плакати та заблокувати приводи	Запобігти помилковому вмиканню
3	Перевірити відсутність напруги показчиком відповідного класу	Підтвердити безпечний стан обладнання
4	Встановити переносні заземлення	Захистити персонал від випадкової появи напруги
5	Огородити робочу зону та вивісити плакати безпеки	Обмежити доступ до небезпечних зон
6	Провести цільовий інструктаж членів бригади	Уточнити межі робочого місця та обов'язки персоналу
7	Після завершення робіт перевірити відсутність людей, інструменту і сторонніх предметів	Підготувати обладнання до безпечного вмикання

Для робіт з діагностування обов'язковим є застосування засобів індивідуального захисту: діелектричних рукавиць, захисних окулярів, каски, інструменту з ізольованими ручками, спецодягу, переносних заземлень, показників напруги і переносних огорожень. Засоби захисту повинні мати чинні випробування та зберігатися у визначених умовах.

6.4 Пожежна безпека розподільних пунктів

Пожежна небезпека розподільних пунктів зумовлена наявністю електричної енергії, кабельної ізоляції, полімерних матеріалів, комутаційних апаратів і можливістю виникнення короткого замикання. Найбільш імовірними причинами пожежі є перегрів контактних з'єднань, тривале перевантаження кабельної лінії, пошкодження ізоляції, порушення селективності захисту, накопичення пилу та використання несправного електроінструменту.

Профілактика пожежі в РП повинна ґрунтуватися на підтриманні справного стану контактних з'єднань, недопущенні перевантаження кабельних ліній, своєчасному очищенні шаф від пилу, контролі нагріву обладнання та наявності первинних засобів пожежогасіння.

Таблиця 6.4

Заходи пожежної безпеки для РП 0,4 та 10 кВ

Джерело пожежної небезпеки	Причина	Профілактичний захід
Контактні з'єднання	Послаблення, окиснення, підвищений перехідний опір	Тепловізійний контроль, підтягування, очищення контактів
Кабельні лінії	Перевантаження, механічне пошкодження, старіння ізоляції	Перевірка струмів, кабельного журналу, вимірювання ізоляції
Комутаційні апарати	Несправне вимикання, дугоутворення	Перевірка апаратів, заміна пошкоджених елементів
Пил і сторонні матеріали	Накопичення пилу, зберігання зайвих речей у РП	Регулярне очищення, заборона складування матеріалів
Пожежогасіння	Відсутність або несправність засобів гасіння	Наявність вуглекислотних або порошкових вогнегасників
Евакуація та доступ	Захаращення проходів, замкнені двері	Вільні проходи, справні замки, позначення виходів

У приміщенні РП повинні бути первинні засоби пожежогасіння, що допускаються для гасіння електроустановок. Забороняється використовувати воду для гасіння обладнання, яке може перебувати під напругою. До початку гасіння за можливості необхідно зняти напругу з аварійної ділянки та повідомити відповідальних осіб.

6.5 Заходи безпеки під час роботи з електровимірювальними приладами та тепловізійним обладнанням

Електровимірювальні прилади під час діагностування використовуються безпосередньо в зоні дії електричних і електромагнітних факторів, тому до їх застосування висуваються підвищені вимоги. Прилади повинні відповідати класу напруги, мати справні ізоляційні щупи, цілі корпуси, чинну повірку або калібрування та використовуватися відповідно до інструкції виробника.

Під час тепловізійного контролю частина обладнання може залишатися під робочим навантаженням, оскільки саме в такому режимі виявляється локальний перегрів. У цьому випадку персонал не повинен наближатися до відкритих струмоведучих частин на небезпечну відстань, а зйомка повинна виконуватися з безпечної позиції без дотику до обладнання.

Таблиця 6.5

Заходи безпеки під час застосування діагностичного обладнання

Обладнання	Основна небезпека	Вимоги безпеки
Мегаомметр	Залишковий заряд після вимірювання, висока випробувальна напруга	Розрядити об'єкт після вимірювання, не торкатися провідників
Мікроомметр	Нагрів контактів вимірювальним струмом, помилкове підключення	Підключати тільки до знеструмлених кіл, перевіряти полярність
Кліщі струмовимірювальні	Наближення до частин під напругою	Використовувати прилади потрібної категорії безпеки, працювати однією рукою за можливості
Аналізатор параметрів мережі	Помилкове підключення фаз і вторинних кіл ТТ	Виконувати за схемою, перевіряти номінали трансформаторів струму
Тепловізор	Робота поблизу відкритого обладнання під напругою	Не торкатися апаратів, дотримуватися безпечної відстані, використовувати ЗІЗ
Показчик напруги	Несправність показчика або неправильний клас напруги	Перевірити показчик до і після застосування, використовувати тільки за призначенням

Дотримання вимог безпеки під час діагностування дозволяє зменшити ризик електротравматизму, пожежі та пошкодження обладнання. Усі вимірювання повинні виконуватися за затвердженою технологічною картою, а результати мають фіксуватися в журналі або протоколі діагностування. У розділі 6 визначено небезпечні фактори, вимоги електробезпеки, організаційні й технічні заходи, правила пожежної безпеки та вимоги до роботи з вимірювальними приладами.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто питання вдосконалення технології діагностування розподільних пунктів напругою 0,4 та 10 кВ. Актуальність роботи обумовлена потребою підвищення надійності електропостачання, зменшення аварійних відключень, своєчасного виявлення дефектів електрообладнання та переходу від формального планового ремонту до обслуговування за фактичним технічним станом.

У першому розділі проаналізовано розподільні пункти 0,4 та 10 кВ як об'єкти діагностування, визначено їх основні складові, типові дефекти та існуючі методи контролю. Показано, що найважливішими об'єктами діагностування є контактні з'єднання, шинні збірки, кабельні лінії, комутаційні апарати, кола захисту, обліку та заземлення.

У другому розділі сформовано технологічний процес діагностування РП. Розроблено послідовність виконання робіт, обґрунтовано вибір засобів вимірювання, складено технологічну карту діагностування та перелік контрольованих параметрів. Повне планове діагностування одного розподільного пункту за прийнятою картою становить близько 215 хв, що дозволяє планувати роботи бригади та документувати результати перевірок.

У третьому розділі виконано електротехнічні розрахунки. Визначено розрахункове навантаження РП 163,6 кВт, розрахунковий струм вводу 262 А, обґрунтовано застосування ввідного автоматичного вимикача на 315 А та відхідних апаратів на 80 А для ліній потужністю 50 кВт. Розраховано струми короткого замикання: на стороні 10 кВ - 5,77 кА, на шинах 0,4 кВ - близько 6,02 кА, на кінці кабельної лінії - близько 2,8 кА. Виконано вибір кабельних ліній, перевірку апаратів захисту та розрахунок захисного заземлення.

У четвертому розділі має бути розкрито спеціальне завдання з удосконалення технології діагностування розподільних пунктів. Його логічною основою є застосування комплексного підходу: тепловізійного контролю,

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вимірювання опору ізоляції, контролю перехідних опорів контактних з'єднань, аналізу параметрів мережі та ведення журналу технічного стану обладнання.

У п'ятому розділі визначено організацію технічного обслуговування та ремонту енергообладнання РП. Розраховано річну трудомісткість профілактичних робіт, яка з урахуванням резерву становить 83,5 люд·год/рік. Запропоновано регламент оглядів, перелік типових несправностей, методи їх діагностування та заходи з підвищення надійності. Показано, що зменшення інтенсивності відмов з $1,2 \cdot 10^{-4}$ до $0,8 \cdot 10^{-4}$ 1/год підвищує імовірність безвідмовної роботи за 1000 год з 0,887 до 0,923.

У шостому розділі розроблено заходи з охорони праці та безпеки під час діагностування РП 0,4 та 10 кВ. Визначено небезпечні фактори, вимоги електробезпеки, порядок підготовки робочого місця, правила пожежної безпеки та безпечного застосування електровимірювальних приладів і тепловізійного обладнання. Виконання цих заходів забезпечує безпечну роботу персоналу та знижує ризик аварійних ситуацій.

Практична цінність роботи полягає у можливості використання запропонованої технології діагностування для планового обслуговування розподільних пунктів 0,4 та 10 кВ на промислових, адміністративних і енергетичних об'єктах. Запропоновані рішення дозволяють підвищити достовірність оцінювання технічного стану, скоротити час пошуку дефектів, зменшити кількість аварійних відмов та підвищити надійність електропостачання споживачів.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок : наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0476732-17>.
2. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : НПАОП 40.1-1.21-98. Київ : Держнаглядохоронпраці України, 1998.
3. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258.
4. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. Київ : Мінрегіон України, 2017.
5. ДБН А.3.2-2-2009. Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Київ : Мінрегіонбуд України, 2012.
6. ДСТУ Б А.2.4-4:2009. Система проектної документації для будівництва. Основні вимоги до проектної та робочої документації. Київ : Мінрегіонбуд України, 2009.
7. ДСТУ EN 61439-1:2019. Устаткування комплектних розподільчих і керувальних пристроїв низьковольтне. Частина 1. Загальні правила. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019.
8. ДСТУ EN 61439-2:2019. Устаткування комплектних розподільчих і керувальних пристроїв низьковольтне. Частина 2. Силові розподільчі пристрої. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019.
9. IEC 62271-1:2017. High-voltage switchgear and controlgear. Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear. Geneva : IEC, 2017.
10. IEC 62271-200:2021. High-voltage switchgear and controlgear. Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV. Geneva : IEC, 2021.
11. IEC 60270:2025. High-voltage test techniques. Partial discharge measurements. Geneva : IEC, 2025.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. ДСТУ EN 61557-2:2014. Електробезпечність у низьковольтних розподільчих мережах до 1000 В змінного струму та 1500 В постійного струму. Устаткування для випробувань, вимірювань або контролю захисних заходів. Частина 2. Опір ізоляції. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014.

13. ДСТУ EN 61557-4:2014. Електробезпечність у низьковольтних розподільчих мережах. Частина 4. Опір заземлення та зрівнювання потенціалів. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014.

14. ДСТУ EN 62446-1:2022. Фотоелектричні системи. Вимоги до випробувань, документації та технічного обслуговування. Частина 1. Системи, підключені до мережі. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.

15. ДСТУ EN 50110-1:2017. Експлуатація електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017.

16. DARYMORIA-04.25-СЕС. Система компенсації енергоспоживання виробничо-адміністративного комплексу : робоча документація. ТОВ «ЕНЕРДЖІ ПРОЕКТ», 2025.

17. LUBNY-02.2025-СЕС. Система резервного енергозабезпечення головного корпусу лікарні : робоча документація. ТОВ «ЕМБУД», 2025.

18. TOY-10.2024-СЕС. Система резервного енергозабезпечення виробничо-адміністративного комплексу : робоча документація. ТОВ «ЕМБУД», 2024.

19. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання. Київ : Міністерство палива та енергетики України, 2007.

20. ДСТУ EN IEC 61000-6-2:2022. Електромагнітна сумісність. Частина 6-2. Загальні стандарти. Несприйнятливість для промислових середовищ. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.

21. Лут М.Т. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ / М.Т.Лут, О.В.Мірошник, І.М.Трунова. - Харків, Факт, 2008. - 438 с.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

22. Безпека праці в сільських електроустановках: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів / М.Т.Лут, І.П.Радько, В.Г. Тракай, А. 1. Чміль. - К.: Вид - во ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2012. - 430 с.

23. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник / Б.В. Клименко. - Харків: Вид-во «Точка», 2012.- 340 с.

24. Довідник сільського електрика. 3-є вид., перероб.
І доп. /В.С.Олійник, В.С.Гайдук, В.Ф.Гончар та ін.; За ред. В.С.Олійника - К.: Урожай, 1989. - 264с.

25. Кнорринг Г.М. Осветительные установки / Г.М.Кнорринг. - Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд - ние, 1981. - 288 с.

26. Червінський Л.С. лектричне освітлення та опромінення: Посібник / Л.С. Червінський, Л.О.Сторожук. - К.: Вид-во ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2011. - 214с.

27. Апарати електричні низьковольтні. Методи випробувань. ДСТУ 2993 - 95 (ГОСТ 2933 - 93). - [Чинний від 1996-01-01], - К.: Держспоживстандарт України, 1996. - 56с. - (Національний стандарт України).

28. Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ 31.07.1996 №28 у редакції постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 18 листопада 2005 р. за №1399/11679.

29. Система планово-запобіжного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання сільськогосподарських підприємств / Держагропром СРСР. – М.: ВО Агропромвидав, 1987. – 191 с.

30. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. для студентів вищих навчальних закладів. 2-е вид., перероб. і доп. / Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут, І.П.Радько, О.Ю. Синявський. - К.: Вид - во ТОВ «АграрМедіаГруп», 2014. – 526.

					02.02-КР.2607 «С».2026.10.30.011.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Привід вентилятора

Додаток Б

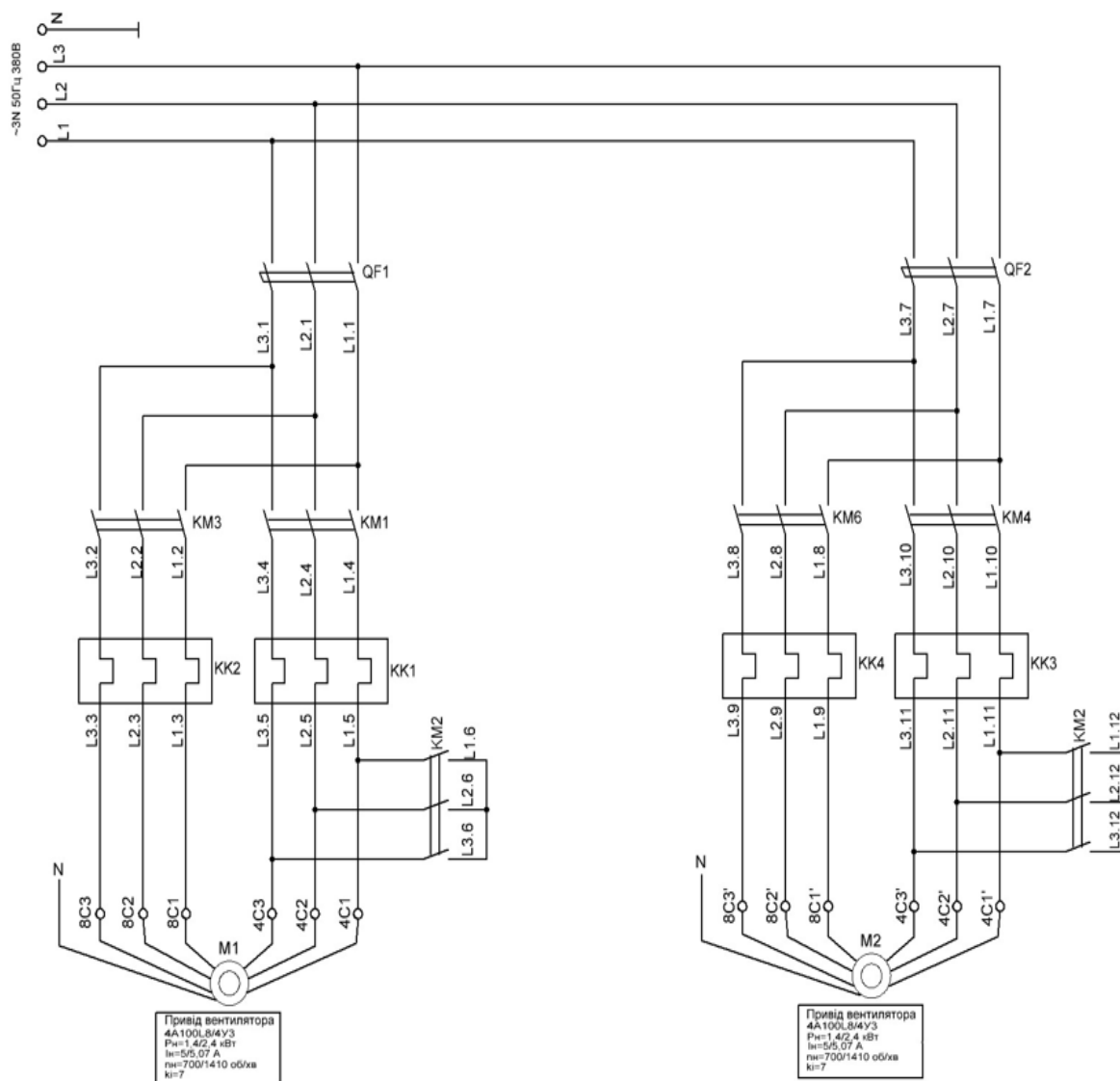
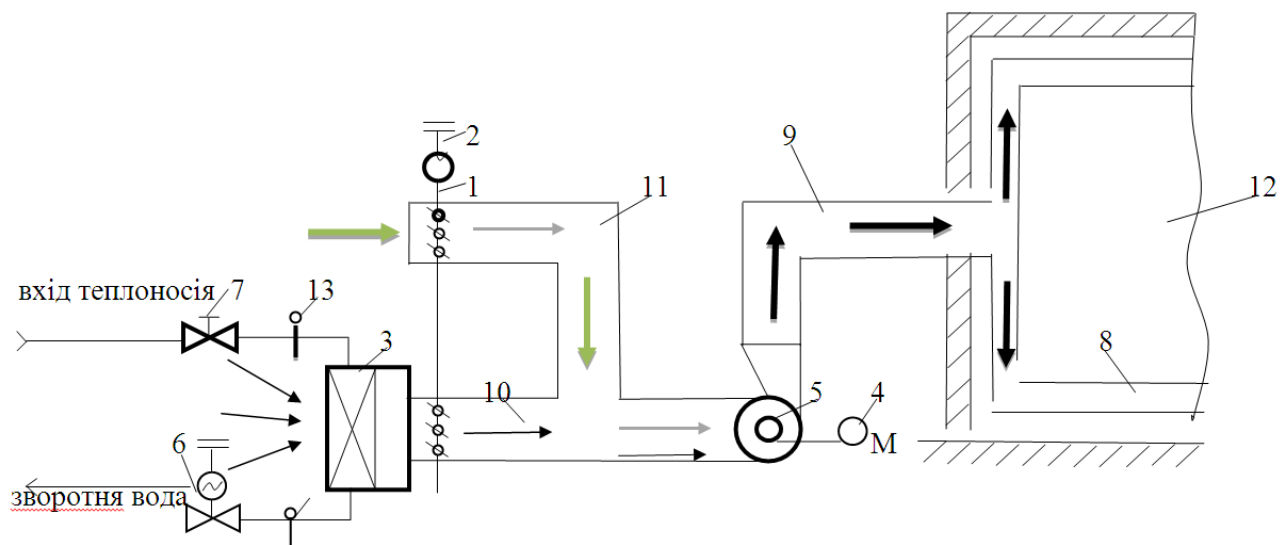


Схема тепловентиляторної установки ТВ



1 – жалюзийний блок, 2 – виконачий механізм жалюзів, 3 – водяний калорифер,

4 – привод вентилятора, 5 – радіальний вентилятор, 6 – клапан регулюючий КЗР, 7 – вентиль подачі теплоносія, 8 – розподільчий повітропровід,

9 – вихідний повітропровід до приміщення, 10 – головний вхідний повітропровід, 11 – головний вхідний патрубок обвідного повітропроводу,

12 – приміщення, 13 – термометр вхідного теплоносія, 14 – термометр зворотньої води

