

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

А.В. Хитров

Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

(для студентів 5 курсу денної і 6 курсу заочної форм навчання
спеціальності 7.0906003 – «Електричні системи електроспоживання»)

Харків – ХНАМГ – 2009

Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання. Конспект лекцій
(для студентів 5 курсу денної і 6 курсу заочної форм навчання спеціальності
7.0906003 – «Електричні системи електроспоживання») / Авт. А.В. Хитров –
Харків: ХНАМГ, 2009. – 328 с.

Автор: А.В. Хитров

Рецензент: к.т.н., доцент І.Г. Абраменко

Рекомендовано кафедрою електропостачання міст,
протокол № 10 від 13.05.2008 р.

ЗМІСТ

Вступ.....	4	
Лекція № 1	Основи експлуатації систем електропостачання (Загальні поняття про систему експлуатації).....	5
Лекція № 2	Системи експлуатації пристроїв електропостачання.	13
Лекція № 3, 4	Принципи побудови систем технічного обслуговування СЕП.....	18
Лекція № 5, 6	Прогнозування відмов СЕП (Експлуатація контактних з'єднань).....	31
Лекція № 7, 8	Діагностика технічного стану обладнання СЕП і контроль ізоляції електроустаткування	47
Лекція № 9, 10	Діагностика технічного стану обладнання СЕП і контроль ізоляції електроустаткування (Основи експлуатації ізоляції електроустаткування СЕП).....	72
Лекція № 11, 12	Методи аналізу забезпечення СЕП запасними елементами.....	96
Лекція № 13, 14	Основні завдання експлуатації силових трансформаторів СЕП. Експлуатація силових трансформаторів пересувних трансформаторних підстанцій.....	106
Лекція № 15	Експлуатації електричних мереж СЕП. Експлуатація повітряних ліній електропередачі.....	155
Лекція № 16, 17	Основні завдання експлуатації електричних мереж СЕП. Експлуатація кабельних ліній електропередачі	173
Лекція № 18	Експлуатація розподільних обладнань СЕП та їх елементів. Основні задачі експлуатації розподільних обладнань СЕП та їх елементів.....	218
Лекція № 19	Особливості експлуатації пересувних трансформаторних підстанцій СЕП.....	250
Лекція № 20, 21	Керування процесом експлуатації СЕП.....	276
Лекція № 22	Зміст та основні завдання ремонту обладнання СЕП. Ремонт дизельних електростанцій СЕП (Первинні двигуни).....	299
Лекція № 23, 24	Зміст та основні завдання ремонту обладнання СЕП. Ремонт пересувних трансформаторних підстанцій СЕП.....	306
Список літератури.....	330	

ВСТУП

Електроенергетика є базовою галуззю економіки України. Надійне й ефективне її функціонування, безперебійне постачання споживачів – основа поступального розвитку економіки країни, невід’ємний фактор забезпечення цивілізованих умов життя всіх її громадян.

Електроенергетичний потенціал України повністю покриває потреби народного господарства і населення країни, а також експорт електроенергії. Виробництво електроенергії є високотехнологічним, повністю автоматизованим процесом, при якому в електроенергетичній системі України синхронно працюють сотні потужних генераторів електричних станцій. Вироблена ними електроенергія безупинно перетворюється на напруги різних рівнів, необхідних для передачі, розподілу й споживання. Розподільні системи перетворення та передачі електроенергії (трансформаторні підстанції і лінії електропередачі) за потужністю в кілька разів перевищують сумарну потужність генеруючих джерел, також працюють строго погоджено за багатьма електричними параметрами.

Характерною рисою електроенергетики, що визначає специфіку її роботи, є нерозривність процесу виробництва, передачі й споживання електроенергії, оскільки вона використовується безпосередньо в момент її вироблення і не може бути складована як інші енергоносії. Безперервність процесу електропостачання споживачів суттєво залежить від якості роботи експлуатаційного персоналу. Тому велике значення має рівень технічної підготовки працівників електротехнічних служб.

Лекція № 1

ОСНОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ (Загальні поняття про систему експлуатації)

Мета вивчення – освоєння основних положень проектування, монтажу, наладки та експлуатації електрообладнання систем електропостачання та електроспоживання на основі діючої нормативної документації.

У результаті вивчення дисципліни студент повинен

Знати:

- основні положення з організації і виконання проектних робіт;
- методи й засоби, що застосовуються у процесі монтажу, наладки та експлуатації електрообладнання.

Вміти:

- організувати проектування систем електропостачання та електрообладнання споживачів;
- організувати виконання будівельних і електромонтажних робіт;
- розраховувати параметри якості ізоляції електрообладнання;
- організувати експлуатацію електричних мереж і силового обладнання станцій та підстанцій;
- виконувати настройку ДГР для електричних мереж.

Предметом дисципліни є – основні положення з організації і виконання проектних, електромонтажних, налагоджувальних і випробувальних робіт, вивчення і освоєння методів і засобів, що застосовуються у процесі монтажу, наладки і експлуатації електрообладнання систем електропостачання та електроспоживання.

Науковими основами дисципліни є теорія надійності, теорія графів, теорія електромагнітних та електромеханічних процесів в електричних системах. Методичні основи дисципліни базуються на аналізі й синтезі, порівнянні та аналогії, переході від абстрактного до конкретного.

Дисципліна належить до групи нормативної частини дисциплін.

Дисципліна " Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання " базується на знаннях, набутих при вивченні дисциплін "Вища математика", "Фізика", "Теоретична електротехніка".

У свою чергу, дисципліна забезпечує проведення переддипломної практики.

Заняття проводяться у формі лекцій та лабораторних занять.

При вивченні матеріалу з питань експлуатації та ремонту систем електропостачання особливу увагу звертають на формування практичних навичок роботи на СЕП. З цією метою практичні заняття проводяться на штатних зразках електротехнічних засобів (ЕТЗ).

До практичних занять студенти допускаються після ознайомлення їх з правилами техніки безпеки.

Знання перевіряються на заліку в 9 семестрі.

1. Основні визначення

Експлуатація систем електропостачання – стадія життєвого циклу СЕП з моменту її прийняття від заводу-виробника або ремонтного підприємства до зняття з експлуатації, де реалізується, підтримується і відновлюється їх задана якість.

Експлуатація (від франц. «використання», «витяг вигоди») у повному розумінні означає використання людиною продуктивних сил з метою задоволення певних потреб.

Експлуатація СЕП включає наступні етапи:

- введення в експлуатацію зразків СЕП;
- приведення в готовність зразків СЕП;
- підтримка в готовності зразків СЕП;
- використання зразків СЕП;
- збереження зразків СЕП;
- транспортування зразків СЕП;

- категорювання СЕП;
- списання зразків СЕП.

Сукупність етапів експлуатації без етапу використання зразків СЕП визначає технічну експлуатацію.

Всі заходи, виконувані при експлуатації СЕП і її організації, можна розділити на три групи:

- 1) *робота обладнання;*
- 2) *профілактичне обслуговування;*
- 3) *організація експлуатації.*

Під роботою системи електропостачання розуміють її використання за призначенням у широкому значенні. При цьому обладнання може перебувати або під струмом (генерування, розподіл, перетворення або передача електроенергії), або в знеструмленому стані (очікування застосування).

Для підтримки обладнання у справному стані й продовження його ресурсу необхідно проводити технічне обслуговування.

Під профілактичним обслуговуванням системи електропостачання розуміють заходи, що забезпечують контроль за технічним станом обладнання, підтримку обладнання у справному стані й продовження його ресурсу.

Всі заходи щодо профілактичного обслуговування обладнання можна розділити на три групи:

- а) контроль технічного стану;
- б) технічне обслуговування;
- в) ремонт.

Контроль технічного стану провадиться з метою оцінки обладнання. Будь-яке обладнання призначається для виконання певних функцій, а його стан, тобто здатність виконувати ці функції, характеризується деякими значеннями його параметрів. Якщо величини параметрів обладнання відповідають установленим на них номінальним значенням (допускам), то обладнання вважається справним, тобто воно здатне задовільно виконувати задані функції.

Якщо хоча б один основний параметр не буде відповідати допуску, то обладнання буде несправним, тобто воно не зможе забезпечити задовільне виконання всіх заданих функцій.

Таким чином, *контроль технічного стану обладнання зводиться до зіставлення поточних значень параметрів конкретного обладнання з їхніми номінальними значеннями (допусками)*. На основі результатів цього зіставлення робиться висновок про технічний стан обладнання.

Електротехнічні засоби, не використовувані за призначенням, підлягають зберіганню. Для забезпечення схоронності обладнання при зберіганні й безвідмовності при роботі проводиться технічне обслуговування.

Технічне обслуговування являє собою комплекс робіт, які проводяться для підтримання ЕТЗ у справному і придатному для експлуатації стані під час використання їх за призначенням.

Комплекс технічного обслуговування складається з наступних робіт:

- а) зовнішній огляд і чищення обладнання;
- б) контроль-регулювальні роботи, підтяжка контактних з'єднань;
- в) прогнозування відмов;
- г) сезонні, змащувальні й кріпильні роботи, доливання ізоляційного мастила;
- д) випробування обладнання і пристроїв, випробування і вимірювання ізоляційних характеристик.

Ремонт – це комплекс операцій з відновлення справного або працездатного стану і відновлення ресурсу електротехнічного засобу або його складової частини, проведений за єдиною системою планово-попереджувальних ремонтів СЕП. Ремонт здійснюють з метою усунення виниклих в обладнанні несправностей і продовження його ресурсу.

Залежно від ступеня спрацювання і старіння, характеру несправностей, від складності й обсягу робіт, необхідних для приведення електротехнічного обладнання у справний стан, ремонт підрозділяють на *поточний* і *капітальний*.

Поточний ремонт, як правило, виконується обслуговуючим персоналом відразу ж після виникнення (виявлення) несправності обладнання (при роботі або при технічному обслуговуванні).

Капітальний ремонт провадиться відповідно до плану ремонтними підприємствами або експлуатаційно-ремонтними майстернями.

Технічно правильне використання обладнання при роботі, його підтримання у справному стані й постійній готовності до роботи, продовження його ресурсу істотно залежать від організації експлуатації електротехнічного обладнання.

Організація експлуатації складається із заходів з підготовки кваліфікованих кадрів, постачання обладнання запасними елементами (ЗІП) і видатковими матеріалами, планування експлуатації обладнання, а також збору й обробки результатів експлуатації.

Якість експлуатації обладнання великою мірою визначається кваліфікацією обслуговуючого персоналу. Вплив людини можна розглядати як результат діяльності, від якої залежать експлуатаційні властивості обладнання: людина як елемент системи, що забезпечує її функціонування із заданою продуктивністю; людина як джерело передумов до відмов; людина як елемент системи, що підтримує надійність обладнання на заданому рівні; людина як елемент системи, що забезпечує її відновлення (ремонт). Звідси видно, яку важливу роль відіграє людина на всіх етапах експлуатації обладнання.

Для забезпечення нормальної експлуатації обладнання повинні бути організовані його правильне постачання видатковими матеріалами й засобами, укомплектованість необхідними запасними елементами й своєчасне їхнє поповнення.

Для якісної експлуатації електротехнічного обладнання проводиться планування його роботи, технічного обслуговування, постачання і підготовки кадрів.

На основі збору й обробки результатів експлуатації обладнання, аналізу статистичних даних розробляються заходи щодо підвищення надійності й

удосконалення експлуатації обладнання. При цьому результати експлуатації і рекомендації з підвищення надійності й удосконалення обладнання повинні бути вчасно направлені на завод-виготовлювач.

Таким чином, процес експлуатації електротехнічного обладнання складається з великого комплексу різних заходів, якість виконання яких істотно впливає на експлуатаційні властивості обладнання.

2. Суть і зміст підсистем експлуатації

Систему експлуатації ЕТЗ можна розділити на три функціонально самостійні **підсистеми** (рис. 1):

1. Підсистема штатної експлуатації.
2. Підсистема технічної експлуатації.
3. Підсистема організації та забезпечення бойової та технічної експлуатації.



Рис. 1 – Підсистеми експлуатації ЕТЗ СЕП

Штатна експлуатація складається з:

- безпосереднього (штатного) застосування;
- процесу чергування в чеканні наказу на штатне застосування.

Технічна експлуатація містить у собі процеси (рис. 2):

- зберігання і транспортування ЕТЗ СЕП;
- технічного обслуговування ЕТЗ СЕП;
- ремонту (відновлення) ЕТЗ СЕП;
- супроводження експлуатації ЕТЗ (СЕП):
 - введення в експлуатацію зразків ЕТЗ;

- приведення в готовність зразків ЕТЗ;
- підтримка в готовності зразків ЕТЗ;
- категорювання ЕТЗ;
- списання зразків ЕТЗ.



Рис. 2 – Зміст технічної експлуатації ЕТЗ

Організація і забезпечення штатної і технічної експлуатації містить у собі (рис. 3):

- організацію штатної та технічної експлуатації:
 - планування штатної і технічної експлуатації;
 - організація виконання планів;
 - контроль виконання планів, їх оперативне коригування;
 - оперативне управління СЕП;
 - ведення обліку і звітності по всіх питаннях штатної та технічної експлуатації;
- забезпечення штатної і технічної експлуатації:
 - матеріально-технічне забезпечення:
 - електротехнічні засоби;

- ЗІП і витратні матеріали;
- метрологічне забезпечення;
- забезпечення підготовки й допуску особового складу до експлуатації ЕТЗ;
- забезпечення безпеки робіт:
- організаційні заходи;
- технічні заходи.



Рис. 3 – Організація і забезпечення експлуатації

Лекція № 2

СИСТЕМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПРИСТРОЇВ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1. Модель системи експлуатації

Модель системи експлуатації можна представити *в просторі* як деяке з'єднання і взаємозв'язок елементів. Ця модель характеризує **структуру системи**. Але можна представити модель системи і *в часі* як взаємозв'язок функцій системи та її елементів і їх зміну в часі. Така модель називається **функціональною моделлю**, тому що вона характеризує функціонування системи.

Первинною є структура, тому що перед тим, як розвиватися в часі, система повинна бути створена в просторі. Однак **ведучою** є функціональна модель, тому що вона визначає принцип побудови системи, склад і взаємозв'язок елементів, а також функціонування системи й вирішення поставлених перед нею завдань.

Функціональна модель системи експлуатації подана на рис. 1.

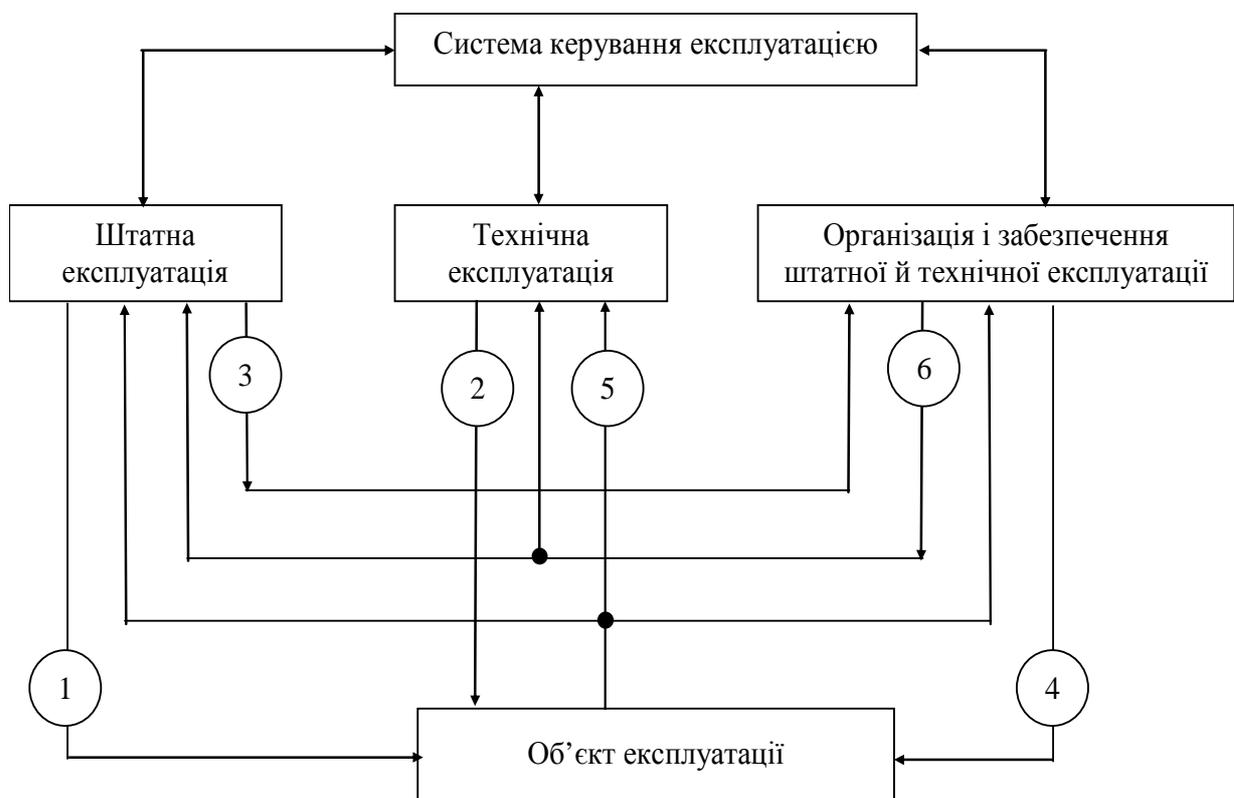


Рис. 1 – Функціональна модель системи експлуатації

Позначення:

1 - керування станом готовності;

2 - керування технічним станом;

3 - потреби в забезпеченні;

4 - матеріально-технічне й метрологічне забезпечення, забезпечення безпеки робіт, підготовка особового складу;

5 - відомості про технічний стан, готовність та рівні запасів;

6 - плани штатної і технічної експлуатації.

2. Моделі опису об'єктів експлуатації

При побудові моделей об'єктів і процесів експлуатації часто користуються різними поняттями. Дано визначення деяким поняттям стосовно електротехнічних засобів (ЕТЗ) систем електропостачання .

Під технічним станом системи електропостачання (електротехнічного засобу) розуміється, стан, що характеризується у визначений момент часу, у визначених умовах зовнішнього середовища, значеннями параметрів, установлених технічною документацією на комплект СЕП (ЕТЗ).

СЕП (ЕТЗ) може знаходитись у справному, несправному стані, працездатному й непрацездатному стані.

Працездатний стан - стан ЕТЗ, при якому значення всіх параметрів, що характеризують спроможність виконувати задані функції, відповідають вимогам нормативно-технічної і конструкторської документації.

Непрацездатний стан - стан ЕТЗ, при якому значення хоча б одного параметра, що характеризує спроможність виконувати задані функції, не відповідає вимогам нормативно-технічної і конструкторської документації.

Справний стан - стан ЕТЗ, при якому він відповідає усім вимогам нормативно-технічної і конструкторської документації.

Несправний стан - стан ЕТЗ, при якому він не відповідає хоча б одному з вимог нормативно-технічної і конструкторської документації.

Граничний стан - стан ЕТЗ, при якому його подальше застосування за

призначенням неприпустиме або недоцільне, або відновлення його справного або працездатного стану неможливе.

Відмова - подія, що полягає в порушенні працездатності ЕТЗ.

Пошкодження - подія, що полягає в порушенні справного стану ЕТЗ при збереженні працездатного стану.

Дефект - кожна окрема невідповідність ЕТЗ установленим вимогам.

Безвідмовність - це властивість ЕТЗ зберігати працездатність в певних умовах експлуатації протягом деякого часу. Це поняття є протилежністю поняття «відмова». Безвідмовність, пов'язану зі зберіганням обладнання, називають збережуваністю.

Збережуваність - це властивість ЕТЗ зберігати обумовлені показники протягом та після терміну зберігання та транспортування, встановленого в технічній документації.

Довговічність - це властивість ЕТЗ зберігати працездатність до визначеного стану з необхідними перервами для технічного обслуговування та ремонту.

Ремонтпридатність - це властивість ЕТЗ, що полягає в його пристосованості до попередження, виявлення, і усунення відмов та несправностей шляхом проведення технічного обслуговування та ремонту.

Напрацювання - це тривалість роботи або обсяг роботи ЕТЗ; напрацювання вимірюється в годинах, кілометрах, циклах або інших одиницях;

Технічний ресурс - це напрацювання ЕТЗ від початку експлуатації (або після капітального ремонту) до настання граничного стану.

Термін служби - це календарна тривалість експлуатації ЕТЗ від її початку (або поновлення після капітального ремонту) до настання граничного стану; термін служби ЕТЗ вимірюється в одиницях часу.

Перехід ЕТЗ СЕП з одного стану в інший відбувається внаслідок пошкодження або відмови. Загальна схема станів та подій наведена на рис. 2.

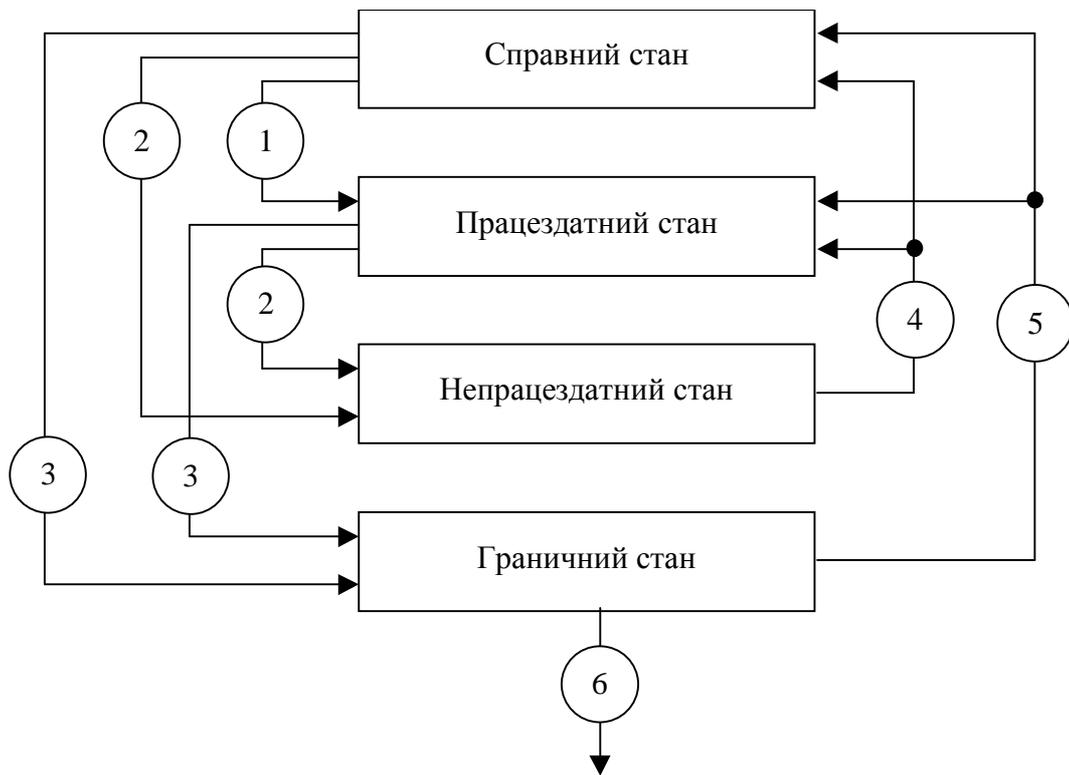


Рис. 2 – Схема станів електротехнічних засобів систем електропостачання

Позначення:

1. пошкодження;
2. відмова;
3. перехід у граничний стан через непоправне порушення вимог безпеки, зниження ефективності експлуатації, старіння, зносу та ін. чинників;
4. відновлення;
5. ремонт;
6. списання.

Залежно від особливостей застосування можна виділити:

- електротехнічні засоби систем електропостачання однократного застосування;
- електротехнічні засоби систем електропостачання багатократного застосування;
- електротехнічні засоби систем електропостачання безперервного використання.

Електротехнічні засоби систем електропостачання однократного застосування характеризуються порівняно тривалим періодом зберігання, після якого відбувається цикл підготовки і використання за прямим призначенням. Подальше використання таких систем неможливе й нерациональне.

Для **електротехнічних засобів систем електропостачання багатократного застосування** характерно чергування етапів зберігання і застосування.

До **електротехнічних засобів систем електропостачання безперервного використання** відносять засоби, що характеризуються досить тривалим часом перебування у робочому режимі. Стан застосування таких систем може перериватися тільки для проведення технічного обслуговування і ремонту.

З погляду розглянутих експлуатаційних моделей, електротехнічні засоби систем електропостачання можна з достатньою строгістю *характеризувати як засоби багатократного застосування, що періодично контролюються, які обслуговуються та відновлюються.*

Лекція № 3, 4

ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ СЕП

1. Завдання та зміст технічного обслуговування СЕП

Технічне обслуговування - комплекс операцій з підтримки працездатності ЕТЗ і СЕП при їх підготовці до використання, використанні за призначенням, збереженні й транспортуванні.

Своєчасне і якісне проведення технічного обслуговування **повинне забезпечити:**

- постійну готовність ЕТЗ і СЕП до використання;
- безпечне і безаварійне використання ЕТЗ і СЕП;
- максимальне продовження міжремонтного ресурсу;
- усунення причин, що викликають підвищений знос, передчасне старіння, руйнування, несправності й відмови складових частин і механізмів;
- надійну роботу ЕТЗ і СЕП протягом встановлених міжремонтних ресурсів і термінів служби;
- мінімальну витрату палива, мастильних та інших експлуатаційних матеріалів.

Організація технічного обслуговування (ТО), його зміст і методика проведення, вимоги до кількості обслуговуючого персоналу і його кваліфікації багато в чому залежать від якостей, закладених в апаратуру при її конструюванні й виробництві. Однак не можна вважати експлуатацію пасивним періодом у питаннях поліпшення якості проведення ТО СЕП. Пошук найбільш раціональних методів і способів проведення ТО є дуже важливою задачею.

Правильна організація ТО вимагає ретельного вивчення цілого ряду питань. До їхнього числа можна віднести:

- вибір системи технічного обслуговування;
- визначення параметрів ТО;

- оптимізація параметрів ТО за різними критеріями;
- розробка критеріїв кількісної оцінки якості ТО;
- розробка організації і технології виконання ТО, та ін.

2. Системи технічного обслуговування СЕП

Процес експлуатації обладнання СЕП є досить складним, тому що для підтримки надійності й готовності обладнання до застосування потрібно постійне втручання обслуговуючого персоналу в його роботу.

У даний час ще не створені технічні пристрої, які за час експлуатації без проведення спеціальних профілактичних заходів працювали б безвідмовно.

Організація технічного обслуговування обладнання, його зміст і технологія застосування багато в чому залежать від конструктивної досконалості обладнання, яке обслуговується.

Технічне обслуговування обладнання СЕП є складною і невід'ємною частиною процесу експлуатації обладнання, воно **включає наступні заходи**:

1) контроль технічного стану обладнання: перевірку працездатності, перевірку оглядом зовнішніх ознак пошкоджень елементів електроустановок (струмоведучих частин, ізоляційних конструкцій контактних систем та ін.), перевірку термінів чергових технічних оглядів елементів обладнання ;

2) усунення виявлених пошкоджень і відмов за допомогою заміни або ремонту несправних елементів, вузлів, блоків та ін;

3) контрольно-регулювальні роботи: визначення чисельних значень параметрів чи їх відхилень щодо встановлених допусків, регулювання параметрів обладнання (зазорів, натягів, питомого тиску в контактах та ін.), заміна частково зношених елементів (пружин, прокладок, колекторних пластин, щіток, штепсельних рознімачів і т.д.);

4) прогнозування ушкоджень і відмов шляхом одержання інформації про стан обладнання і його елементів і визначення часу переходу обладнання в несправний чи непрацездатний стан;

5) контроль стану укомплектованості ЗІП;

б) оформлення експлуатаційно-технічної документації.

Таким чином, технічне обслуговування має профілактичний, попереджувальний і відновлювальний характер.

Якість технічного обслуговування досягається:

- чіткою організацією, плануванням і своєчасним технічно грамотним виконанням ТО в повному обсязі;
- твердим знанням особовим складом обсягу й методики проведення ТО;
- своєчасним матеріально-технічним забезпеченням виконуваних робіт;
- систематичним аналізом відмов і пошкоджень, а також проведенням необхідних заходів щодо їхнього попередження й усунення;
- систематичним контролем обсягу, якості й своєчасності проведення робіт.

3. Принципи побудови системи технічного обслуговування

Під **системою технічного обслуговування** розуміють комплекс пов'язаних між собою положень і норм, що визначають організацію і порядок проведення робіт з технічного обслуговування для певних умов експлуатації з метою забезпечення заданих показників якості, передбачених нормативною документацією.

Раціональність технічного обслуговування великою мірою визначається обраною системою проведення профілактичних заходів.

Принципи побудови системи ТО відбивають найбільш загальні закономірності профілактичних робіт. У даний час можна виділити два принципи:

- планово-попереджувальний принцип;
- аварійно-відновлювальний принцип;

Сутність планово-попереджувального принципу полягає в завчасному плануванні профілактичних заходів, визначенні їх обсягу, тривалості й періодичності.

Технічне обслуговування, в основі побудови якого лежить планово-попереджувальний принцип, проводиться у строгій відповідності із заздалегідь розробленим планом, що враховує:

- принцип організації;
- періодичність проведення;
- обсяг і час виконання;
- необхідну кількість особового складу і раціональне його використання;
- форму контролю якості й термінів виконання;
- матеріально-технічне забезпечення та ін.

Перевагою системи технічного обслуговування, побудованої за планово-попереджувальним принципом, є:

- можливість упорядкувати (заздалегідь спланувати й організувати) виконання всіх профілактичних заходів;
- можливість запобігання частині ушкоджень і відмов, пов'язаних зі спрацюванням і старінням обладнання.

Основним **недоліком** даної системи технічного обслуговування є те, що час простою обладнання в процесі виконання профілактичних робіт є достатньо великим, що до деякої міри знижує ефективність використання обладнання.

Сутність аварійно-відновлювального принципу побудови системи технічного обслуговування полягає в тому, що профілактичні заходи на устаткуванні виконуються тільки тоді, коли в ньому виникає пошкодження або відмова.

Метою такої системи технічного обслуговування є усунення усіх виникаючих в устаткуванні пошкоджень і відмов і виконання одночасно деяких контрольних-перевірочних робіт.

Перевагою системи технічного обслуговування, розробленої за аварійно-відновлювальним принципом, є відсутність додаткових простоїв обладнання на плановому обслуговуванні.

Неможливість запобігти пошкодженням і відмовам обладнання, які є наслідком процесів старіння і спрацьовування, є **недоліком** такої системи обслуговування. Проведення профілактичних заходів у цій системі є доцільним тільки для обладнання, пошкодження і відмови якого мають випадковий характер.

Система технічного обслуговування ЕТЗ і СЕП є планово-попереджувальною, заснованою на обов'язковому проведенні встановлених видів технічного обслуговування всіх складових частин виробу з певною періодичністю з метою попередження виникнення відмов і несправностей.

За змістом, обсягом і періодичністю на ЕТЗ і СЕП у процесі їх використання за призначенням установлені такі **види технічного обслуговування**:

- контрольний огляд (КО),
- щоденне технічне обслуговування (ЩТО),
- технічне обслуговування №1 (ТО-1),
- технічне обслуговування №2 (ТО-2),
- сезонне технічне обслуговування (СО).

Контрольний огляд (КО) і щоденне технічне обслуговування (ЩТО) пересувних ЕТЗ і комплектних СЕП проводяться в міру необхідності в процесі їх використання. Якщо вони не використовуються, то КО не проводиться, а ЩТО планується в терміни, визначені нормативно-технічною документацією.

Контрольний огляд проводиться з метою перевірки й підготовки техніки до виконання майбутнього завдання.

При проведенні контрольного огляду перевіряється:

- відповідність показань контрольно-вимірювальних приладів величинам, встановленим нормативно-технічною документацією в даному режимі роботи СЕП;
- відповідність положень комутаційної, пускорегулювальної апаратури даному режиму роботи СЕП;

- відповідність рівнів пального, мастила, охолоджуючої рідини у витратних (резервних, запасних, розширювальних) ємкостях нормативно встановленим величинам;

- відсутність видимих іскрінь у контактних (клемних) з'єднаннях, ознак підвищення температури на видимих струмоведучих частинах;

- відсутність (наявність) запаху гару і диму в щитах, шафах, зборках, кабельних каналах і колодязях;

- справність (цілісність) кіл захисного занулення (заземлення) електроустаткування, приладів і апаратури, що забезпечують безпеку особового складу при аваріях;

- стан освітлювальної, опалювальної та іншої арматури, температурно-вологісний режим у приміщеннях і їх освітленість;

- ступінь забруднення (запиленості) електрообладнання.

Щоденне технічне обслуговування проводиться щодня по закінченні роботи чи під час перерв у роботі з метою підтримки техніки в готовності до використання й у чистоті, а також для забезпечення безпеки її використання. ЩТО електрообладнання містить у собі КО. При ЩТО ЕТЗ:

- обладнання прибирають від пилу, бруду, слідів пального, мастил, охолоджуючих рідин;

- виконують дозаправлення техніки паливом, мастильними матеріалами;

- виконують змащення відповідно до таблиці змащення;

- роблять заміну ламп освітлення;

- усувають виявлені несправності, передбачені переліком робіт, які виконуються у ході поточної експлуатації.

Виконувати ЩТО електрообладнання, розміщеного в блоках і щитах (шафах) управління, розподільних і силових щитах і зборках **ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ**.

Технічні обслуговування № 1 (ТО-1) і № 2 (ТО-2) є плановими і проводяться з метою забезпечення безвідмовної роботи техніки, зниження інтенсивності зношування деталей, виявлення і попередження відмов і

несправностей. Це досягається своєчасним діагностуванням і виконанням змащувальних, кріпильних, регулювальних і інших робіт.

При ТО-1:

- ✓ виконують роботи ЩТО;
- ✓ додатково перевіряють роботу двигуна, стан комплектуючих, акумуляторних батарей, корпусу;
- ✓ заміняють (при необхідності) фільтруючі елементи фільтрів, вугільні щітки;
- ✓ виконують необхідні електричні вимірювання;
- ✓ усувають виявлені несправності;
- ✓ виконують змащення відповідно до таблиці змащення.

При ТО-2:

- ✓ виконуються роботи ТО-1;
- ✓ додатково перевіряють і виконують регулювання приладів живлення, електроустаткування, зовнішніх і регуляторних характеристик.

Сезонне технічне обслуговування (СО) проводять два рази на рік з метою підготовки й забезпечення надійної роботи техніки в зимовий і літній періоди експлуатації.

При СО:

- ✓ виконують роботи чергового технічного обслуговування;
- ✓ додатково промивають системи живлення, змащення, охолодження первинного двигуна;
- ✓ заміняють сорти пального, змащення й охолоджуючої рідини відповідно до сезону;
- ✓ розконсервують (консервують) і перевіряються засоби, що полегшують пуск двигунів внутрішнього згоряння;
- ✓ перевіряють і підготовляють до роботи (знімають) засоби обігріву кузова.

Регламентоване технічне обслуговування (РТО) проводять на ЕТЗ, що знаходяться на тривалому зберіганні, з метою підтримки їх надійності і постійної готовності до використання за прямим призначенням.

При РТО:

- ✓ виконують роботи ТО-2,
- ✓ додатково заміняють деталі й комплектуючі обмеженого терміну придатності.

Запасні частини і матеріали на проведення РТО поставляються комплектами з заводів-виробників.

Технічні обслуговування ТО-1, ТО-2, СО, РТО проводяться силами електриків (начальників електростанцій, розрахунків) із залученням фахівців підрозділів технічного обслуговування і ремонту ЕТЗ на пункті технічного обслуговування і ремонту частини.

Докладно зміст обов'язкових робіт, що підлягають виконанню при проведенні конкретного виду технічного обслуговування, а також його періодичність викладені у відповідній експлуатаційній документації на кожний ЕТЗ (комплект СЕП). Технічне обслуговування проводиться згідно з «Інструкцією з експлуатації» на даний комплект техніки з дотриманням установлених нею видів технічного обслуговування, їх періодичності й обсягу робіт.

Аналіз змісту вказаної документації показує, що прийняті види технічного обслуговування ЕТЗ (СЕП), їх склад, обсяг і періодичність установлені не довільно, а з урахуванням обґрунтованих потреб і реальних можливостей експлуатації.

Так, оскільки КО і ЩТО включають перевірку за ознаками нормального функціонування працездатності ЕТЗ і комплекту СЕП в цілому, проведення цих робіт щоденно (в час, визначений розпорядком дня) дозволяє отримати достатню інформацію про готовність даного ЕТЗ (комплекту СЕП) до використання за призначенням.

4. Класифікація систем технічного обслуговування

За своїм характером (рис.1) усі системи ТО можна класифікувати за двома **принципами побудови**:

1. Планове технічне обслуговування, основним змістом якого є виконання певної сукупності профілактичних заходів, передбачених нормативно-технічною документацією і здійснюваних у плановому порядку.

2. Позапланове технічне обслуговування, основним змістом якого є усунення раптово виникаючих пошкоджень і відмов.

Технічне обслуговування, проведене в плановому порядку, може включати як періодичне, так і епізодичне виконання профілактичних заходів залежно від призначення обладнання, що обслуговується.

За **принципом визначення періодичності робіт** системи планового технічного обслуговування мають таку класифікацію:

- календарна система технічного обслуговування;
- система технічного обслуговування за напрацюванням;
- змішана система технічного обслуговування.

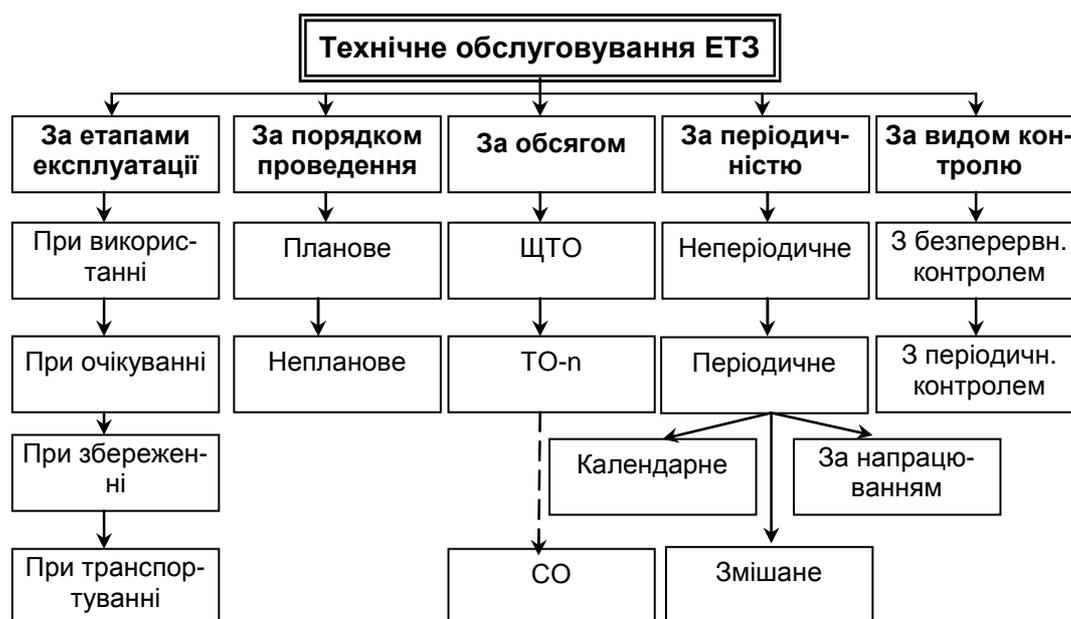


Рис. 1 – Класифікація систем технічного обслуговування

При використанні **календарної системи ТО** профілактичні роботи призначають після закінчення певного календарного часу (день, тиждень, місяць і т.д.) незалежно від часу роботи обладнання. Ця *система використовується у випадку експлуатації обладнання, пошкодження і відмови якого визначаються головним чином явищами старіння і зносу матеріалів і практично не залежать від інтенсивності його використання.* Ця система є можливою тільки для обладнання, що знаходиться на збереженні або на чергуванні, коли ступінь зовнішніх впливів визначається умовами і часом зберігання (чергування).

Перевага календарної системи обслуговування полягає у простому плануванні профілактичних заходів, навіть на відносно великі проміжки часу експлуатації.

Це дає змогу здійснювати довгострокове планування робіт з технічного обслуговування обладнання.

Недоліком календарної системи є обмеженість її застосування до обладнання, що працює нерегулярно. Для такого обладнання доцільною є **система ТО за напрацюванням**, основним змістом якої є проведення обслуговування залежно від часу роботи обладнання, який обчислюється годинами, циклами напрацювання, числом переключень і т.д. **Недоліком** такої системи ТО є те, що планування такого обслуговування утруднене, оскільки не завжди можливо заздалегідь встановити момент виходу обладнання з ладу. Дана система застосовується у разі необхідності призначення обслуговування на устаткуванні, пошкодження і відмови якого обумовлені процесом спрацьовування.

У даний час найбільше поширення знайшла **змішана система ТО**. Її застосування доцільне для ТО обладнання, пошкодження і відмови якого обумовлені як процесом зносу, так і процесами старіння.

Вибір системи ТО ґрунтується на урахуванні надійності обладнання, що експлуатується.

Якщо переважна кількість відмов обладнання виникає під час його безпосереднього використання за призначенням, то доцільно вибрати систему технічного обслуговування за напрацюванням; якщо переважна кількість відмов виникає під час очікування свого використання, то доцільно вибрати календарну систему технічного обслуговування.

У випадку, коли кількість відмов обладнання під час його використання приблизно однакова з кількістю відмов під час очікування свого використання, в однаковій мірі може бути обрана будь-яка система ТО (календарна чи за напрацюванням). Однак доцільно скористатися календарною системою як більш зручною для планування ТО.

5. Параметри систем технічного обслуговування СЕП та їх оптимізація. Критерії якості технічного обслуговування

Основними параметрами систем технічного обслуговування обладнання СЕП є:

- ✓ періодичність технічного обслуговування;
- ✓ тривалість технічного обслуговування;
- ✓ обсяг технічного обслуговування;
- ✓ ефективність профілактики;
- ✓ обсяг профілактики (середній час виконання профілактичного обслуговування);
- ✓ коефіцієнт використання;
- ✓ коефіцієнт вартості експлуатації.

Під **періодичністю технічного обслуговування** розуміють інтервал часу між двома послідовно проведеними ідентичними видами технічного обслуговування. Періодичність може вимірюватися або календарними відрізками часу (дня, місяці, роки і т.д.), або одиницями напрацювання (цикли, години роботи і т.д.).

Тривалістю технічного обслуговування називають проміжок часу, який необхідно витратити на проведення профілактичних робіт на устаткуванні.

Обсяг технічного обслуговування визначається кількістю виконуваних операцій.

Обсяг технічного обслуговування прийнято виражати в одиницях часу, витраченого на всі роботи, при заданих значеннях матеріальних і людських ресурсів.

Інші чотири показники були розглянуті раніше в темі № 2.

При виборі періодичності t_p й тривалості t_{Π} ТО необхідно визначити їх оптимальне значення з метою забезпечення високої готовності обладнання до застосування за призначенням.

За основу при обґрунтуванні періодичності ТО можна взяти наступні дані:

- статистичні характеристики комплектуючих елементів обладнання (наприклад, λ - характеристики щільності розподілу параметрів елементів як функції часу чи умов функціонування);
- характеристики експлуатаційної надійності обладнання в цілому;
- результати періодичного контролю вихідних параметрів обладнання і параметрів його комплектуючих елементів.

За відомими λ - характеристиками елементів визначають елемент (чи елементи), що має найменшу тривалість ділянки характеристики, на якому $\lambda = \text{const}$. Отриманий інтервал часу t_{\max} визначає собою найбільший припустимий час між замінами цього елемента. Через те, що зазначений інтервал для інших елементів обладнання може бути іншим, доцільно періодичність замін цих елементів визначати з розумним обліком інтервалу t_{\max} , тобто таким чином, щоб одержати рівномірну за часом сітку профілактичних замін елементів.

Недоліком цього методу визначення періодичності є те, що він не враховує можливі поступові відмови елементів, тобто відмови, обумовлені порівняно повільними змінами параметрів елементів.

Сутність методів визначення періодичності ТО, заснованих на використанні даних про експлуатаційну надійність обладнання в цілому, полягає у виборі інтервалу часу, протягом якого параметр, що характеризує реальний технічний стан обладнання, досягає граничного значення.

Можливе визначення періодичності проведення ТО з умови забезпечення максимальних значень експлуатаційних характеристик, тобто вибір такого інтервалу часу, при якому необхідна характеристика в заданих умовах буде максимальною.

Оптимальні значення періодичності технічного обслуговування можуть бути встановлені за такими критеріями:

- з умови забезпечення максимального рівня здатності СЕП;
- з умови максимальної імовірності виявлення несправності;
- з умови мінімального коефіцієнта непрацездатного стану обладнання;
- з умови мінімальної вартості технічного обслуговування тощо.

Особливістю викладених методів визначення періодичності ТО є те, що вони вимагають наявності статистичних даних про експлуатацію або елементів обладнання, або обладнання в цілому. Крім того, вони не дозволяють судити про доцільність проведення ТО на даному конкретному устаткуванні (системі).

На відміну від вказаних методів, **визначення періодичності ТО на підставі результатів періодичного контролю параметрів обладнання і його елементів** дозволяє встановити найбільш доцільний термін проведення ТО, а також елементи, профілактична заміна яких найбільш доцільна.

**ПРОГНОЗУВАННЯ ВІДМОВ СЕП
(ЕКСПЛУАТАЦІЯ КОНТАКТНИХ З'ЄДНАНЬ)**

1. Сутність прогнозування відмов СЕП. Параметри прогнозування

Прогнозування - це спеціальні наукові дослідження перспектив розвитку якогось явища. Як одна з форм конкретизації наукового передбачення в соціальній сфері знаходиться у взаємозв'язку з плануванням, програмуванням, проектуванням, керуванням.

Прогнозування відмови виробу - визначення імовірності виникнення його відмови протягом заданого інтервалу часу за дослідними даними, отриманими до початку цього інтервалу часу.

На практиці, виходячи з вимог забезпечення потрібного рівня безвідмовності, завдання прогнозування ТС формують як завдання передбачення потенційних відмов на основі кількісних оцінок значень прогнозованих параметрів відносно заданих допусків. При цьому вирішуються такі часткові завдання:

- визначення погіршення якісних характеристик виробу в межах нормативних вимог;
- оцінювання імовірності виникнення фактичної відмови протягом заданого інтервалу часу:
 - визначення моменту часу відмови виробу;
 - оцінювання наслідків можливої відмови;
 - визначення причин виникнення потенційної відмови;
 - визначення можливості подальшої експлуатації виробу;
 - визначення переліку і обсягів ремонтно-відновлюваних робіт.

Таким чином, прогнозування технічного стану – цілеспрямований процес, який дозволяє виявляти потенційні відмови виробу й забезпечувати своєчасне прийняття рішень.

Загальна теорія прогнозування розглядає основні передумови для здійснення прогнозування явища (стану виробу, об'єкта тощо):

- сформульоване завдання прогнозування;
- знання минулого прогнозованого явища (ПЯ), тобто дані про його поведінку до теперішнього моменту часу;
- модель явища;
- методи й засоби прогнозування.

Розглянутий процес представлений на рис. 1.

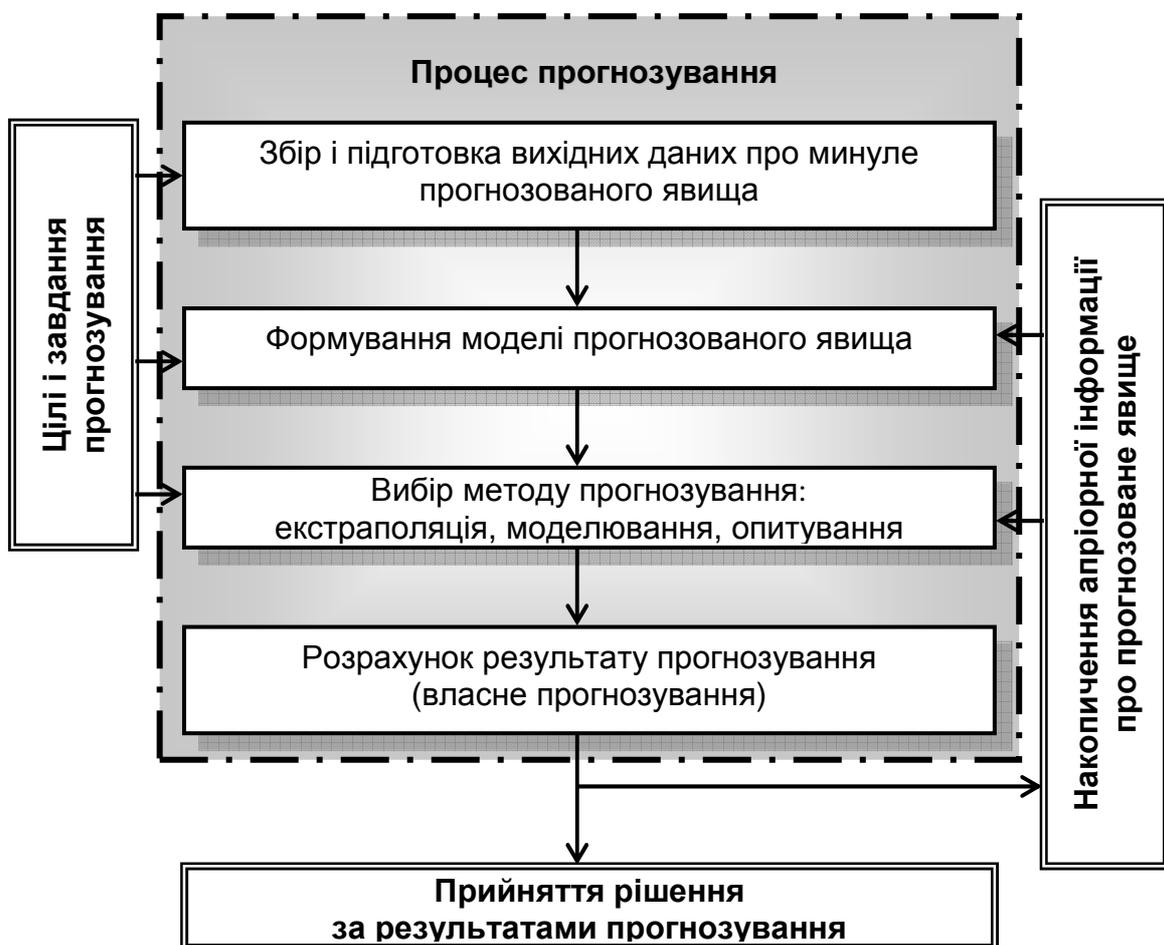


Рис. 1 – Методи прогнозування відмов СЕП

Методи прогнозування. На відміну від розрахунків жорстко детермінованих явищ (наприклад, сонячних чи місячних затемнень), з одного боку, і ненаукових прорікань - з іншого, прогнозування відрізняється

імовірносним підходом до предметів дослідження. Цим визначаються характер і структура методів прогнозування. Звичайно виділяють **три класи методів прогнозування**: екстраполяція, моделювання, опитування експертів. Але така класифікація умовна, тому що прогностичні моделі припускають екстраполяцію і експертні оцінки, останні представляють підсумок екстраполяції та моделювання експертом досліджуваного об'єкта і т.д.

Методи прогнозування відмов елементів розрізняють за типом використовуваного контрольованого параметра.

Контрольованим параметром називають таку характеристику, контроль за якою дозволяє визначити технічний стан устаткування, об'єкта, вузла або елемента.

Контрольовані параметри діляться на визначальні й допоміжні.

Визначальним параметром називають такий параметр, що визначає технічний стан об'єкта (устаткування) в цілому.

За визначальним параметром одержують найбільш повні відомості про якість виконання устаткуванням заданої функції.

Допоміжним параметром називають такий параметр, що визначає технічний стан окремого вузла або елемента і дозволяє встановити місце несправності.

На кожен параметр можна встановити рівень прогнозу, тобто таке значення параметра, при досягненні якого ймовірність появи відмови $Q_{\text{прог}}$ протягом періоду прогнозування $T_{\text{прог}}$ стає більше заданого значення $Q_{\text{пр. доп}}$, тобто

$$Q_{\text{пр}}(T_{\text{прог}}) \geq Q_{\text{пр. доп}} \quad (1)$$

Імовірність безвідмовної роботи системи або елемента протягом періоду прогнозування $T_{\text{прог}}$ (у міжрегламентний період) називають **вірогідністю прогнозу** $P_{\text{пр}} = 1 - Q_{\text{пр}}$.

Прогнозування відмов можна здійснювати на основі використання

статистичних або апаратурних (інструментальних) методів.

Прогнозування відмов є одним із способів підвищення надійності СЕП у процесі її експлуатації.

Сутність прогнозування відмов елементів СЕП полягає в тому, що на підставі наявної інформації про параметри системи або елементів визначають імовірний момент появи відмови та вживають заходи щодо його попередження (заміна елемента, відновлення елемента, регулювання).

Таким чином, **основним змістом прогнозування відмов** є процес одержання інформації про стан елемента або системи в даний момент часу, обробка цієї інформації і на підставі цього визначення ймовірності появи відмови при роботі СЕП у міжрегламентний період (період прогнозування).

З викладеного випливає, що прогнозування *може здійснюватися переважно тільки для поступових відмов.*

Співвідношення між поступовими і раптовими відмовами різні для різних елементів устаткування. У табл. 1 наведено типовий розподіл відмов.

Таблиця 1 – Співвідношення між поступовими й раптовими відмовами

Елементи	Поступові відмови, %	Раптові відмови, %
Напівпровідникові прилади	70—80	20—30
Трансформатори, реле	50—60	40—50
Селенові випрямлячі	70—80	20—30
Електромотори	40—60	40—60
Резистори	20—30	70—80
Конденсатори	7—10	90—93

З табл. 1 видно, що поступові відмови займають більшу частину всіх відмов (більше 50%). При прогнозуванні відмов є можливість значно підвищити експлуатаційну надійність устаткування.

2. Методи прогнозування відмов елементів СЕП і їх класифікація.

Критерії якості прогнозування відмов

Статистичні методи прогнозування

Сутність статистичних методів прогнозування полягає в тому, що на підставі відомих *статистичних даних* про інтенсивність відмов елементів у процесі експлуатації даного устаткування роблять розрахунок їх надійності та визначення моменту для профілактичної заміни (ремонт, регулювання).

При експлуатації СЕП для кожного елемента можна встановити допуск на його визначальний (або допоміжний) параметр $x(t)$:

$$\alpha < x(t) < \beta, \quad (2)$$

де α , β - граничні значення визначального параметра.

Нехай у деякої СЕП є група з n однотипних систем (елементів), щільність розподілу визначального параметра яких для будь-якого моменту часу підкоряється нормальному закону. Тоді ймовірність справного стану елемента (системи) для будь-якого моменту часу може бути визначена по формулі:

Імовірність безвідмовної роботи виробу, що працює до першої відмови, з урахуванням старіння або зносу – характеризує ймовірність виникнення поступових відмов

Нормована функція Лапласа

Граничні значення визначального параметра

Математичне очікування визначального параметра в момент часу

$$P(t) = P[\alpha < x(t) < \beta] = \frac{1}{2} \left[\Phi \left(\frac{\beta - m(t)}{\sigma(t)\sqrt{2}} \right) - \Phi \left(\frac{\alpha - m(t)}{\sigma(t)\sqrt{2}} \right) \right] \quad (3)$$

Імовірність того, що за термін t значення визначального параметра x не вийде за задані межі

Середнє квадратичне відхилення визначального параметра в момент часу

де

Diagram illustrating equation (4) with callouts:

- Кількість елементів у системі (Number of elements in the system) - points to n in the numerator.
- Значення визначального параметра i -го елемента в момент часу (Value of the defining parameter of the i -th element at time t) - points to $x_i(t)$.
- Математичне очікування визначального параметра в момент часу (Mathematical expectation of the defining parameter at time t) - points to $m(t)$.
- Кількість елементів у системі (Number of elements in the system) - points to n in the denominator.

$$m(t) = \frac{\sum_{i=1}^n x_i(t)}{n} \quad (4)$$

— середнє значення (математичне очікування) визначального параметра $x(t)$ в момент часу t ;

Diagram illustrating equation (5) with callouts:

- Кількість елементів у системі (Number of elements in the system) - points to n in the numerator.
- Значення визначального параметра i -го елемента в момент часу (Value of the defining parameter of the i -th element at time t) - points to $x_i(t)$.
- Математичне очікування визначального параметра в момент часу (Mathematical expectation of the defining parameter at time t) - points to $m(t)$.
- Середнє квадратичне відхилення визначального параметра в момент часу (Mean square deviation of the defining parameter at time t) - points to the square root symbol.
- Кількість елементів у системі (Number of elements in the system) - points to $n-1$ in the denominator.

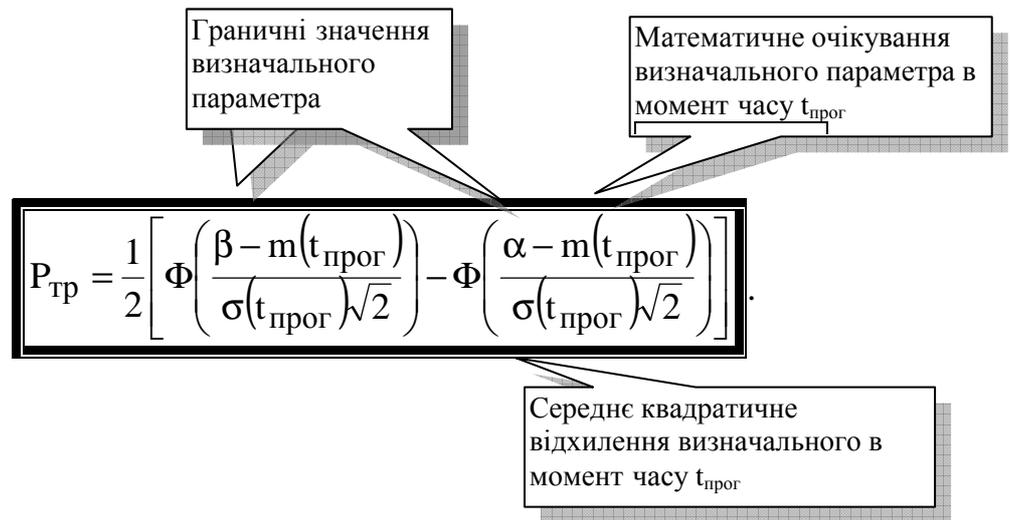
$$\sigma(t) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [x_i(t) - m(t)]^2}{n-1}} \quad (5)$$

— середнє квадратичне відхилення визначального параметра $x(t)$;

$\Phi(y)$ — нормована функція Лапласа.

Таким чином, на підставі наявних статистичних даних про реалізації параметрів n елементів знаходять $m(t)$ та $\sigma(t)$ для будь-якого моменту часу, та за допомогою (3) знаходять імовірність $P(t)$.

Далі, виходячи з потрібного рівня надійності $P_{тр}$, визначають час $t_{прог}$, при досягненні якого виробляється профілактична заміна елементів. Час профілактичної заміни елементів визначають із виразу (3) при підстановці $P(t) = P_{тр}$:



Розглянемо три часткових випадки.

Перший випадок. Реалізації допоміжного (визначального) параметра апроксимуються прямими й описуються віяловою функцією.

У цьому випадку досить визначити числові характеристики m та σ для двох моментів часу t_j та t_{j+1} , що дозволить знайти значення $m(t)$ та $\sigma(t)$ для будь-якого моменту часу t за формулами:

$$m(t) = m_0 + t \operatorname{tg} \varphi; \tag{6}$$

$$\sigma(t) = \sigma_0 + t \operatorname{tg} \varphi_1, \tag{7}$$

де

$$m_0 = \frac{t_{j+1} m_j - t_j m_{j+1}}{t_{j+1} - t_j} \tag{8}$$

— середнє значення параметра в момент часу t_0 ,

$$\sigma_0 = \frac{t_{j+1} \sigma_j - t_j \sigma_{j+1}}{t_{j+1} - t_j}. \tag{9}$$

— середнє квадратичне відхилення параметра в момент часу t_0 ,

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{m_{j+1} - m_j}{t_{j+1} - t_j}; \quad \operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sigma_{j+1} - \sigma_j}{t_{j+1} - t_j}. \tag{10}$$

Виведення цих формул пояснюється рис. 1, на якому показані залежності m та σ від часу.

Знайшовши значення $m(t)$ та $\sigma(t)$ за допомогою (6), (7) і підставивши їх в (9), знаходимо $P(t)$, а потім, дорівнявши $P(t) = P_{\text{тр}}$, обчислюємо час $t_{\text{прог}}$.

Другий випадок. Значення параметра змінюються в одну сторону, для нього встановлений однобічний допуск:

$$x(t) > a. \quad (11)$$

У цьому випадку розрахункову формулу для визначення $P(t)$ одержують із (3) при заміні в неї $\beta = \infty$:

$$P(t) = 0,5 [1 + \Phi(y)], \quad (12)$$

де

$$y = \frac{m(t) - a}{\sigma(t) \sqrt{2}}. \quad (13)$$

Задаючись необхідним значенням $P(t) = P_{\text{тр}}$, з виразу (12) знаходимо припустиму величину аргументу $u_{\text{доп}}$. Далі, вирішуючи спільно вираз (13) при $u = u_{\text{доп}}$, (4) та (5), можна визначити момент часу для профілактичної заміни елементів.

Третій випадок. Допоміжні параметри елементів змінюються лінійно в одну сторону, й на них установлений однобічний допуск α .

Для розрахунку ймовірності безвідмовної роботи $P(t)$ і моменту часу $t_{\text{прог}}$ в цьому разі необхідно скористатися формулами (12), (13), (6) і (7). Від числових характеристик $m(t)$ та $\sigma(t)$ можна легко перейти до часових числових характеристик t та σ_t . Для цього скористаємося рис. 1, у результаті одержимо:

$$t_\alpha = \frac{(t_{j+1} - t_j) \alpha - t_{j+1} m_j + t_j m_{j+1}}{m_{j+1} - m_j}; \quad (14)$$

$$\sigma_\alpha = \frac{0,5 (\sigma_{j+1} - \sigma_j) t_\alpha + t_{j+1} \sigma_j - t_j \sigma_{j+1}}{|m_{j+1} - m_j|}, \quad (15)$$

де t_α — момент часу, при якому відбувається перетинання функції $m(t)$ із припустимою величиною параметра α ;

σ_α — середнє квадратичне відхилення моменту часу, що відповідає $x(t) = \alpha$, від величини t_α .

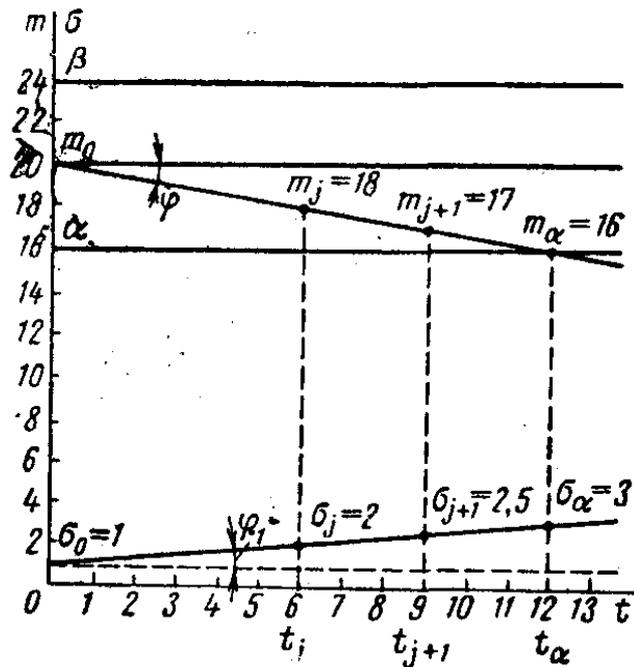


Рис. 2 – Принцип статистичного методу прогнозування відмов

На рис. 2 показаний приклад знаходження прогнозованих параметрів при лінійній залежності $m(t)$, $\sigma(t)$ у випадку, коли значення параметра змінюються в одну сторону, для нього встановлений однобічний допуск ($\beta = \infty$):

1. На осі ординат відкладаємо граничні значення α , β визначального параметра $x(t)$ й залежності $m(t)$, $\sigma(t)$.
2. У точці перетину прямих $m(t)$ та α знаходимо момент часу t_α та відповідне значення σ_α .

Знайдені значення t_α та σ_α дають можливість розрахувати ймовірність $P(t)$ за формулою

$$P(t) = 0,5[1 + \Phi(y_1)] , \quad (16)$$

де

$$y_1 = \frac{t_\alpha - t}{\sigma_\alpha \sqrt{2}} . \quad (17)$$

Задаючись потрібною величиною $P(t) = P_{\text{тр}}$, за формулою (17) знаходимо момент часу

$$t_{\text{прог}} = t_{\alpha} - \sigma_{\alpha} \sqrt{2} y_{1 \text{ доп}}, \quad (18)$$

де $y_{1 \text{ доп}}$ — знаходять із (16) при підстановці $P(t) = P_{\text{тр}}$.

Таким чином, маючи у своєму розпорядженні статистичні дані про результати експлуатації або спеціальних випробувань різних елементів, можна розглянутими методами робити статистичне прогнозування відмов.

Апаратурні методи прогнозування відмов

Для використання апаратурних методів прогнозування відмов необхідно мати **статистичні дані** про характер зміни визначального параметра та результати **періодичного апаратурного контролю** параметра конкретного елемента при роботі СЕП у *нормальному* або *спеціальному* (контрольному) режимі.

При роботі СЕП у нормальному режимі сутність прогнозування відмов пояснимо за допомогою рис. 3. Для того, щоб мати можливість прогнозувати відмову елемента, треба обґрунтовано вибрати рівні допусків (α, β) й прогнозу $(\alpha_{\text{пр}}, \beta_{\text{пр}})$ на його визначальний параметр $x(t)$, як показано на рис. 3:

$$\alpha < \alpha_{\text{пр}} < x(t) < \beta_{\text{пр}} < \beta . \quad (19)$$

Нехай величина параметра в часі змінюється за лінійним законом. Тоді, якщо зробити вимірювання визначальних параметрів елементів у моменти часу t_i та t_{i+1} , можна аналогічно показаному раніше знайти величини $m(t)$ та $\sigma(t)$ для будь-якого моменту часу. Підставивши у формулу (3) величини $m(t)$ та $\sigma(t)$, визначимо ймовірність $P(t)$ безвідмовної роботи для будь-якого моменту часу, що дає можливість прогнозувати відмови елементів.

При досягненні визначальним параметром значення рівня прогнозу $(\alpha_{\text{пр}}, \beta_{\text{пр}})$ роблять профілактичну заміну елементів (регулювання, відновлення)

з метою попередження відмови устаткування. Таким є принцип апаратного методу прогнозування при роботі елементів СЕП у нормальному режимі.

Розглянемо сутність апаратного методу прогнозування відмов при роботі елементів СЕП у спеціальних режимах. Найбільше просто спеціальний режим роботи елемента забезпечується за рахунок зміни електричних режимів живлення приладів.

Сутність цього методу прогнозування відмов елементів пояснюється рис. 4, де позначено:

$x(t)$ — залежність визначального параметра від часу при роботі елемента СЕП у нормальному режимі;

$x_K(t)$ — залежність визначального параметра від часу при роботі елемента СЕП у спеціальному (контрольному) режимі;

$T_{пр}$ — період виконання профілактичних робіт (ТО).

Як видно з рис. 4, застосування спеціального режиму приводить до того, що момент перетинання рівня допуску визначальним параметром $x_K(t)$, тобто поява співвідношення $x_K(t) < \alpha$, настає раніше, ніж параметром $x(t)$.

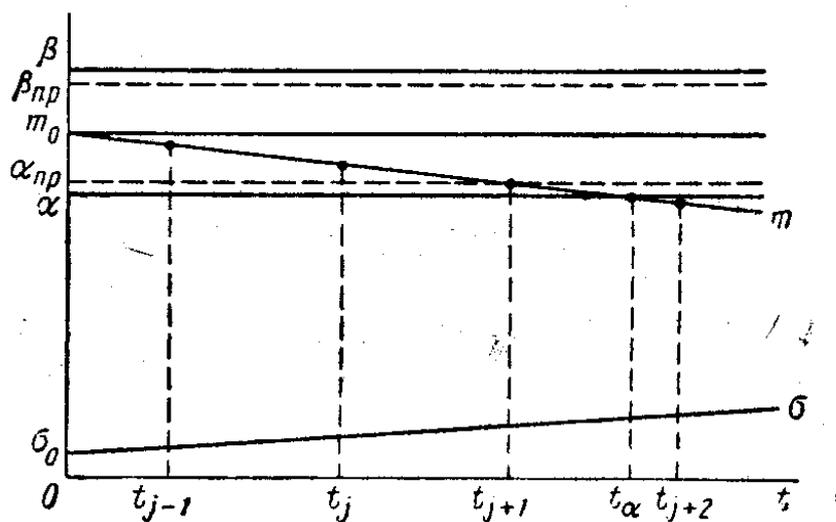


Рис. 3 – Принцип апаратного методу прогнозування відмов при роботі елементів у нормальному режимі

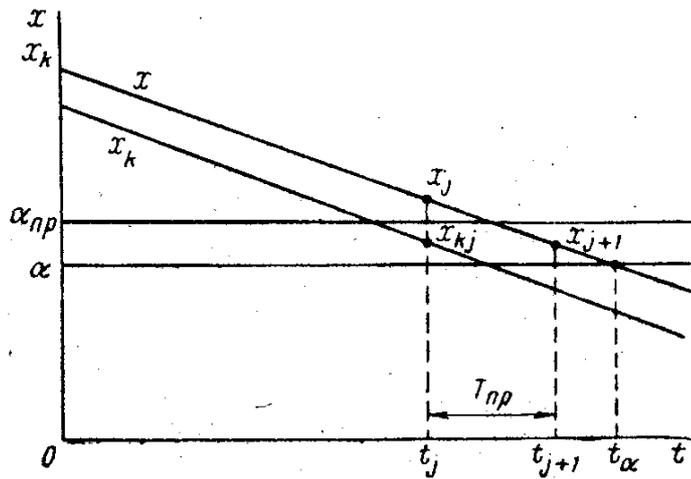


Рис. 4 – Принцип апаратного методу прогнозування відмов при роботі елементів у спеціальному режимі

3. Особливості прогнозування відмов контактних з'єднань в СЕП

Всі електричні установки так чи інакше зв'язані між собою електричними колами через контактні з'єднання. Слово **контакт** походить від латинського *contactus*, що значить дотик. Відповідно до ДСТ 2774-74 **електричний контакт** являє собою «місце переходу з однієї струмовідної частини в іншу». У загальному випадку під контактом розуміють сукупність двох або декількох провідників електричного струму, з'єднаних між собою певною силою стиску.

За своїм призначенням електричні контакти можна розділити на **дві великі групи**: сполучні й комутаційні.

Досвід експлуатації показав, що як би не була ретельно оброблена контактна поверхня, в місці з'єднання контактів завжди є деякий **перехідний опір**. Наявність цього опору пов'язана з двома обставинами:

- по-перше, електричний струм проходить з одного контакту в інший тільки в окремих точках, тому що абсолютно гладкої контактної поверхні одержати не можна ні при якому методі її обробки;

- по-друге, поверхня контактів завжди покрита плівкою. Інтенсивність утворення плівки на контактній поверхні залежить від матеріалу контактів, а також від температури й середовища, в якому вони знаходяться у процесі експлуатації.

Контактне з'єднання може бути визнано задовільним, якщо виконуються такі умови:

- електричний опір ділянки струмовідної частини, що містить контакт, не перевищує опору провідника рівної довжини, який підводить струм;
- нагрівання або перегрівання контакту при проходженні номінального струму не перевищують установленної температури;
- не відбувається ослаблення контакту й збільшення електричного опору при циклічних нагріваннях, при нагріваннях струмами короткого замикання, при вібрації тощо.

До технічних характеристик контактних з'єднань у першу чергу слід віднести:

- опір контактів;
- статичну й динамічну нестабільність;
- зусилля стиску (іноді його називають тиском у контактах).

Комутуючі контакти, крім того, характеризуються такими параметрами, як:

- зусилля з'єднання і роз'єднання;
- вільний хід або розчин контактів, вжим або провал;
- неодноразовість торкання контактів різних фаз та т.п.

Нестабільність контактної пристрою полягає в зміні його контактної опору в часі під впливом зовнішніх чинників. При цьому розрізняють статичну й динамічну нестабільність.

Стабільність контактної пристрою зазвичай **досягається** забезпеченням достатньої сили стиску контактів. Для попередження змінання слід уникати підвищення місцевих тисків на матеріал, що можуть проявитися при наявності в контактах задирок або напливів, що утворилися при механічному опрацюванні контактів або при гарячому лудінні. Неприпустима також передача контактної тиску за допомогою деталей з ізоляційних матеріалів, усихання яких згодом неминуче призведе до ослаблення контактної натискання.

Залежність величини опору контактної пристрою від зусилля

стиску показана на рис. 5. Для кожної контактної пари існує номінальний робочий тиск P_p , при перевищенні якого опір контакту вже не має помітного зменшення. Більше того, при досягненні деякого критичного значення P_k опір починає збільшуватися внаслідок деформації контактної поверхні та текучості матеріалу. Крім того, досвід експлуатації показує, що перевищення контактного натискання приводить до більш інтенсивного ослаблення сполучних контактів за рахунок перегріву при протіканні струмів перевантаження або струмів короткого замикання.

У той же час деяке зменшення контактного натискання після затягування приводить до підвищення стабільності опору контакту, про що свідчить пунктирна крива на рис. 5. Нормальний розрахунковий тиск для контактів алюмінієвих шин повинен бути порядку 150 кГ/см^2 . Для мідних або алюмінієвих шин, армованих міддю, тиск у контактах повинен бути на рівні 100 кГ/см^2 . Для забезпечення встановленої величини контактного тиску рекомендується затягування контактів робити за допомогою ключів із регульованим крутним моментом.

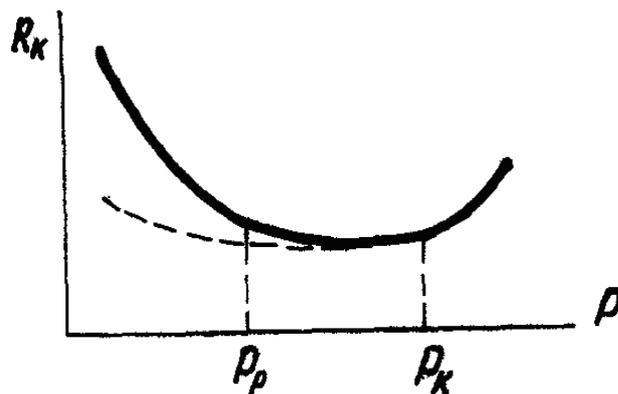


Рис. 5 – Залежність опору контактів від зусилля стиску

Слід мати на увазі, що під впливом ряду чинників контактні пристрої здатні до старіння. Наприклад, при протіканні великих навантажувальних струмів або струмів короткого замикання в контактах розвиваються динамічні зусилля, що прагнуть розсунути поверхні, які з'єднуються. При цьому відбувається деяке зниження тиску в контактах, що сприяє підвищенню їх

температури. Оскільки деталі контактних пристроїв складаються з різнорідних матеріалів з різною механічною тривкістю і різним коефіцієнтом термічного розширення, то циклічні зміни струму викликають втому матеріалів, що веде до руйнування контактів.

При з'єднанні різнорідних матеріалів або при забрудненні контактних поверхонь одного металу іншим (мідь – алюміній, алюміній – залізо та ін.) через різницю їхніх потенціалів утворюються електролітичні (гальванічні) пари, що викликають електрохімічну корозію. Цей вид корозії протікає більш активно при підвищенні температури контактів і зволоженні, особливо в середовищі з промисловими або морськими солями.

До алюмінію найбільш близький за електричним потенціалом цинк, тому його вводять у різні припої для алюмінію. *Найбільша різниця потенціалів є між такими металами, як алюміній і мідь*, тому безпосереднє з'єднання алюмінієвих шин та наконечників до мідних стрижнів вводів дозволяється тільки в закритих приміщеннях із відносною вологістю не більше 80% й при струмах не більше 400 А. В установках, розташованих на відкритому повітрі або в приміщеннях з активним хімічним середовищем, приєднання алюмінієвих шин до мідних затисків устаткування повинно проводитися тільки через спеціальні суцільнометалеві мідно-алюмінієві переходи, виготовлені зварюванням, плакуванням або паянням.

Приєднання алюмінієвих шин до стрижнів повинно проводитися за допомогою спеціальних гайок з міді. При струмах менше 30 А допускається застосування сталевих гайок, але вони повинні бути покриті нікелем або кадмієм.

Фізичне спрацювання контактів відбувається при тривалій вібрації, при перевищенні встановленого рівня температури, при підгорянні, оплавленні, ерозії і т.п.

Статистичні дані показують, що на розподільних пристроях через дефекти контактних з'єднань відбувається близько 10% усіх відмов. Найчастіше причиною відмов є погіршення контактів у болтових з'єднаннях за рахунок ослаблення контактної тиску і утворення поверхневих плівок.

В умовах експлуатації **видалення плівок, що утворилися, здійснюють тільки механічним** шляхом. З огляду на швидкість утворення плівок на алюмінієвих поверхнях, зачищення їх робиться тільки під шаром технічного

вазеліну, що перешкоджає доступу повітря до поверхні, яка зачищається. Після останнього зачищення вазелін із контактної поверхні не видалиться і в зягнутому контактному з'єднанні він довгий час виконує роль герметика.

Основним показником, що характеризує технічний стан контактної структури, є **опір контактного з'єднання**. Опір контактів ошиновування розподільних пристроїв при температурі шин 70 °С не повинен перевищувати опору цілої ділянки шини рівної довжини більш ніж на 20%.

Величина опору контактів зазвичай визначається технічними умовами заводу-виробника. Припустимі значення опорів комутаційної апаратури розподільних пристроїв наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Припустимі значення перехідних опорів комутаційної апаратури розподільних пристроїв

Найменування та номінальні напруги устаткування	Номінальний струм	Опір контактів, мкОм	
		нових	які були в в експлуатації
Масляний вимикач ВМ-14, ВМ-16, 3–10 кВ	600	130	150
Масляний вимикач ВМБ-10, ВМГ-133, 3–10 кВ	600	100	150
То же	1000	75	100
Маломасляний вимикач ВМП-10, 10 кВ	600	55	70
Масляні вимикачі всіх інших типів, 3–10 кВ	200	350	400
Те ж	600	150	200
Те ж	1000	100	150
Те ж	2000	75	100
Роз'єднувачі всіх типів та напруг	600	175	200
Те ж	1000	120	150
Те ж	1500-2000	50	60
Роз'єднуючі контакти силових кіл шаф комплектних розподільних пристроїв	900	50	60

Для вимірювання перехідного опору рознімних контактів застосовують подвійні мости типу МД-6, Р-316, Р-333, а також мікроомметри типу М-246. Іноді для цих цілей застосовують метод амперметра-вольтметра.

ДІАГНОСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ СЕП І КОНТРОЛЬ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

1. Суть і завдання технічної діагностики

Термін «**діагностика**» походить від грецького слова «діагнозис», що означає розпізнавання, визначення.

Технічна діагностика - процес визначення технічного стану об'єкта діагностування з певною точністю.

Мета технічної діагностики, яка здійснюється при підготовці до застосування ЕТЗ, - контроль його працездатності. Якщо встановлено, що ЕТЗ непрацездатний, то здійснюється пошук відмови для визначення місця і при необхідності причини і виду відмови ЕТЗ.

Завдання технічної діагностики:

- контроль технічного стану об'єкта діагностування;
- прогнозування технічного стану об'єкта діагностування (назад, вперед, на поточний час);
- пошук місця, причини і виду відмови ЕТЗ.

Вихідною інформацією при вирішенні діагностичного завдання є симптоми відмови і ознаки нормального функціонування (ОНФ) об'єкта. Симптомом відмови об'єкта є інформація при відхиленнях від норм параметрів, характер цих відхилень у часі.

Якщо в об'єкті відмовив елемент, але невідомо, який саме, то симптоми відмови і ОНФ дають спеціалісту деякі відомості про можливі стани об'єкта. Причому чим більше обсяг отриманих відомостей, тим більше інформації про об'єкт, тим легше виявити номер стану, в якому знаходиться об'єкт, що відмовив. Максимальна кількість інформації міститься у симптомі, який дозволяє однозначно визначити елемент, що відмовив.

Часто для визначення стану об'єкта недостатньо інформації, що міститься

в симптомах. У цьому разі для отримання додаткових даних вдаються до різних випробувань. Послідовність випробувань можна встановити різними способами. Правило, яке дозволяє визначити зміст наступної перевірки, називають **алгоритмом перевірок**.

Самі програми перевірок можуть бути жорсткими й гнучкими.

При **жорсткій програмі пошуку** послідовність перевірок визначена завчасно і в процесі пошуку елемента, що відмовив, не змінюється.

При **гнучкій програмі пошуку** зміст наступної перевірки встановлюється в ході діагностичного процесу, тобто рішення про проведення наступного випробування приймається після аналізу результатів попереднього випробування.

2. Способи виконання перевірок

Діагностичні операції здійснюють за допомогою тих чи інших **засобів діагностування**. Об'єкт і засоби його діагностування в сукупності утворюють **систему діагностування**. Процеси, що протікають у цій системі, являють собою в загальному випадку багаторазову подачу на об'єкт певних впливів (вхідних сигналів) і багаторазовий контроль відповідей (вихідних сигналів) об'єкта на ці сигнали.

Діагностування здійснюється:

- людиною безпосередньо (наприклад, зовнішнім оглядом, "на слух"),
- за допомогою апаратури.

Взаємодіючи між собою, об'єкт і засоби реалізують деякий алгоритм діагностування. Результатом є висновок про технічний стан об'єкта - **технічний діагноз**, наприклад: "дизель-електростанція справна", "електроагрегат непрацездатний", "у генераторі відмовив коректор напруги".

Розрізняють **системи тестового й функціонального діагностування**.

Функціональні схеми тестового й функціонального діагностування подані на рис. 1. Схеми наведені в однолінійному виконанні. Фізично кожна лінія схем, що має стрілку, може являти собою кілька каналів передачі інформації.

Відмінною рисою **тестового діагностування** (рис. 1,а) є подача на об'єкт діагностування (ОД) спеціально організованих (тестових) впливів від засобів діагностування (ЗД). Тестові впливи можуть подаватися як на основні входи об'єкта діагностування, тобто на входи, необхідні для використання об'єкта за призначенням, так й на діагностичні входи, організовані спеціально для цілей діагностування.

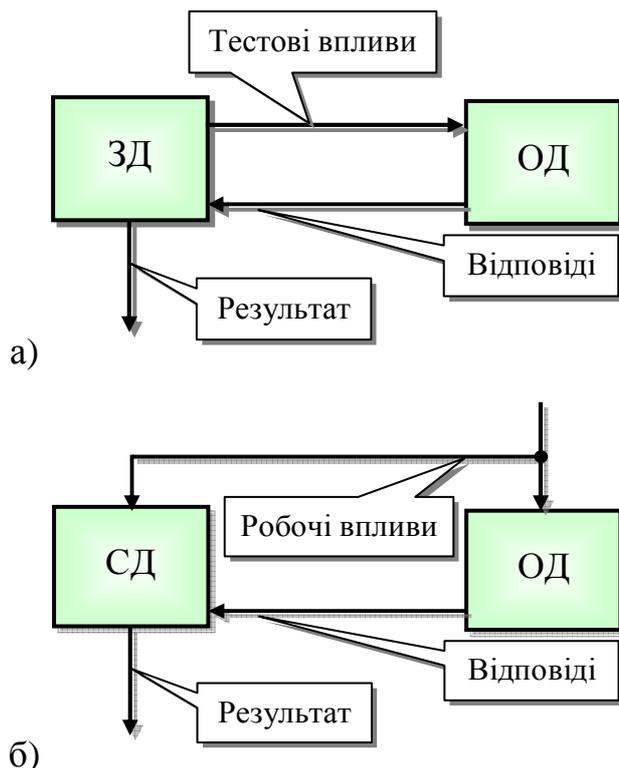


Рис. 1 – Схема тестового (а) й функціонального (б) діагностування

Системи тестового діагностування застосовують при виготовленні об'єкта, під час його ремонту й профілактики та при зберіганні, а також перед застосуванням і після нього, коли необхідна перевірка справності об'єкта або його працездатності й пошук дефектів. У цьому випадку на об'єкт діагностування подаються тестові впливи, що спеціально організуються.

Системи функціонального діагностування застосовують при використанні об'єкта за призначенням, коли необхідна перевірка правильності функціонування і пошук дефектів, що її порушують. При цьому на об'єкт надходять тільки передбачені його алгоритмом функціонування впливи.

Ефективна організація процесів діагностування складних технічних систем вимагає спільного застосування як систем функціонального, так й тестового діагностування. Без систем тестового діагностування неможливо обійтися на етапах виробництва або ремонту устаткування. На етапі технічного обслуговування тестове діагностування підвищує ймовірність успішного виконання системою покладених на неї функцій. Система функціонального діагностування дає змогу негайно реагувати на порушення правильності функціонування об'єкта діагностування і вживати заходів щодо включення резерву, повторного виконання операцій керування, переходу на інший режим і т.п. Це дозволяє в багатьох випадках забезпечити нормальне або хоча б часткове (тобто з деякою втратою якості) виконання покладених на об'єкт функцій навіть при наявності несправностей.

3. Аналіз сучасних методів виявлення відмов СЕП і їх порівняльна оцінка

При аналізі сучасних методів виявлення відмов СЕП об'єктів ПС розрізняють **три методи**: метод поелементних перевірок, метод групових перевірок і метод логічного аналізу симптомів відмови.

3.1. Метод поелементних перевірок

Цей метод передбачає перевірку елементів по одному в певній, завчасно заданій послідовності. Кожна перевірка має два результати: або елемент справний, або ні. Якщо елемент, що перевіряється, виявився справним, то приступають до перевірки другого елемента і так до виявлення несправного.

3.2. Метод групових перевірок

Метод групових перевірок передбачає одночасну перевірку групи елементів, у якій може знаходитись елемент, що відмовив. Якщо перевірка дає позитивний результат, тобто виявляється, що несправний елемент знаходиться в групі, що перевірялася, то останню знову розбивають на дві групи, і пошук ведуть серед елементів цих підгруп. При негативному результаті перевірки контролю підлягає остання група елементів (не перевірена). Такий процес

поділу триває до виявлення елемента, що відмовив.

Даний метод придатний, коли елементи досліджуваного об'єкта пов'язані між собою функціонально, і можна контролювати сигнал, який дозволяє судити про стан усього об'єкта в цілому по будь-якій його частини. Слід мати на увазі, що оптимальна програма діагностування повинна розроблятися заздалегідь, тобто ще до відмови об'єкта.

При слабких функціональних зв'язках між елементами або при їх відсутності перевагу слід віддати методу поелементних перевірок.

3.3. Метод логічного аналізу симптомів відмови

Сутність методу пошуку несправного елемента за симптомами полягає в швидкому й однозначному визначенні елемента системи, що відмовив, на підставі симптомів відмови, які спостерігались, або отриманих у результаті проведення додаткових випробувань. Даний метод пошуку можна використовувати при наявності таблиці стану пристрою, який випробується.

Позитивною якістю пошуку елементів, що відмовили, за симптомами є принципова можливість його використання в системах будь-якої складності. До недоліків слід віднести, по-перше, те, що він не дає послідовності перевірок, і, по-друге, малу роздільну здатність, тому що при великому числі елементів у системі відмовам деяких елементів можуть відповідати симптоми, які мало відрізняються.

Розглянуті методи пошуку й локалізації місць відмов знаходять широке застосування при створенні автоматичних і напівавтоматичних систем контролю працездатності ЕТЗ.

4. Види й способи контролю засобів електропостачання об'єктів ПС

У наш час розрізняють такі **види технічної діагностики**:

- діагностика за часом проведення: постійна та періодична;
- діагностика за призначенням:
- експлуатаційна (пошук несправностей, визначення обсягу й змісту

необхідних робіт з технічного обслуговування);

- функціональна діагностика (оцінка основних експлуатаційних показників - витрата палива, тягові зусилля та ін.);
- ресурсна діагностика (оцінка стану спрацьовування сполучених складальних одиниць із метою визначення ресурсу їхньої безвідмовної роботи);
 - діагностика за обсягом виконуваної роботи: повна і часткова;
 - діагностика за часом проведення: причинна (за потребою) і регламентна (після певного наробітку);
 - діагностика за технологією проведення: загальна й поелементна;
 - діагностика за сукупністю робіт: проста (одиначна) й комплексна.

Поняття технічної діагностики охоплюють також процеси **контролю технічного стану** електроустановок при застосуванні їх за призначенням. При цьому оператор визначає відповідність вихідних параметрів установки паспортним даним або технічним умовам; виявляє необхідність регулювань, ступінь зношування, потребу в заміні змінних запасних частин, вузлів і комплектуючих виробів; уточнює строки й обсяг різних профілактичних заходів і ремонтів. При діагностиці оператор користується розглянутими вище методами контролю.

Застосування **постійної діагностики** необхідне в першу чергу для найбільш відповідального й малодоступного устаткування - великих електроагрегатів, електроприводів, тепло-агрегатів (наприклад, вимірювання температури підшипників, контроль стану ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю та ін.).

Для **періодичної діагностики** застосовується стаціонарна, переносна й пересувна контрольно-вимірювальна апаратура, яка може бути серійною або спеціального призначення. Виходячи з необхідності одержання великого обсягу інформації з високою вірогідністю, в наш час все більше поширення одержують комплекси спеціальної діагностичної апаратури на основі автоматизованих засобів контролю, а також спеціальна комплектна апаратура у вигляді пультів і стендів автономних перевірок.

Основною вимогою до діагностичної апаратури є повнота й вірогідність інформації, що максимально характеризує технічний стан устаткування або мережі, що перевіряється, при мінімальних витратах часу на здійснення діагностичного циклу (підключення апаратури, здійснення вимірювань, аналіз інформації, проведення, при необхідності, вторинних вимірювань, демонтаж вимірювального комплексу). Тому при виборі й створенні нових діагностичних засобів повинні максимально використовуватися універсальні діагностичні методи (віброакустичний, магнітоелектричний, тепловий, спектрографічний, гармонійний; методи вимірювання та аналізу перехідних процесів; багатоканальні електронні та самописні прилади й логічні пристрої).

Програми діагностики передбачають проведення тих або інших операцій, обумовлених характеристиками об'єкта діагностики і необхідною глибиною діагнозу. Найбільш часто вживаними *операціями при діагнозі* є:

- зовнішній огляд,
- заміна елементів,
- імітація,
- вимірювання,
- порівняння,
- випробування.

Зовнішній огляд полягає у візуальному огляді електроустановки з метою виявлення елемента, що відмовив. Такий огляд дозволяє виявити елемент, що відмовив явно (обрив, пробій, руйнування та інші візуально спостережувані несправності). Спосіб є найпростішим, але мало підходить для складних систем автоматичного керування.

Заміна полягає в тому, що підозрювані у відмові елементи замінюються на свідомо справні. Якщо при цьому електроустановка або інший об'єкт діагностики починає функціонувати нормально, то замінений елемент вважається несправним. Застосування цього способу утруднено обмеженою кількістю запасних елементів і не підходить для великогабаритних установок.

Вимірювання зводяться до проведення вимірювань основних параметрів, що характеризують роботу тих чи інших вузлів установки. Обмірювані значення параметрів порівнюють з даними, наведеними в нормативно-технічній документації. Цей спосіб найбільш універсальний і досить ефективний, тому що дозволяє одержати кількісну характеристику роботи функціональних елементів. *Недолік* полягає в необхідності застосування великої кількості вимірювальних приладів та іншої вимірювальної апаратури. Крім того, застосування цього способу вимагає порівняно високої кваліфікації обслуговуючого складу в питаннях теорії та практики застосування вимірювальної техніки. Ефективність цього способу тим вище, чим складніше контрольована система або об'єкт і чим менше в ньому змінних деталей та вузлів.

Імітація полягає в тому, що функціональний елемент, який перевіряється, відключається від іншої частини апаратури, що входить у систему, яка діагностується, а вихідні реакції цього елемента імітуються шляхом підключення спеціальних імітаторів сигналу. Імітатор подає в систему, що діагностується, точно такі ж сигнали, як й вихідні реакції елемента, що перевіряється, у справному стані. Якщо при такому відтворенні сигналів функціонального елемента вся система починає функціонувати нормально – що перевіряється, елемент, є несправним. І навпаки, якщо система після імітації сигналів елемента, що перевіряється, продовжує перебувати в стані відмови, цей елемент вважається справним. Цей спосіб зручно застосовувати при перевірці вузлів і блоків систем, що діагностуються, вихідні реакції яких легко імітувати за допомогою простих діагностичних засобів.

Спосіб порівняння заснований на зіставленні вихідних реакцій елемента, що перевіряється, з однотипними вихідними реакціями свідомо справного блоку або сигналами спеціального джерела.

Спосіб випробування заснований на відтворенні для підозрюваного елемента такого режиму, при якому він може одержати додаткові ознаки

пошкодження (наприклад, випробування кабельної лінії при пошкодженні виду «запливаючий пробій»).

Технічна діагностика, що визначає технічний стан об'єктів у дійсний момент часу, тісно пов'язана з технічною прогностикою і технічною генетикою, що визначають майбутні й минулі технічні стани відповідно через ймовірні еволюції та передісторії дійсного технічного стану.

5. Методи контролю обладнання СЕП.

5.1. Контроль технічного стану дизель-електричних станцій

Контроль технічного стану дизельних електростанцій може виконуватися автоматично або шляхом безпосереднього огляду контролюючими особами.

Система автоматичного керування електростанцією забезпечує ***контроль технічного стану та визначення таких несправностей:***

- перенагрівання охолоджуючої рідини;
- перенагрівання мастила;
- рознос;
- низький рівень охолоджуючої рідини;
- низький тиск мастила;
- перенавантаження агрегату за потужністю;
- несправність мережі;
- невдалий пуск;
- незакінчене зупинення;
- зворотна потужність;
- несправна система збудження;
- мало мастила;
- аварія люків;
- ізоляція не в нормі;
- коротке замикання.

Під час експлуатації електростанцій 1-го ступеня автоматизації контроль їх технічного стану зазвичай відбувається шляхом безпосереднього огляду та

вимірювання основних технічних параметрів електростанції.

Нижче наведений порядок контролю технічного стану пересувних силових електростанцій ЕСД-60-ВС.

5.1.1. Загальний порядок контролю технічного стану:

1. Перевірити склад електростанції.
2. Перевірити надійність кріплення електроагрегата до рами причепу.
3. Перевірити стан причепу.
4. Розгорнути електростанцію й перевірити:
 - стан ізоляції кабелів;
 - наявність ЗІП;
 - правильність установки заземлення;
5. Перевірити технічний стан електроагрегата.
 - зовнішній огляд і перевірка електроагрегатів перед пуском,
 - перевірка електроагрегатів у роботі
 - запустити й прогріти двигун
 - перевірити роботу регулятора частоти обертання, працездатність вольтметра та частотоміра,
 - перевірити справність приладу постійного контролю ізоляції, пристрою захисного відключення і пристрою синхронізації,
 - установити номінальну напругу генератора, перевірити працездатність автоматичних вимикачів генератора і ліній,
 - проробити з номінальним навантаженням протягом 1 год,
 - перевірити нестабільність напруги та частоти струму генератора.

5.1.2. Порядок перевірки технічного стану

пересувних силових електростанцій (ЕСД-60-ВС)

1. Перевірити склад електростанції.

При зовнішньому огляді електроустановки інспектор з енергонагляду повинен перевірити її укомплектованість складовими частинами. Заводські номери первинного двигуна й генератора звіряють з відповідними записами у

формулярі електроустановки.

Укомплектованість електроустановки запасними частинами, інструментом і приладдям інспектор з енергонагляду перевіряє відповідно до відомості одиночного комплекту ЗП (формуляра, паспорта) електроустановки (її складових частин).

2. Перевірити надійність кріплення електроагрегата до рами причепу.

3. Оглянути причіп електростанції й перевірити:

- стан зчіпного пристрою;
- стан ресор, затягування гайок і стяжних хомутів;
- стан рами причепа й крил;
- стан покришок коліс, тиск повітря в шинах, надійність кріплення запасного колеса;
- стан опор (сошок) і надійність їхнього кріплення у транспортному положенні;
- роботу сигналів «Стоп», покажчиків поворотів, габаритних ліхтарів і блокувального вимикача.

Додатково перевірити:

- сходження передніх коліс;
- герметичність гальмівної системи причепу;
- стан домкратів і надійність їхнього кріплення у транспортному положенні;
- стан і роботу гальм;
- збіг колії причепу з колією тягача.

4. Розгорнути електростанцію і перевірити:

- стан ізоляції кабелів, справність кабельної котушки, дію фіксаторів і гальмівних пристроїв котушки;
- наявність і укладання запасних частин, інструмента й приладдя, стан укладальних ящиків;
- правильність установки захисного (робочого) заземлення;

Перевірити технічний стан електроагрегата відповідно до нижчевикладених вказівок.

5.1.3. Порядок перевірки технічного стану дизельних електроагрегатів

1. Зовнішній огляд і перевірка електроагрегатів перед пуском

Відкрити на даху кожуха електроагрегата кришку люка заливної горловини радіатора, відкрити (зняти) дверцята кожуха, оглянути складові частини й деталі електроагрегата й перевірити:

- склад електроагрегата;
- стан подовжувальних рукавів, заземлювачів і шанцевого інструмента;
- справність замків (притисків) кріплення відкидних і знімних дверцят кожуха, надійність кріплення відкидних дверцят у відкритому положенні, стан гумового ущільнення та щільність прилягання дверцят;
- стан кріплення генератора з двигуном, впускного й випускного колекторів двигуна й інших складових частин електроагрегата;
- рівень охолоджуючої рідини в радіаторі;
- справність пробки радіатора;
- стан радіатора;
- справність вентилятора радіатора й огороження вентилятора;
- натяг ременя (ременів) привода вентилятора;
- рівень палива в паливному баку, чи злитий відстій палива з бака;
- наявність і справність пробки й сітки горловини паливного бака;
- наявність пломб на паливному насосі й регуляторі частоти обертання;
- рівень мастила в корпусі паливного насоса й корпусі регулятора частоти обертання;
- положення міток на фланці й на кулачковому диску муфти привода паливного насоса;
- роботу ручного паливопідкачувального насоса;

- роботу механізму ручного регулювання подачі палива;
- рівень мастила в масляному баку;
- наявність і стан пробки й сітки мастилоналивної горловини;
- стан контактних кілець (колектора), траверси, щіткотримачів і щіток генератора; наявність притискання щіток до контактних кілець (колектору);
 - стан контрольно-вимірювальних приладів двигуна;
 - справність електровимірювальних приладів і наявність на їхніх корпусах повірювальних клейм;
 - справність автоматів, перемикачів, вимикачів і реостатів уставки й ручного регулювання напруги;
 - стан сигнальної й освітлювальної арматури;
 - справність запобіжників, відповідність матеріалу й перерізу плавкої вставки номінальним даним запобіжника;
 - стан електричних з'єднувачів відбору потужності, справність шпильок і затискачів, використувуваних для приєднання кабелю;
 - стан приладу постійного контролю ізоляції і справність його заземлення;
 - наявність металевого зв'язку затискача заземлення з будь-якою металевою неструмоведучою частиною електроагрегата;
 - стан діелектричних рукавичок і вогнегасника, наявність пломби на вогнегаснику;
 - напруга, рівень і щільність електроліту акумуляторних батарей.

Крім того, вибірково перевірити:

- правильність установки кута випередження подачі палива;
- комплект запасних частин, інструмента й необхідних речей.

Виміряти опір електричної ізоляції струмоведучих частин електроагрегата.

Перевірити справність захисного й робочого заземлення

2. Перевірка електроагрегата в роботі

Електроагрегат перевіряють в роботі в такій послідовності;

- приєднати до затискачів електроагрегата кабель навантаження;
- перевірити на електроагрегаті положення рукояток вимикачів і

реостатів регулювання напруги;

- підготувати двигун до пуску;
- запустити й прогріти двигун;
- перевірити роботу первинного двигуна;

Роботу первинного двигуна перевіряти зовнішнім оглядом і прослуховуванням за допомогою стетоскопа.

При зовнішньому огляді працюючого двигуна перевірити показання контрольно-вимірювальних приладів, чи немає течі охолоджуючої рідини, палива й мастила, чи немає викиду газів з картера або через прокладку головки блоку.

При прослуховуванні двигуна стетоскопом можна визначити:

- стукіт корінних підшипників (глухий, низького тону), що прослуховується в площині рознімання картера двигуна;
- стукіт шатунних підшипників (середнього тону, більш різкий, чим у корінних підшипників), що прослуховується проти відповідних циліндрів;
- стукіт поршневих пальців (різкий, дзвінкий високого тону), що прослуховується в зоні розташування циліндрів;
- стукіт клапанів (різкий, дзвінкий), що прослуховується проти клапанної коробки.

Стукіт корінних і шатунних підшипників виявляється при різкій зміні частоти обертання колінчастого вала.

Система пуску (пускового пристрою) дизелів електроагрегатів і електростанцій повинна забезпечити надійний пуск дизеля. Тривалість пуску не повинна перевищувати часу, зазначеного в технічній документації на електроустановку.

Дизель повинен працювати стійко, без перебоїв на всьому діапазоні

регулювання частоти обертання.

Підтікання палива, мастила та охолодної рідини із систем дизеля під час роботи не допускається.

- збудити генератор переведенням рукоятки перемикача в положення «збудження»;
- плавно змінюючи подачу палива в циліндри двигуна й спостерігаючи за показаннями тахометра й частотоміра, перевірити роботу регулятора частоти обертання, працездатність вольтметра й частотоміра;
- установити номінальну частоту обертання колінчастого вала двигуна;
- перевірити справність приладу постійного контролю ізоляції й пристрою захисного відключення;
- перевірити нижній рівень зміни напруги генератора за допомогою реостатів регулювання напруги;
- установити номінальну напругу генератора й переконатися в справності сигнальної лампи ГЕНЕРАТОР, перевірити справність кіл освітлення електроагрегата;
- увімкнути вимикач «СИНХРОНІЗАЦІЯ» і перевірити на щиті керування і на блоці головної лінії світіння ламп синхронізації (лампи повинні світитися напіврозжареними);
- увімкнути автоматичні вимикачі генератора й ліній (увімкнути навантаження);
- перевірити показання кілоомметра приладу ПКІ;
- перевірити світіння сигнальних ламп ЛІНІЯ № 1;
- перевірити верхній рівень зміни напруги генератора;
- установити номінальні значення напруги й частоти струму;
- проробити з номінальним навантаженням протягом 1 год;
- перевірити нестабільність напруги й частоти струму генератора, а також точність підтримування напруги генератора й нахил регуляторної

характеристики.

У період роботи електроагрегата під навантаженням стежити за показаннями електровимірювальних приладів і контрольно-вимірювальних приладів двигуна, а також за іскрінням щіток на колекторі генератора.

По закінченні перевірки під навантаженням зупинити двигун електроагрегата, виміряти опір ізоляції головного кола генератора щодо корпусу.

Оглянути колектор генератора (збуджувача) й визначити ступінь іскріння (клас комутації) щіток генератора.

5.2. Порядок контролю технічного стану заземлюючих пристроїв

Контроль технічного стану заземлюючих пристроїв здійснюють шляхом зовнішнього огляду й виконання необхідних вимірювань.

5.2.1. Загальна характеристика експлуатації заземлюючих пристроїв

Заземлюючі пристрої служать для захисту обслуговуючого складу від ураження електричним струмом напруги, яка з'являється на частинах апаратів або електроустановок, що нормально знаходяться не під напругою, а також для забезпечення нормального функціонування цих установок у процесі експлуатації

Заземлюючим пристроєм називається сукупність заземлювача і заземлюючих провідників.

При виборі заземлювачів перевагу віддають кутовій сталі, тому що опір розтіканню струму такого заземлювача виявляється менше опору однакового за масою заземлювача з труби.

Електроди заземлювача розташовують так, щоб їх верхні кінці були нижче рівня землі на 0,5-0,7 м. У якості сполучних смуг (смуг зв'язку) застосовують сталевий круглий дріт діаметром не менше 6 мм або прямокутну смугу товщиною не менше 4 мм й перерізом не нижче 48 мм².

Приєднання заземлюючих магістралей до заземлювачів повинно виконуватися зварюванням. Для болтового приєднання до корпусу апарата або

до металоконструкції на кінці сталевого заземлюючого провідника прямокутного перерізу свердлять отвір діаметром на 1 мм більше заземлюючого болта. Якщо заземлюючий провідник має круглий переріз, то до його кінця приварюють шматок плоскої шини з отвором відповідного діаметра.

Місця болтових приєднань заземлюючих провідників до корпусів апаратів і металевих конструкцій, що заземлюються, повинні бути добре зачищені й покриті технічним вазеліном для захисту їх контактних поверхонь від корозії.

Кожний елемент, що заземлюється, повинен бути приєднаний до заземлювача або до заземлюючої магістралі за допомогою окремого провідника. Заземлення однофазних приймачів повинно здійснюватися окремим (третім) проводом.

Заземлюючі провідники, відкрито прокладені в приміщеннях, повинні бути доступні для огляду. У сухих приміщеннях, що не містять їдких парів та газів, провідники, що заземлюють, допускається прокладати безпосередньо по стінах. У сирих й особливо сирих приміщеннях з їдкими парами заземлюючі провідники прокладаються на відстані від стін не менше 10 мм.

На кожний заземлюючий пристрій, що перебуває в експлуатації, повинен бути **паспорт**, який містить:

- схему заземлення,
- основні технічні дані,
- дані про результати перевірки стану заземлюючого пристрою,
- дані про характер ремонтів та зміни, внесені у даний пристрій.

Періодично в процесі експлуатації виконують:

- перевірку стану елементів заземлюючого пристрою;
- вимірювання опору металевого зв'язку корпусів електроустаткування з контуром заземлення;
- вимірювання опору заземлювачів;
- вимірювання опору петлі фаза-нуль.

Для визначення технічного стану заземлюючого пристрою періодично

проводять такі контрольні операції:

а) зовнішній огляд видимої частини заземлюючого пристрою (разом з оглядом обладнання ЕУ **один раз на рік**);

б) огляд з перевіркою кола між заземлювачем з заземлюючими елементами (відсутність обривів з незадовільних контактів у проводці, що з'єднує апарат із заземлюючим пристроєм), (**один раз на рік** з під час кожної перестановки обладнання);

в) вимірювання опору заземлюючого пристрою (для підстанцій **1 раз на 3 роки**, для інших ЕУ - **один раз на рік**);

г) перевірка кола фаза-нуль (**1 раз у 5 років**);

д) вибіркове розкриття ґрунту для огляду елементів заземлюючого пристрою, що перебувають у землі (**визначається енергетиком** відповідно до місцевих умов);

е) перевірка надійності з'єднань природних (штучних) заземлювачів (**після кожного ремонту заземлювача**);

ж) перевірка пробивних запобіжників трансформаторів (**під час кожного ремонту трансформаторів і в разі припущення, що вони спрацювали**).

5.2.2. Перевірка стану елементів заземлюючого пристрою

Перевірку стану елементів заземлюючого пристрою виконують шляхом вибіркового огляду елементів, що знаходяться в землі, з розкриттям ґрунту. Перевірку інших елементів проводять в межах доступності їх до огляду. **При огляді перевіряють:**

- відповідність перерізів елементів проекту;
- глибину закладення заземлювачів;
- надійність з'єднання елементів штучних заземлювачів, а також з'єднань штучних заземлювачів із природними;
- правильність приєднання заземлюючих провідників до устаткування, що захищається, і до заземлювача;
- надійність зварних швів;
- захищеність заземлюючих провідників від механічних пошкоджень;

- наявність кола між заземлювачами й елементами, що заземлюються тощо.

5.2.3. Вимірювання опору заземлювачів

Вимірювання опору заземлювачів, як правило, проводиться після від'єднання від магістралі заземлюючих провідників. Однак при невеликій кількості устаткування допускається вимірювання й при приєднаних провідниках.

Для вимірювання опору створюється штучне навантажувальне коло через випробуваний заземлювач (рис. 6 1). З цією метою на деякій відстані від випробуваного заземлювача (X) установлюють додатковий допоміжний заземлювач Д. Випробуваний і допоміжний заземлювачі підключають до джерела живлення і через землю пропускають навантажувальний струм. Для вимірювання падіння напруги на опорі заземлювача в зоні нульового потенціалу встановлюють додатковий електрод-зонд З.

Спеціальна установка допоміжного заземлювача й зонда необов'язкова: замість них можна використовувати розташовані на прийнятній відстані від випробуваного заземлювача металеві предмети, зариті в землю.

Вимірювання опору заземлювачів можна робити *методом амперметра-вольтметра і за допомогою спеціального приладу М-416*. За **методом амперметра-вольтметра** вимірювання виконують на змінному струмі від знижуючого трансформатора (рис. 3). При відключеному живленні спочатку перевіряють відсутність сторонніх струмів. Для цього між зондом З і випробуваним заземлювачем Х включають вольтметр. При наявності значної сторонньої напруги необхідно з'ясувати причину його появи й усунути її. У протилежному разі необхідно змінити місце розташування зонда або допоміжного заземлювача. Якщо позбутися сторонньої напруги не вдасться, то необхідно збільшити навантажувальний струм, щоб викликане ним падіння напруги на випробуваному заземлювачі в 10-20 разів перевищувало сторонню напругу. У більшості випадків достатньо збільшити струм до 20-25 А.

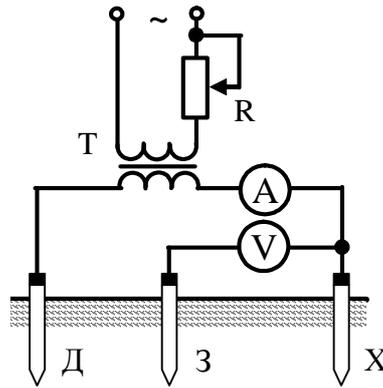


Рис. 3 – Вимірювання опору заземлювачів

Опір заземлювача визначається по формулі

$$R_3 = \frac{U}{I}, \text{ Ом.}$$

де U - показання вольтметра, В; I - показання амперметра, А.

Взаємне розташування випробуваного заземлювача та допоміжних електродів, а також мінімальні відстані між ними показані на рис. 4.

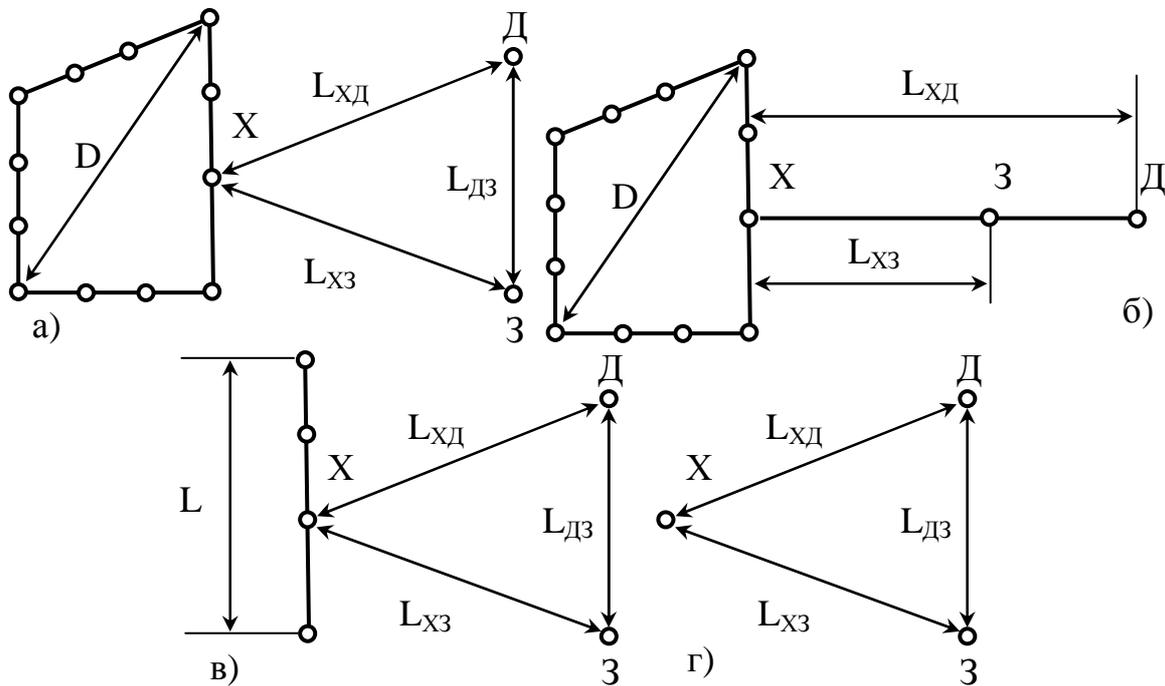


Рис. 4 – Положення і мінімальна відстань між заземлювачами

- складний заземлювач (рис. 4, а) $80 \text{ м} \leq L_{XD} = L_{XZ} = L_{DZ} \geq 2D$;

- складний заземлювач (однопроменева схема на рис. 4, б)

$160 \text{ м} \leq 2L_{XZ} = L_{DZ} \geq 3D$;

- зосереджений заземлювач (рис. 4, в) $L_{XD} = L_{XZ} = 2L_{DZ} \geq \frac{L}{2}$;

- одиночний заземлювач (рис. 4, г) $L_{XD} = L_{XZ} = L_{DZ} \geq 20 \text{ м}$.

Якщо поблизу допоміжного заземлювача й зонда проходять трубопроводи або кабелі, що мають зв'язок із випробуваним заземлювачем, то відбувається вирівнювання потенціалів, тобто зонд виявляється в зоні підвищеного потенціалу, а не нульового. У результаті вимірювання при цьому вноситься суттєва помилка. У цьому разі для підвищення точності вимірювань необхідно допоміжний заземлювач відносити на відстань не менше 100 м, а зонд - на відстань не менше 50 м.

Для проведення вимірювань рекомендується використовувати вольтметри з високим внутрішнім опором, що повинен бути не менше ніж у 50 разів більше опору зонда.

За допомогою приладу М-416 (вимірювач опору заземлення) робиться пряме вимірювання величини опору заземлювача. Дія приладів заснована на вимірюванні струму й напруги, але шкала приладу відградуєвана на відношення напруги на випробуваному заземлювачі до навантажувального струму, тобто в омах.

Вимірювання електричного опору заземлення здійснюється згідно з схемою підключення, яка показана на рис. 5 і кришці приладу.

Глибина заглиблення зонда й допоміжного заземлювача у ґрунт повинна бути не менше 500 мм. У ґрунтах з високим питомим опором значення вимірної величини опору буде приблизним, тому з метою підвищення точності вимірювань ґрунт навколо зонду й допоміжного заземлювача зволожують або у якості зонду й допоміжного заземлювача забивають декілька електродів. Електроди забивають на відстані 2-3 м один від одного й електрично з'єднують. Більш точні виміри отримують у разі підключення схеми до чотирьох виводів приладу (в цьому разі в результат вимірювання не входить опір проводу, який з'єднує вивід приладу із заземлювачем R_x).

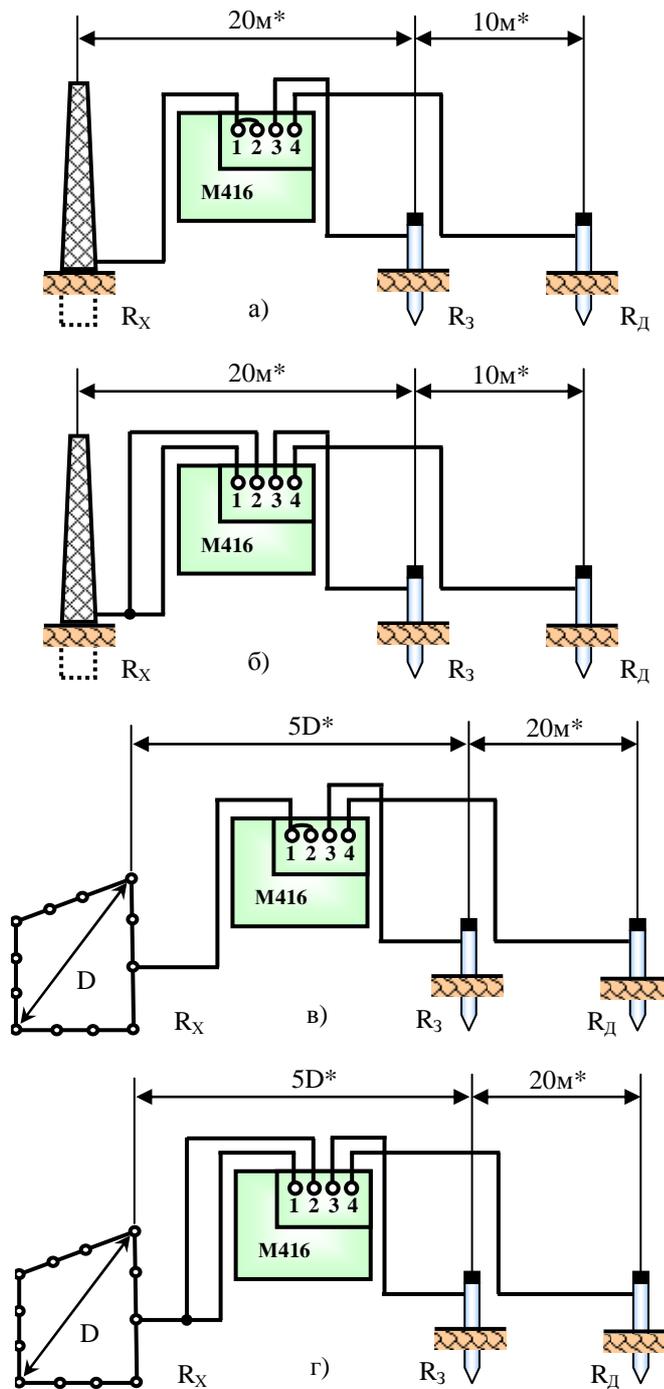


Рис. 5 – Схема вимірювання електричного опору заземлення М 416:

- а) - окремого заземлювача в разі підключення схеми до трьох виводів приладу;
- б) - окремого заземлювача в разі підключення схеми до чотирьох виводів приладу;
- в) - заземлюючого контуру в разі підключення до трьох виводів приладу;
- г) - заземлюючого контуру заземлювача в разі підключення схеми до чотирьох виводів приладу.

R_X - заземлювач, опір якого вимірюється; R_3 - зонд;

$R_{\text{д}}$ - допоміжний заземлювач; D - найбільша діагональ заземлюючого контуру.

Примітка. Зірочка позначає мінімальні розміри.

У разі підключення приладу за рис. 5, в (до трьох виводів) провід, яким з'єднується прилад і заземлювач R_x повинен бути якомога коротшим (для підвищення точності вимірювань).

Вимірювання проводять у такій послідовності:

- перемикач В1 встановити в положення х1;
- натискаючи кнопку й обертаючи ручку "Реохорд", домогтися максимального наближення стрілки індикатора до нуля;
- зафіксувати результат вимірювання.

Якщо опір, який вимірювався, виявиться більше 10 Ом, перемикач В1 встановити в положення х5, х20, або х100, й повторити вимірювання, а результат вимірювання помножити на відповідний множник.

Якщо опір випробуваного заземлювача занадто малий, то опір довгого сполучного проводу може призвести до значних похибок вимірювань. Щоб у цьому випадку виключити вплив сполучних проводів, необхідно зняти перемичку між затискачами 1, 2 приладу, й ці затискачі з'єднати з випробуваним заземлювачем самотійними проводами.

5.2.4. Вимірювання опору фаза-нуль

Опір петлі фаза-нуль вимірюють для визначення дійсної величини повного опору цієї петлі. **Опір петлі фаза-нуль повинен бути таким, щоб струм однофазного КЗ був достатнім для швидкого відключення пошкодженої ЕУ від мережі.**

Опір петлі, утвореної при короткому замиканні фазного проводу (на корпус устаткування, металево з'єданого з нульовою точкою трансформатора), дорівнює сумі повних опорів фази трансформатора, фазного проводу й нульового проводу. При вимірюваннях випробуване устаткування від'єднують від мережі, й проводять штучне замикання одного фазного проводу на корпус електроприймача. Вимірювання здійснюють на змінному струмі від знижуючого трансформатора з вихідною напругою 36 В (12 В).

Для вимірювання рекомендується схема наведена на рис. 6.

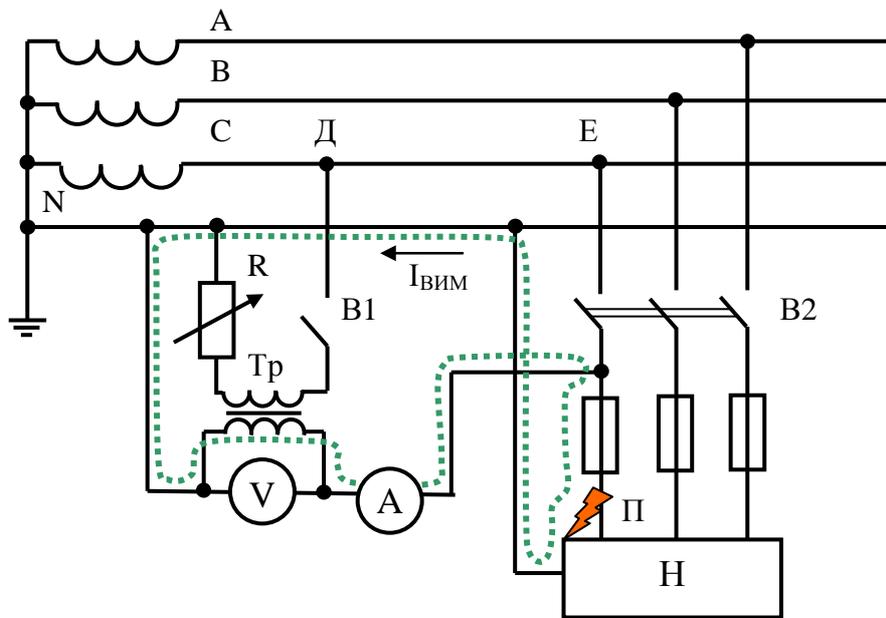


Рис. 6 – Схема вимірювання електричного опору петлі фаза-нуль (варіант):

Tr - трансформатор напруги з вихідною напругою 36 В (12 В); **R** - реостат;
B1 і **B2** - вимикачі; **П** - тимчасова перемичка; **Н** - навантаження приймача електроенергії

Для вимірювання необхідні однофазний знижувальний трансформатор **Tr**, реостат **R**, вимикач **B1**, амперметр, вольтметр і провідники.

Один вивід вторинної обмотки трансформатора **Tr** приєднують до нульового проводу (для підвищення точності вимірювань, провід, повинен бути як можна коротшим), другий - до одного з фазних проводів, що йде до електроприймача після вимикача **B2** (вимикач **B2** відключений). Фазний провід й корпус електроприймача з'єднують надійною перемичкою **П**, яка імітує замикання на корпус.

Після включення вимикача **B1** реостатом **R** встановлюється струм, достатній для відліку показників вольтметра й амперметра (не менше 10- 20 А). Частка від ділення цих показників буде повним опором петлі фаза-нуль:

$$Z'_{\Pi} = \frac{U}{I}.$$

Отримане значення Z'_{Π} повинно бути арифметично складене з розрахунковим значенням повного опору однієї фази живлячого трансформатора $Z_T / 3$, Повний опір петлі фазовий провід - нульовий провід -

фаза трансформатора визначають з виразу

$$Z_{\Pi} = Z'_{\Pi} + \frac{Z_T}{3},$$

де Z_T - повне розрахункове значення опору живлячого трансформатора, що наводиться в довідниках, й можливий струм короткого замикання дорівнює

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\Pi}} = \frac{U_{\phi}}{Z'_{\Pi} + Z_T/3},$$

де U_{ϕ} — фазна напруга.

Для електроприймачів, що живляться від силових трансформаторів потужністю понад 560 кВА, при визначенні опору петлі значення Z_T можна не враховувати як величину відносно малу в порівнянні з Z_{Π} .

**ДІАГНОСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ СЕП ТА
КОНТРОЛЬ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ
(ОСНОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ СЕП)**

1. Електропровідність твердих діелектриків

У даний час встановлено, що в твердих діелектриках при малих напругах і невисоких температурах **наскрізний струм діелектрика обумовлений головним чином переміщенням іонів, що звільняються під впливом теплового руху.**

Ефект провідності обумовлює протікання через діелектрик **наскрізного струму**. Необхідно розрізнити **дві складові наскрізного струму** через діелектрик: наскрізний струм через об'єм діелектрика - **«об'ємний наскрізний струм»** та наскрізний струм по поверхні діелектрика - **«поверхневий наскрізний струм»**. Відповідно розрізняють об'ємну γ_V й поверхневу γ_S провідності.

Втрати енергії, що розсіюється в діелектрику в одиницю часу при впливі на нього електричного поля, одержали назву **діелектричних втрат**. При постійному й рівномірному електричному полі втрати **визначаються тільки величиною струму наскрізної провідності**. Тоді

$$P_{\text{пост}} = UI_{\text{СКВ}} = U^2\gamma = U^2\gamma_V \frac{S}{h},$$

де $P_{\text{пост}}$ - втрати при постійній напрузі, Вт;

$I_{\text{СКВ}}$ — струм наскрізної провідності, А;

γ - провідність діелектрика, 1/Ом;

γ_V - питома об'ємна провідність, Ом⁻¹*м⁻¹;

S - площа електрода, м²;

h - відстань між електродами.

У змінному електричному полі діелектричні втрати обумовлюються не тільки *струмом наскрізної провідності*, але й *активною складовою струму абсорбції*.

Схема заміщення діелектрика з втратами, що враховує явища наскрізної провідності й поляризації, подана на рис. 1,а, а відповідна їй векторна діаграма - на рис. 1,б. Як видно з діаграми, діелектричні втрати обумовлюються наявністю активних складового струму наскрізної провідності й струму абсорбції $I_a = I_{СКВ} + I_{а абс}$. Тому кут зсуву фази між струмом через ізоляцію і прикладеною напругою виявляється менше 90^0 на деякий кут δ . Цей кут одержав назву **кута діелектричних втрат**. У загальному випадку *тангенс цього кута* ($\text{tg } \delta$) *дорівнює відношенню активної та реактивної складових струму через діелектрик*:

$$\text{tg } \delta = \frac{I_a}{I_p},$$

де I_p - реактивна складового струму, рівна сумі ємнісних струмів $I_{C_0} + I_{C_{абс}}$.

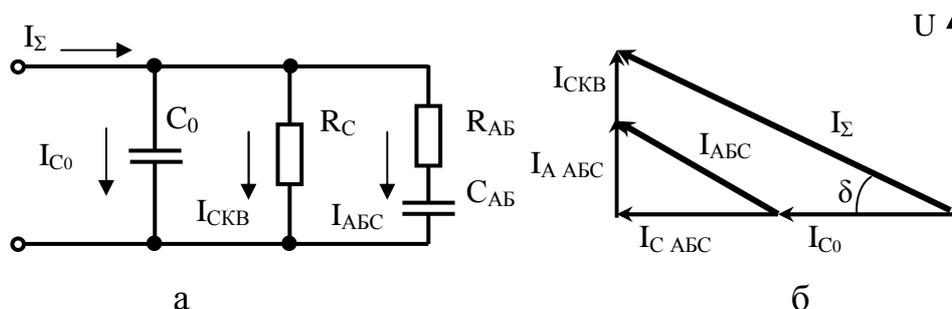


Рис. 1 – Схема заміщення діелектрика (а), відповідна векторна діаграма (б)

Кут δ має невелику величину, тому на практиці абсолютне значення $\text{tg } \delta$ зазвичай виражають у відсотках.

Очевидно, **чим більше кут діелектричних втрат δ , тим більше енергії розсіюється в діелектрику, тим гірше його якість.**

2. Старіння ізоляції

Надійність електроустаткування систем електропостачання значною мірою **визначається якістю їхніх ізоляційних конструкцій**, що часто працюють у дуже несприятливих умовах. У процесі експлуатації ізоляція піддається одночасному впливу сильних електричних полів, нагріванню, механічним впливам, дії навколишнього середовища і т.д. Під дією цих чинників електричні властивості діелектриків змінюються, у зв'язку з чим змінюються і технічні характеристики ізоляційних конструкцій.

Зміни властивостей ізоляції можуть бути **оборотними** та **необоротними**. Наприклад, при зволоженні перетерплюють зміни практично всі показники діелектрика (діелектрична проникність, провідність, діелектричні втрати, електрична міцність тощо.), однак після сушіння початкові характеристики в основному відновлюються. Необоротні зміни зв'язані зі зміною фізичних властивостей і хімічної структури матеріалу в зв'язку з тривалою експлуатацією електроустановок.

Необоротне погіршення властивостей діелектриків у часі одержало назву **старіння**, а самий процес погіршення цих властивостей у результаті старіння - **знос**. До **основних причин старіння** можна віднести:

- робоча напруга та короткочасні грозові і комутаційні перенапруги;
- процеси іонізації, що полегшують розвиток поверхневого розряду та викликають окисні процеси в матеріалах ізоляції;
- об'ємні й поверхневі забруднення;
- порушення температурного режиму;
- об'ємне зволоження, що приводить до підвищення струмів абсорбції і наскрізної провідності;
- механічні навантаження, що викликаються ударами, вібрацією, електродинамічними і температурними перенапругами.

Найважливішими завданнями персоналу є визначення інтенсивності старіння ізоляційних конструкцій та своєчасне вжиття заходів з підтримки властивостей ізоляційних матеріалів на встановленому рівні.

2.1. Температурний режим

Серед різних чинників, що визначають термін служби ізоляції, одним з основних є **вплив на неї тепла. Джерелом нагрівання** в електроустановках є:

- теплові втрати в струмовідних частинах;
- діелектричні втрати в ізоляції;
- температура навколишнього середовища.

Нагрівостійкістю діелектриків називають їх спроможність витримувати тривалий вплив підвищеної температури без неприпустимого погіршення своїх властивостей. У залежності від значень температур, припустимих в умовах експлуатації, діелектрики розрізняються за класами нагрівостійкості, для яких установлені припустимі температури, що забезпечують прийнятні терміни служби ізоляції (табл. 1).

Таблиця 1 – Припустимі температури в найбільше нагрітих точках при тривалій роботі для основних видів ізоляції (ДСТ 8865-70)

Клас нагрівостійкості ізоляції	Припустима температура, °С	Характеристика основних груп електроізоляційних матеріалів, що відповідає даному класу
У	90	Непросочені й незанурені в рідкий діелектрик волокнисті матеріали з целюлози та шовку і подібні їм матеріали.
А	105	Ті ж матеріали, однак занурені в рідкий діелектрик.
Е	120	Деякі синтетичні органічні плівки й подібні їм матеріали.
В	130	Матеріали на основі слюди (в тому числі на органічній підложці), азбесту та скловолкна, застосовувані з органічними складами, що просочують та що сполучують, і подібні їм матеріали.
F	155	Ті ж матеріали в сполученні із синтетичними складами, що просочують та що сполучують.
Н	180	Ті ж матеріали в сполученні з кремнійорганічними складами, що просочують та що сполучують.
С	Більш 180	Слюда, керамічні матеріали, скло, кварц, застосовувані без сполучних складів або з неорганічними або кремнійорганічними сполучними складами, а також подібні їм матеріали.

Міжнародною електротехнічною комісією (МЕК) прийнято **правило шести градусів**, при якому *скорочення термінів служби ізоляції удвічі відбувається при зміні температури на кожні 6⁰*. Це означає, що якщо при роботі ізоляції класу А с постійною температурою 100⁰С термін служби дорівнює 16 рокам, то при температурі 106⁰С він знизиться до 8 років, при температурі 112⁰С - до 4 років, а при температурі 150⁰С ізоляція вийде з ладу протягом декількох днів.

Для твердих ізоляційних матеріалів класу В й для трансформаторного масла перевищення температури, при якому термін служби ізоляції скорочується в 2 рази, ближче до 10, а для класу Н - до 12. Таким чином, чим вище клас ізоляції, тим повільніше відбувається процес старіння при даній температурі

Іноді доцільно йти на підвищений знос ізоляції в період великих навантажень за рахунок малого зносу в період недовантаження.

Для тривалого аварійного перевантаження в держстандарті є така вказівка: **«В аварійних випадках, якщо коефіцієнт початкового навантаження не більше 0,93, трансформатори із системами охолодження М, Д, ДЦ та Ц допускають протягом не більше 5 діб перевантаження на 40% понад номінальний струм на час максимуму навантаження загальною тривалістю не більше 6 год.»**.

Ця вказівка дуже важлива для експлуатації двотрансформаторних установок, воно сприяє підвищенню надійності електропостачання при відключенні й ремонті одного із трансформаторів. Якщо до дозволених 5 днів додати ще суботу й неділю, коли навантаження знижується, то для ремонту надається тиждень, що достатньо для усунення багатьох несправностей.

Перевантаження електричних машин можуть бути короткочасними й тривалими. Короткочасні перевантаження допускаються в умовах, близьких до аварійних.

Вираз припустимої тривалості t_{Π} , сек, перевантаження $k_{\Pi} = I_{\Pi}/I_{\text{НОМ}}$ має вигляд:

$$t_{\Pi} = \frac{150}{k_{\Pi}^2 - 1}, \text{ с.}$$

Цей вираз широко використовується в експлуатації та, зокрема, при короткочасних перевантаженнях генераторів при дії форсування збудження.

Тривалі перевантаження генератора допускаються при зниженні температури навколишнього середовища нижче номінальної. Граничні значення струмів при даній температурі навколишнього середовища називають «номінальним струмом при даній температурі». Це надає більшу впевненість експлуатаційному персоналу при веденні режиму з однієї сторони і якоюсь мірою попереджає перегрів машини, тому що дозволяє встановити правило: **«Будь-які тривалі перевантаження генераторів не допускаються».**

2.2. Зволоження ізоляції

Величезний вплив на інтенсивність старіння ізоляції має волога.

Вологість знижує якість ізоляції різними **шляхами**:

1. Насамперед при змочуванні поверхонь відбувається зменшення поверхневого опору.

2. Проникнення води в товщу діелектрика різко знижує питомий опір і електричну міцність, збільшує діелектричні втрати, що добре видно на прикладі кабельного паперу (рис. 2).

3. Проникаючи в пори, вода з'єднується з деякими смолами (наприклад, із формальдегідними), створюючи добре провідні речовини.

Висока діелектрична проникність води в порівнянні з більшістю ізоляційних матеріалів є причиною підвищення ємності ізоляції. ***При поглинанні усього 1% води питома провідність паперу збільшується втричі.***

Для захисту від води вживають **заходи для усунення контакту гігроскопічного матеріалу з вологим повітрям**, що досягається:

- герметизацією,
- введенням в електроустановки реагентів-вологопоглиначів, що осушують,
- застосуванням монолітної ізоляції на основі синтетичних смол і пластмас,
- підтримкою в спорудах установленної температури й вологості.

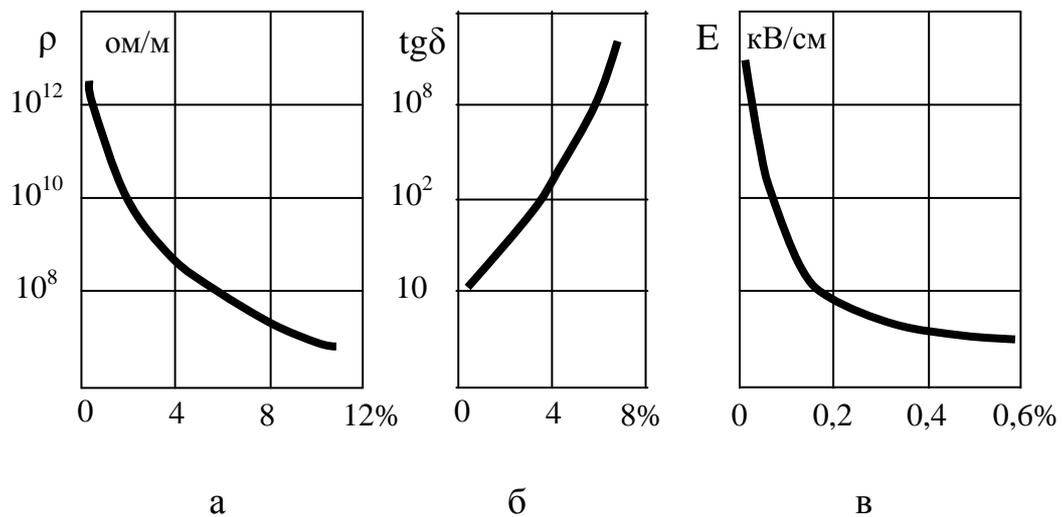


Рис. 2 – Залежність характеристик діелектрика від зволоження

Сполучення сприятливого рівня вологості й температури створює умови для розвитку руйнуючої ізоляцію **грибкової цвілі**, дія якої зводиться до збільшення провідності ізоляції та руйнації матеріалу як під дією самої цвілі, так й побічних продуктів її життєдіяльності (лимонні, щавлеві, вугільна кислоти). Особливо чутливі до цвілі матеріали, що містять похідні целюлози, формальдегіди, вініласти. Але цвіль утворюється й на ізоляції неорганічного походження.

Найбільш ефективним засобом боротьби з цвіллю є обробка електроустаткування лаками з додаванням фунгіцидів. У процесі експлуатації **боротьба з цвіллю в основному зводиться до:**

- підтримки правильного температурно-вологісного режиму,
- своєчасного провітрювання приміщення ,
- сушіння електричного устаткування.

2.3. Оподи

Відомо, що в повітрі завжди є деяка кількість твердих і рідких часток різних розмірів (наприклад, частки диму, що мають діаметр порядку 0,001 мк, частки пилу від 1 до 100 мк, частки туману від 1 до 100 мк та т.п.). Зміст часток у повітрі може змінюватися приблизно від 100 до 50000 $1/\text{cm}^3$ (у густому

тумані). Поблизу електроустановок на ці частки діють сили декількох видів: ваги, електричного поля, аеродинамічні (сила вітру) та інші.

Досвід експлуатації показує, що наявність на поверхні осаду практично не впливає на його розрядну напругу, якщо він не зволожений. Однак зволоження при дощі або тумані викликає різке зниження розрядної напруги.

2.4. Електричне поле

У загальному випадку на ізоляцію впливають три групи напруг:

- робоча напруга;
- внутрішні (комутаційні) перенапруги;
- атмосферні (грозові) перенапруги.

Робоча напруга впливає на ізоляцію електричних установок протягом усього терміну його експлуатації, що в середньому складає 20-30 років. Величина цієї напруги визначається номінальною напругою, але може, залежно від режиму електропередачі, відрізнитися від нього в більшу або меншу сторону. Величина найбільшого припустимого відхилення оговорена держстандартами і складає 15% від номінального значення (табл. 2). У мережах з ізольованою нейтраллю можливий тривалий режим впливу на фазну ізоляцію лінійної напруги.

Таблиця 2- Номінальні й найбільші робочі напруги для трифазних мереж

Номінальні діючі міжфазні напруги, кВ	3	6	10	35	110
Найбільші діючі робочі напруги, кВ	3,5	6,9	11,5	46,5	120

Внутрішні перенапруги виникають при перехідних процесах, зв'язаних із зміною електричної схеми системи електропостачання або її частини, наприклад, при вмиканні й відключенні ліній або трансформаторів, а також при порушенні нормального режиму роботи (короткі замикання, обриви фаз та ін.).

Припустимі кратності внутрішніх перенапруг нормовані й не повинні перевищувати величин, наведених у табл. 3.

Таблиця 3 – Припустимі кратності внутрішніх перенапруг для трифазних систем

Номинальні діючі напруги, кВ	3	6	10	35	110
Відношення максимальних внутрішніх перенапруг до амплітуди фазної робочої напруги	5,2	4,6	4,25	3,8	3,2

Атмосферні перенапруги виникають внаслідок грозових розрядів в електричні лінії та установки. Цей вид перенапруг характеризується малою тривалістю, обчислювальною десятками або сотнями мікросекунд, й дуже великими амплітудами, що можуть досягати мільйонів вольт. Для обмеження грозових впливів крім блискавковідводів та захисного троса використовують трубчасті й вентильні розрядники, характеристики яких не дозволяють напрузі піднятися вище визначеного рівня (напруги, що залишається). Характеристики вентильних розрядників подані в табл. 4.

Таблиця 4 - Електричні характеристики вентильних розрядників

Найменування характеристики	Номинальні діючі напруги, кВ				
Пробивна напруга кВ	3	6	10	35	110
Напруга, що залишається, при струмі:	9	16	26	78	200
3 кА	13,5	25	43	122	315
5 кА	14.5	27	45	130	355
10 кА	6	30	50	143	367

Основним документом, що визначає **електричні характеристики ізоляції**, є ДСТ 1516-73, в якому наведені таблиці величин напруг промислової частоти, що повинна витримувати ізоляція електроустаткування. **Значення випробувальної напруги** для деякого устаткування подані в табл. 5.

Таблиця 5 - Випробувальні напруги з частотою 50 Гц для електричного устаткування з нормальною ізоляцією (ДСТ 1516-73)

Найменування устаткування		Значення випробувальних напруг для устаткування з номінальною діючою напругою, кВ				
		3	6	10	35	110
Випробувальна напруга для внутрішньої ізоляції						
1.	Силові трансформатори	18	25	35	85	200
2.	Трансформатори напруги	24	32	42	95	200
3.	Апарати (включаючи трансформатори струму)	24	32	42	95	250
4.	Штанги для вимірювання і керування	36	48	63	150	–
5.	Ізолятори, випробовувані окремо	25	32	42	100	265
Випробувальна напруга для зовнішньої ізоляції						
6.	Проміжки між контактами того самого полюса роз'єднувачів (вимикачів навантаження) у відключеному положенні та сухому стані	28	40	53	130	355
7.	Трансформатори та апарати в сухому стані	26	34	45	105	280
8.	Ізолятори, випробовувані окремо в сухому стані	27	36	47	110	295
9.	Апарати, трансформатори, ізолятори для зовнішньої установки, випробовувані під дощем	20	26	34	85	215

3. Контроль стану ізоляції

3.1. Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції постійного струму є найбільше поширеним видом контролю стану ізоляції. Сутність методу полягає у вимірюванні відношення прикладеної до ізоляції постійної напруги U до струму, що протікає через неї, i :

$$R_{iz} = \frac{U}{i} .$$

З урахуванням схеми заміщення діелектрика сумарний струм, що протікає через ізоляцію,

$$i = i_{\text{СКВ}} + i_{\text{абс}} + i_0 ,$$

де $i_{\text{СКВ}}$ - струм наскрізної провідності;

$i_{\text{абс}}$ - струм абсорбції, обумовлений повільними процесами поляризації;

i_0 - струм, обумовлений процесами швидкої поляризації.

Оскільки струм i_0 протікає тільки протягом $10^{-12} - 10^{-14}$ с, то його вплив на результатах вимірювань не позначається, тоді як величина абсорбційної складової $i_{\text{абс}}$ відіграє дуже суттєву роль. Можна представити, що

$$i_{\text{абс}} = \frac{U}{R_{\text{абс}}} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{абс}}}\right) ,$$

тобто в колі вимірювання аж до завершення процесів релаксації протікатиме струм, що убуває в часі зі швидкістю, яка залежить від постійної $\tau_{\text{абс}} = R_{\text{абс}} \cdot C_{\text{абс}}$ (рис. 3).

Отже вимірюване значення опору в цей період залежатиме від тривалості впливу прикладеної напруги:

$$R_{\text{вим}} = \frac{U}{i_{\text{вим}} + \frac{U}{R_{\text{вим}}} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{вим}}}\right)} .$$

Для забезпечення єдності вимірювань прийнятий відлік показання приладів робити через 60 с після подачі вимірювальної напруги.

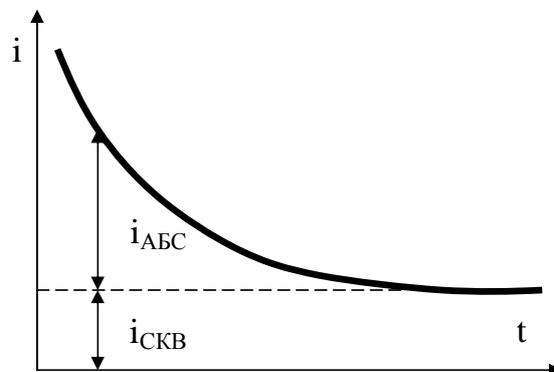


Рис. 3 – Залежність струму в неоднорідному діелектрику від часу дії постійної напруги

У практиці експлуатації для вимірювання опору ізоляції частіше усього застосовують мегомметри. Вони зазвичай складаються (рис. 4) із генератора постійного струму або генератора змінного струму з випрямлячем, логометра та додаткового опору R_1 , призначеного для захисту приладу при пробі ізоляції. Генератор обертається від руки або за допомогою невеликого електродвигуна з постійним числом оборотів. При цьому на затисках приладу з'являється напруга, величина якої відповідає номінальній напрузі мегомметра.

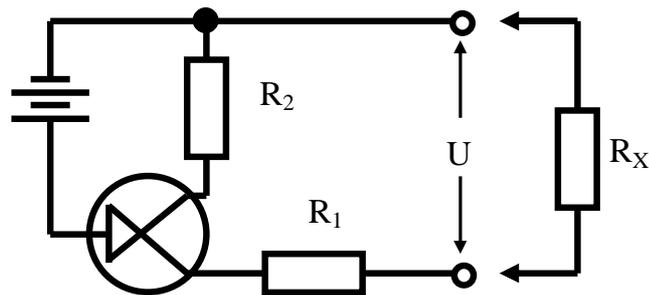


Рис. 4 – Спрощена принципова схема мегомметра

Струм, що протікає через прилад, є обернено пропорційним величині, що вимірюється, – опору R_x , тому шкала приладу може градуюватися безпосередньо в мегомах. У мегомметрах в як вимірювальний прилад застосовують логометри, в яких нерівномірність обертання генератора практично не впливає на показання приладу. Це пояснюється тим, що роль протидіючої пружини в логометрах відіграє паралельна обмотка, включена на вихідну напругу генератора через опір R_2 .

Значний вплив на результати вимірювання може зробити температура, при якій робляться вимірювання. Тому для приведення результатів вимірювання до однієї температури необхідно провести перерахунок за формулою

$$R_{\vartheta_2} = R_{\vartheta_1} \cdot 10^{\frac{\vartheta_2 - \vartheta_1}{\alpha}},$$

де α - коефіцієнт, обумовлений типом ізоляції: для ізоляції класу А $\alpha = 40$; для ізоляції класу У $\alpha = 60$;

R_{ϑ_1} та R_{ϑ_2} - опори ізоляції постійного струму при температурах ϑ_1 та ϑ_2 відповідно.

На практиці користуються **коефіцієнтом приведення опору до повної температури**. Значення цих коефіцієнтів наведені в табл. 6.

Таблиця 6 – Значення коефіцієнтів приведення результатів вимірювання до певної температури

Різниця температур, °С	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
Коефіцієнт приведення опору	1,23	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1	6,2	7,5	9,2	11,2	13,9

Слід враховувати, що оскільки на результати вимірювання R_{i3} великий вплив роблять розміри об'єкта контролю, структура його ізоляції, вид ізоляційного матеріалу, умови та спосіб вимірювання, момент відліку і т.п., то висновок про стан ізоляції за величиною її опору містить деяку непевність, тому **на практиці вимірювання опору використовують тільки для орієнтованого судження про стан ізоляції і для виявлення грубих дефектів, що знижують опір на порядок і більше.**

Вище вже зазначалося, що при подачі на ємність ізоляції постійної напруги швидкість спаду струму заряду, а значить й обмірюване значення опору ізоляції, залежить від постійної $\tau_{abc} = R_{abc} \cdot C_{abc}$. Величина цієї постійної визначається станом ізоляції, зокрема зволоженням.

Таким чином, **за швидкістю протікання повільних процесів поляризації в діелектриках можна судити про ступінь їх зволоження.** Характер зміни струмів і опорів у часі для зволоженої та сухої ізоляції наведений на рис. 5.

У якості критерію оцінки швидкості може бути прийнята величина відношення значень опору ізоляції, обмірюваних через різні проміжки часу з моменту подачі напруги:

$$K_{абс} = \frac{R_{t_2}}{R_{t_1}} .$$

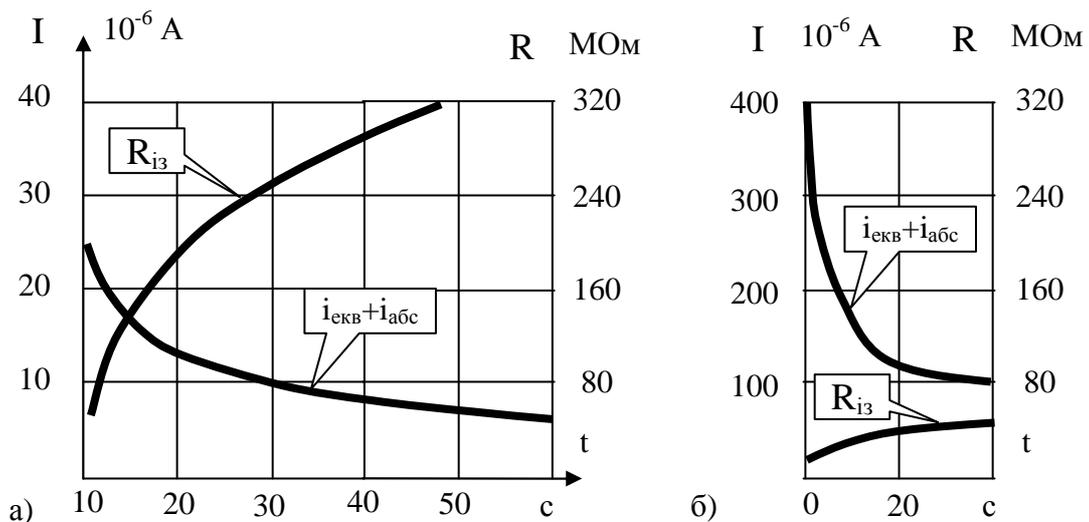


Рис. 5 – Вплив стану ізоляції на час протікання струму абсорбції для сухої (а) і для зволоженої (б) ізоляції

Це відношення одержало назву **коефіцієнта абсорбції**. Очевидно, чим сильніше зволоження, тим ближче коефіцієнт абсорбції до одиниці. З огляду на те, що в зволоженій ізоляції процеси повільної поляризації в основному закінчуються до п'ятнадцятої секунди, вимірювання опорів для обчислення коефіцієнта абсорбції прийнято робити через 15 та 60 с. За таких умов вимірювань **коефіцієнт абсорбції для відносно сухої ізоляції знаходиться в межах 1,5-2,0.**

Слід мати на увазі, що на результати вимірювання коефіцієнта абсорбції суттєвий вплив справляє залишковий заряд в ізоляції, тому **перед кожним циклом вимірювань ізоляцію рекомендується закоротити не менше ніж на 5-10 хвилин.** Коефіцієнт абсорбції звичайно визначають **при температурі**

20-25⁰С, однак це можна робити й при інших температурах, використовуючи коефіцієнти приведення, подані в таблиці 7.

Опір ізоляції і коефіцієнт абсорбції **не визначають при температурах менше 10⁰С**, тому що при цьому нестабільність у поведженні вологи утрудняє оцінку реального стану ізоляції. Як приклад у табл. 7 подані нижні значення опору ізоляції для деякого електричного устаткування, що рекомендуються як «нормальні».

Таблиця 7 - Нижні значення опору ізоляції

Найменування устаткування	Опір ізоляції, МОм	Напруга мегометра, В
1. Генератори		
Обмотка статора 1000 В та нижче	0,5	2500
Обмотка ротора	0,5	100
Кола збудження без обмоток ротора збуджувача	1,0	Не менше 1000
Якір та бандажі	0,5	Не менше 1000
Ізоляція підшипників	1,0	1000
2. Двигуни		
Обмотка статора при нарузі до 1000 В	0,5	1000
Обмотка ротора	0,2	1000
3. Силові трансформатори		
До 35 кВ включно менше 10 000 кВА	300	1000 - 2500
4. Вимикачі		
Нові вимикачі		
3-10 кВ	1000	2500
Вимикачі, що знаходяться в експлуатації		
3-10 кВ	300	2500
5. Роз'єднувачі		
Опорні колонки з багатоелементних ізоляторів	300 (на кожний елемент)	2500
Тяги та повідці	Відповідно до пункту 4.	
Опорні ізолятори	1000	1000 – 2500
Підвісні ізолятори	300 (на кожний елемент)	2500
6. Реактори		
Обмотки відносно болтів	0,5	1000 - 2500

3.2. Випробування ізоляції підвищеною напругою

Випробування ізоляції підвищеною напругою змінного й постійного струму проводиться для виявлення місцевих дефектів і визначення необхідного запасу електричної міцності.

На підставі численних експериментів і досвіду експлуатації *час випробування для більшості видів ізоляції прийнято рівним одній хвилині.*

3.2.1. Випробування змінною напругою

Найбільш надійним методом контролю мінімуму запасу електричної тривкості ізоляції є випробування її підвищеною напругою змінного струму. У цьому випадку розподіл напруги в ізоляції і величина діелектричних втрат мають той же характер, що й в реальних умовах експлуатації. Схема випробування показана на рис. 6.

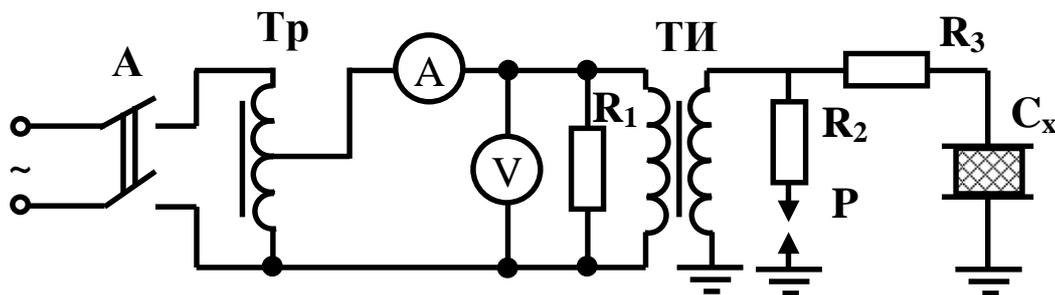


Рис. 6 – Типова схема випробування ізоляції підвищеною напругою

Величина випробувальної напруги змінного струму для заводських випробувань електроустаткування нормована ГОСТ-1516-73 (табл. 8), однак для устаткування, що знаходиться в експлуатації, рівень випробувальної напруги нижче відносно заводської на 10-25%.

Вимірювання величини струму при випробуваннях змінною напругою проводиться лише з метою контролю навантаження, тому амперметри зазвичай включають на стороні низької напруги.

Таблиця 8 – Випробувальні напруги з частотою 50 Гц для електричного устаткування з нормальною ізоляцією (ДСТ 1516-73)

Найменування устаткування		Значення випробувальних напруг для устаткування з номінальною діючою напругою, кВ				
		3	6	10	35	110
Випробувальна напруга для внутрішньої ізоляції						
1.	Силові трансформатори	18	25	35	85	200
2.	Трансформатори напруги	24	32	42	95	200
3.	Апарати (включаючи трансформатори струму)	24	32	42	95	250
4.	Штанги для вимірювання та керування	36	48	63	150	-
5.	Ізолятори, випробовувані окремо	25	32	42	100	265
Випробувальна напруга для зовнішньої ізоляції						
6.	Проміжки між контактами того самого полюса роз'єднувачів (вимикачів навантаження) у відключеному положенні та сухому стані	28	40	53	130	355
7.	Трансформатори та апарати в сухому стані	26	34	45	105	280
8.	Ізолятори, випробовувані окремо в сухому стані	27	36	47	110	295
9.	Апарати, трансформатори, ізолятори для зовнішньої установки, випробовувані під дощем	20	26	34	85	215

Протягом усього випробування об'єкт контролю повинен знаходитися під безупинним спостереженням. **Ізоляція вважається такою, що витримала випробування** підвищеною напругою, якщо при цьому не було виявлено:

- коливань стрілки приладу, що вказують на неповні розряди,
- характерних потріскувань та розрядів, що вказують на початок пробою,
- різкого зростання струму, що вказує на пробій або перекриття ізоляції.

3.2.2. Випробування постійною напругою

У умовах експлуатації **випробування об'єктів із великою ємністю ізоляції** частіше проводять не на змінній, а на випрямленій напрузі. **Основною перевагою** таких випробувань є різке зниження вимог за максимальною потужністю випробувальних установок унаслідок зниження ємнісного струму.

При випробуванні на постійній напрузі застосовують **коефіцієнт жорсткості порядку 1,5-2**.

Високу постійну напругу, як правило, одержують випрямленням високої змінної напруги. У якості випрямних пристроїв застосовують кенотрони, газотрони і напівпровідникові прилади, наприклад, **комплектні випробувальні установки АИИ-70**, яка може бути використана для випробування устаткування постійною і змінною напругою до 70 кВ, випробувальна установка для кіл вторинної комутації типу **ИВК** і т.п. Крім того, в практику експлуатації впроваджені пересувні випробувальні лабораторії, що монтуються на автомобільних шасі. Такі лабораторії дозволяють проводити випробування електроустаткування безпосередньо на трансформаторних підстанціях та лініях електропередачі. Прикладом таких лабораторій можуть служити **регламентна машина типу РМТ-35**, призначена для випробування устаткування підстанцій напругою до 35 кВ, і типу **РМК-10**, призначена для випробування кабельних ліній електропередачі напругою до 10 кВ.

3.3. Ємнісні методи контролю

3.3.1. Метод «ємність – час»

Ємнісні методи контролю ізоляції **засновані** на залежності швидкості накопичення заряду від ступеня неоднорідності діелектрика. *Представляється можливість за величиною ємності, обмірюваній через певний відрізок часу після початку заряду, судити про придатність ізоляції до подальшої експлуатації.*

Для сухої ізоляції обмірюване значення ємності практично дорівнює ємності, обумовленої швидкими процесами поляризації:

$$C_{\text{сух}} = C_0.$$

Для зволоженої ізоляції обмірюване значення ємності буде

$$C_{\text{зв}} = C_0 + C_{\text{абс}}.$$

Таким чином, збільшення ємності в другому випадку складає

$$\Delta C = C_{зв} - C_{сух} = C_{абс} \cdot$$

Показником ступеня зволоження в цьому випадку приймається відношення $\frac{\Delta C}{C} = \frac{C_{абс}}{C_{зв}}$, виражене у відсотках.

Принципова схема контролю ізоляції за цим методом подана на рис. 7. При вимірюванні абсорбційної складової ємності $\Delta C = C_{абс}$ контрольовану ізоляцію C_x заряджають до напруги джерела U_0 , а потім за допомогою ключа K закорочують на час не більше 10 мс. При цьому геометрична ємність C_0 встигає розрядитися, і напруга на ізоляції стає рівною нулю. Однак після розмикання ключа K в результаті процесів, зв'язаних з повільною поляризацією, напруга на ізоляції знову відновлюється.

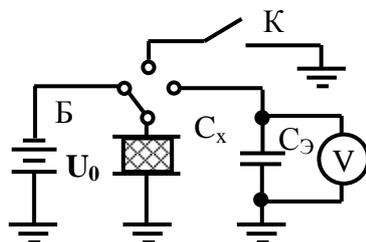


Рис. 7 – Схема контролю ізоляції за методом «ємність-час»

Підключивши тепер об'єкт контролю C_x до еталонного конденсатора C_e , через установлений час (1 с) проводять вимірювання напруги на ньому U_e :

$$U_e = U_0 \frac{C_{абс}}{C_e}.$$

Оскільки напруга на еталонному конденсаторі пропорційна ємності абсорбції, шкалу приладу звичайно градуують в одиницях ємності.

Визначення ємності C проводять аналогічно, однак без попереднього розряду ізоляції. Вимірювання на еталонному конденсаторі при цьому повинно

робитися не більше ніж через 0,1 с після підключення до нього об'єкта контролю.

Метод «ємність-час» покладений в основу приладів серії ЕВ до ПКВ-7. Досвід застосування приладів показав, що контроль зволоження ізоляції за цим методом раціональний тільки при значних величинах $\tau = R_{абс} C_{абс}$, при цьому на точності вимірювань істотно позначається залежність $R_{абс}$ від температури і напруги. Дуже сильний вплив на вимірювання здійснюють також характеристики масла. Тому цей метод рекомендується в основному тільки для контролю ізоляції сухих трансформаторів або масляних трансформаторів, не залитих маслом (наприклад, у процесі сушіння).

3.3.2. Метод «ємність-частота»

При дослідженні ізоляційних матеріалів було помічено, що **обмірюване значення ємності залежить від частоти напруги, при якому проводилися вимірювання**, причому при збільшенні частоти величина обмірюваної ємності зменшується.

Чим більше зволоження ізоляції, тим швидше протікають процеси поляризації, тим більше вплив абсорбційної складової ємності ізоляції на кінцеві результати. Характер залежності ємності від частоти для сухої (1) і зволоженої (2) ізоляції показаний на рис. 8.

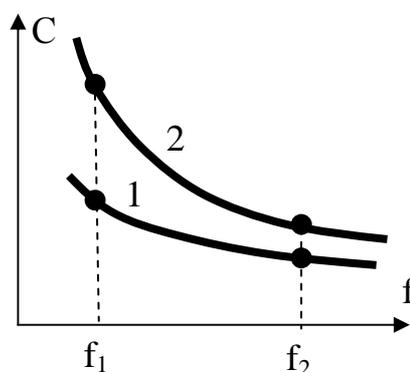


Рис. 8 – Залежність обмірюваного значення ємності від частоти

У якості заходу зволоженості ізоляції прийняте відношення ємностей, обмірюваних при різних частотах $C_{\omega_1}/C_{\omega_2}$. Очевидно, що в міру зволоження ізоляції це відношення збільшується, тобто при $\omega_2 > \omega_1$

$$\left(\frac{C_{\omega_1}}{C_{\omega_2}}\right)_{зв} > \left(\frac{C_{\omega_1}}{C_{\omega_2}}\right)_{сух}$$

3.3.3. Метод «ємність-температура»

Цей метод заснований на тому, що **залежність** величини **ємності від температури** **сильніше виявляється при зволоженні ізоляції** (рис. 9).

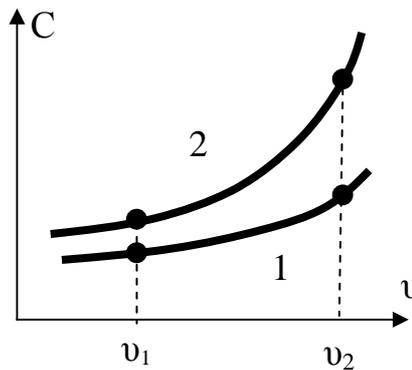


Рис. 9 – Залежність від температури ємності сухої (1) і вологої (2) ізоляції

Для оцінки ступеня зволоження ізоляції прийнято використовувати відношення ємностей ізоляції, обмірюваних при різних температурах, звичайно при 20 та 70⁰С:

$$\frac{C_{70}}{C_{20}}$$

Для незволоженої ізоляції це відношення близьке до одиниці.

Суттєвим недоліком методу є необхідність нагрівання та охолодження ізоляції, що вимагає великих витрат часу. Крім того, внаслідок нерівномірності розподілу температури в масі ізоляції результати контролю мають деяку неточність. Тому **в практиці експлуатації цей метод поширення не одержав.**

4. Вимірювання діелектричних втрат

Одним з найважливіших, а для деяких апаратів єдиним показником, за яким при профілактичних випробуваннях оцінюють стан ізоляції, є діелектричні втрати (рис.10).

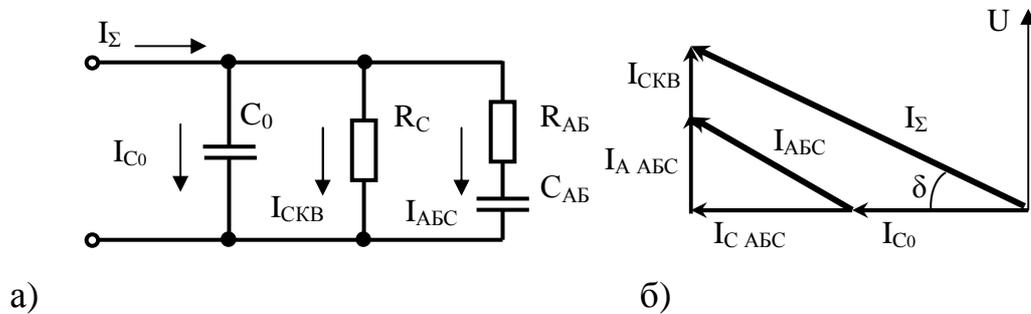


Рис. 10 – Схема заміщення діелектрика (а), відповідна векторна діаграма (б)

Якщо величина $\operatorname{tg}\delta$ збільшилася, то це впершу чергу свідчить про зволоження ізоляції.

Вимірюванням величини $\operatorname{tg}\delta$ можна виявити й інший вид дефекту ізоляції - старіння, що викликається тривалою дією процесів іонізації

Величина кута діелектричних втрат нормується при температурі $+20^{\circ}\text{C}$.

Кут діелектричних втрат дозволяє судити тільки про загальний стан ізоляції, тому що місцевий дефект не може істотно змінити співвідношення активної та реактивної складового струму, що протікає через діелектрик.

Цим можна пояснити відмову від вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції електричних машин, яким в основному властиві місцеві дефекти (злам, прокол і т.д.) при великому загальному об'ємі ізоляції. У той же час в об'єктів з малим об'ємом ізоляції (високовольтні вводи, трансформатори струму і т.д.) вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ дозволяє виявити досить розвинуті зосереджені дефекти.

Для визначення $\operatorname{tg}\delta$, як це видно з векторної діаграми і формули, **необхідно провести одне з таких вимірювань:**

- вимірювання кута δ (або додаткового кута φ) з наступним визначенням $\operatorname{tg}\delta$;
- вимірювання активної потужності P_a і реактивної потужності втрат

$$P_p = U \cdot I_c ;$$

- вимірювання величини активної I_a і реактивної I_p складової струму.

Напруга, на якій проводиться вимірювання $\text{tg}\delta$, визначається необхідністю перевищення вимірювального струму над струмами, що викликаються зовнішніми електричними полями, тому **вимірювання проводяться звичайно на підвищеній нарузі**. У якості джерела використовують випробувальні установки або вимірювальні трансформатори напруги.

За місцем вмикання вимірювального приладу розрізняють нормальну (рис. 11, а), перевернену (рис. 11, б) та зворотну (рис. 11, в) схему вимірювання.

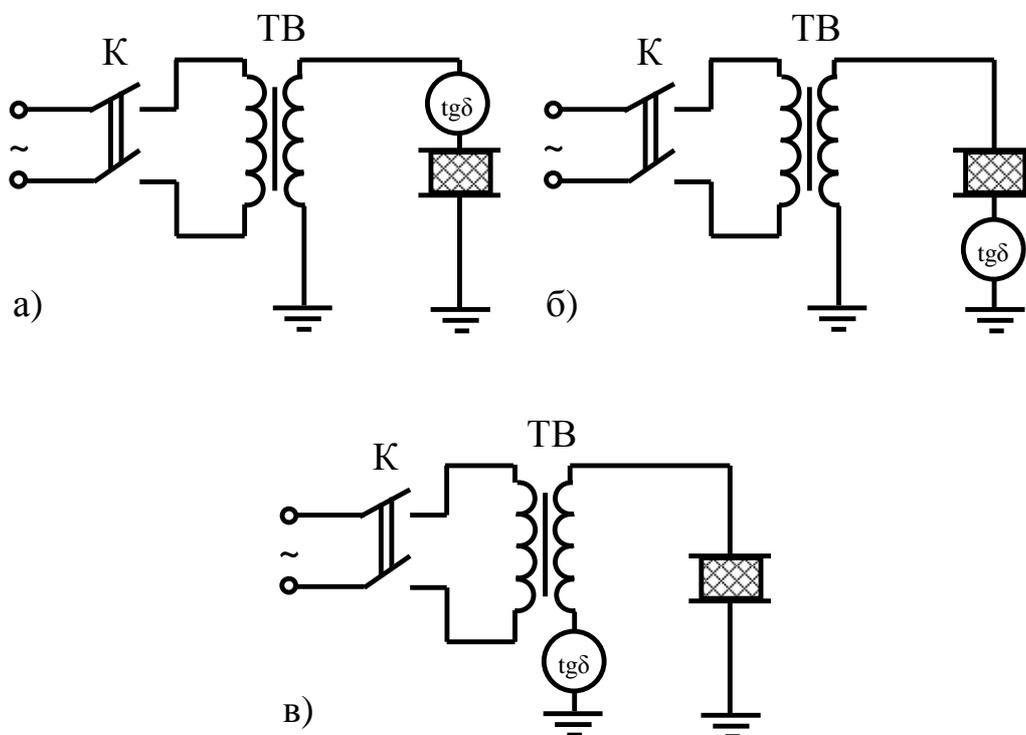


Рис. 11 – Схема вмикання приладів для вимірювання діелектричних втрат

Застосування **нормальної схеми** рекомендується у усіх випадках, коли є можливість ізолювати об'єкт контролю від землі. **Перевернену схему** звичайно використовують при вимірюванні діелектричних втрат у таких об'єктів, що не можуть бути ізольовані від землі. **Зворотна схема** вимагає додаткового екранування не тільки вимірювальної частини схеми, але й випробувального трансформатора. З цієї причини в умовах експлуатації така схема **поширення не одержала**.

Вимірювання $\text{tg}\delta$ часто здійснюють мостовим методом. В основу відомих приладів, що реалізують цей метод, покладена схема моста Шерінга (рис. 12).

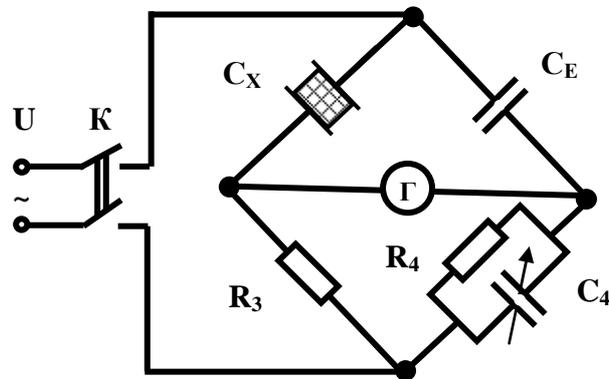


Рис. 12 – Схема моста Шерінга

Особливість схеми моста полягає в тому, що випробувальна напруга майже повністю прикладається до об'єкта контролю C_x та еталонного конденсатора C_e . На частині вимірювальної частини моста (плечі R_3 та R_4 , C_4) падає не більш одного вольтя. Це дозволяє, по-перше, підвищити безпеку роботи з мостом, а по-друге, знизити у відомих межах вплив параметрів вимірювальної частини моста на результати вимірювання.

Розглянута **мостова схема реалізована у високовольтних вимірювальних мостах типу МД-16, Р525, Р595.** Для усунення небезпеки появи високої напруги на вимірювальній частині схеми при пробі ізоляції міст постачається двома розрядниками, які при перевищенні напругою встановленого рівня пробиваються та заземлюють регульовані плечі моста.

На результати визначення $\text{tg}\delta$ великий вплив має температура, при якій проводяться вимірювання. Практика показала, що помилка у визначенні середньої температури ізоляції на 5°C може викликати похибку вимірювання порядку 10-20%.

Правила передбачають приведення результатів вимірювання до температури 20°C за допомогою спеціальних коефіцієнтів для перерозрахунку.

Лекція № 11,12

МЕТОДИ АНАЛІЗУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СЕП ЗАПАСНИМИ ЕЛЕМЕНТАМИ

1. Призначення ЗІП. Види ЗІП та їх зміст.

Згідно з класифікацією запасні частини, інструмент і приналежності (ЗІП) належать до одного із видів матеріально-технічного забезпечення.

До **запасних частин** належать збірні одиниці і деталі, призначені для заміни тих, що прийшли в непридатний стан на зразку техніки.

До **інструменту** належать власне інструмент, прилади, пристрої і т.п., призначені для контролю технічного стану, пошуку несправностей, розбирання, складання, настроювання, регулювання зразків у цілому та їх складових частин.

До **приналежностей** належать предмети, призначені для використання і транспортування зразка.

ЗІП загального і спеціального призначення ділиться на:

1. Одиночний (індивідуальний) – ЗІП-О (ЗІП-1);
2. Груповий – ЗІП-Г (ЗІП-2);
3. Ремонтний – ЗІП-Р (ЗІП-3);
4. ЗІП розсипом за нормами утримання на складі.

Одиночний комплект ЗІП призначений для забезпечення експлуатації зразка техніки, підтримання його у працездатному стані шляхом проведення технічних обслуговувань (ЩТО, ТО-1) та усунення відмов і несправностей (поточного ремонту) силами обслуги в обсязі вимог експлуатаційної документації. Він додається кожному зразку техніки один раз на весь період експлуатації, є його невід'ємною приналежністю і повинен будь-якій обстановці, при будь-яких умовах, у тому числі при відправленні в капітальний ремонт, знаходитись при ньому укомплектованим згідно з діючою відомістю комплектації або формуляром. Витрачені при ремонті елементи ЗІП повинні негайно поповнюватися однойменними елементами з групового комплекту ЗІП

або із ЗІП розсипом. Нижня межа некомплектності одиночного ЗІП, при якій стан зразка техніки оцінюється ще позитивно, складає:

запасними елементами – 50% кожної номенклатури;

інструментом і приналежностями – не менше 75%, при повній укомплектованості спеціальними приналежностями та інструментом.

Груповий комплект ЗІП поставляється на групу однотипних зразків техніки і призначається для забезпечення технічного обслуговування і поточного ремонту їх після закінчення гарантійних термінів експлуатації силами ремонтного підрозділу, а також поповнення одиночних комплектів цих зразків. Як і одиночні, груповий комплект поставляється один раз на весь період експлуатації. За номенклатурою і кількістю однойменних елементів і вузлів комплектується, виходячи із забезпечення гарантованої експлуатації прийнятої кількості зразків протягом двох років. Порядок використання групових комплектів ЗІП встановлюється наказами або директивами керівництва і залежно від обстановки може бути різним.

ЗІП-Г може використовуватися при поточній експлуатації для проведення номерних ТО (*ТО-1х*, *ТО-2*, *ТО-2х*, РТО), поточного ремонту і поповненням одиночних комплектів ЗІП з наступним поповненням витрачених елементів із ЗІП розсипом. У цьому випадку для групових комплектів ЗІП техніки поточного постачання встановлюються допустимі річні норми витрати на рівні 50% елементів кожної номенклатури, що до них входять. Рішенням керівництва групові комплекти ЗІП можуть зберігатися на складах у вигляді недоторканих запасів (НЗ). Використання їх можливе тільки з дозволу керівництва і лише в окремих випадках.

ЗІП розсипом комплектується за встановленими нормами утримання на складі підприємства і залежно від прийнятого порядку використання групових комплектів призначається для поповнення групових комплектів, забезпечення технічних обслуговувань і поточних ремонтів.

Норми утримання ЗІП розсипом на складі розробляють на кожний зразок техніки. Під нормою утримання розуміється визначена кількість ЗІП, яка

підлягає зберіганню на відповідних складах. ЗІП розсипом за нормою утримання на складі підприємства призначений для поповнення одиночних комплектів ЗІП-О, а також забезпечення технічних обслуговувань і поточних ремонтів техніки силами ремонтного підрозділу підприємства. ЗІП розсипом за нормою утримання запасів ЗІП на підприємстві призначений для поповнення запасів ЗІП до норм утримання на складах підприємства, а також для проведення ТО і поточних ремонтів техніки силами ремонтного органу підприємства.

Ремонтний комплект ЗІП призначений для капітального і регламентованого ремонту техніки на стаціонарних ремонтних підприємствах.

Категорування ЗІП до техніки:

1-а категорія – нові, справні й придатні до використання за прямим призначенням;

2-а категорія –були в експлуатації, а також отримані від розукомплектування техніки, що пройшли ремонт, справні й придатні до використання за прямим призначенням;

3-я категорія –мають несправності, відновлення яких можливе засобами ремонтних органів, а також ЗІП, що досягли встановлених граничних термінів зберігання; при цьому приймається рішення про допуск їх в експлуатацію ;

4-а категорія –мають несправності, відновлення яких можливе тільки на підприємствах центрального підпорядкування;

5-а категорія – непридатні, відновлення яких технічно неможливе або економічно недоцільне.

2. Аналіз математичної моделі процесу забезпечення СЕП запасними елементами

Критерії оцінки достатності комплекту запасних елементів

Середній час відновлення апаратури T_B можна представити у вигляді суми трьох компонентів: середнього часу активного ремонту T_a , середнього часу змушеного простою апаратури при поточному ремонті через

адміністративні фактори $T_{ад}$ і середнього часу змушеного простою апаратури через відсутність у ЗППі необхідних елементів (часу постачання) $T_{п}$:

$$T_{в} = T_{а} + T_{ад} + T_{п}. \quad (1)$$

За критерій достатності ЗППа приймається величина середнього часу змушеного простою апаратури через відсутність у ЗППі необхідних елементів (час постачання) $T_{п}$:

$$T_{п} = \sum_{j=1}^k t_{пj} \cdot q_j, \quad (2)$$

де $t_{пj}$ — середній час змушеного простою апаратури при поточному ремонті через елементи j -ї групи;

q_j — імовірність відмови апаратури через елементи j -ї групи при відмові апаратури взагалі, тобто умовна імовірність відмови апаратури через елементи j -ї групи;

k — кількість груп елементів в апаратурі (номенклатура елементів).

ЗПП також безпосередньо *впливає на коефіцієнт готовності* апаратури, який задається в технічному завданні на апаратуру, що обумовлює необхідність зв'язати критерій достатності ЗППа з коефіцієнтом готовності апаратури.

Усталене значення **коефіцієнта готовності** можна записати так:

$$K_{Г} = \frac{T}{T + T_{в}} = \frac{T}{T + T'_{в}} \cdot \frac{T + T'_{в}}{T + T'_{в} + T_{п}} = K'_{Г} \cdot K_{з}, \quad (3)$$

де $T'_{в}$ — середній час відновлення при необмеженому запасі ЗПП;

$K'_{Г} = \frac{T}{T + T'_{в}}$ — коефіцієнт готовності апаратури при необмеженому

комплекті ЗППа;

$K_{з} = \frac{T + T'_{в}}{T + T'_{в} + T_{п}}$ — коефіцієнт забезпеченості апаратури запасними

елементами (другий критерій достатності ЗППа).

З виразу (3) видно, що коефіцієнт забезпеченості апаратури ЗППом істотно впливає на коефіцієнт готовності апаратури й показує ступінь зменшення його за рахунок ЗППа.

Зміст завдання визначення кількості й номенклатури ЗПП

Як можна визначити, скільки елементів і які саме елементи повинні перебувати в комплекті ЗПП? Спочатку необхідно зрозуміти, **куди вони витрачаються.**

Запасні елементи виключаються із складу ЗПП у *трьох випадках*:

- коли виходить з ладу елемент апаратури, що перебуває у включеному стані;
- коли виходить з ладу елемент апаратури, що перебуває у виключеному стані;
- коли виходить з ладу елемент, що перебуває безпосередньо в ЗПП.

Використаний елемент ЗПП необхідно поповнити (відновити, відремонтувати, одержати з постачального органа).

Для простоти розглянемо **процес забезпечення апаратури одним типом елементів.**

Процес забезпечення апаратури запасними елементами має характер масового обслуговування, тому можна використати математичний апарат теорії масового обслуговування й описати його **математичною моделлю системи масового обслуговування щодо заміни елемента, який відмовив, на справний з комплекту ЗПП:**

1. Потік вимог складається з трьох найпростіших необмежених потоків відмов:

- потоку відмов елементів апаратури, коли вона перебуває у включеному стані (під струмом);
- потоку відмов елементів апаратури, коли вона перебуває у виключеному стані (знеструмленому);
- потоку відмов елементів комплекту ЗППа.

2. Каналами обслуговування є елементи комплекту ЗППа.

3. З появою в апаратурі елемента, що відмовив, і відсутності такого в комплекті ЗППа заявка на обслуговування одержує відмову.

Сформульована математична модель є моделлю системи масового обслуговування з відмовами при необмеженій кількості заявок й обмеженому числі обслуговуючих каналів.

Критерієм оцінки системи є ймовірність відмови в заявці апаратури на заміну елемента, що відмовив, із складу ЗІПа при наявності в ньому n елементів j -го типу.

Тепер сформулюємо задачу процесу забезпечення електроапаратури запасними елементами одного з типів:

- нехай є система обслуговування апаратури запасними елементами, що складається з n елементів комплекту ЗІПа;

- при надходженні заявки від апаратури (коли в апаратурі відмовив елемент i у ньому є потреба) або ЗІПа на запасний елемент заявка негайно задовольняється одним з вільних (справних) елементів ЗІПа. При відсутності такого в комплекті ЗІПа, заявка одержує відмову. Кожен елемент комплекту ЗІПа може одночасно обслуговувати тільки одну заявку;

- час обслуговування однієї вимоги одним елементом ЗІПа підкоряється показовому закону з математичним очікуванням часу обслуговування μ (параметром $\frac{1}{\mu}$) незалежно від того, надійшла заявка від апаратури або від ЗІПа.

- у систему на обслуговування надходить необмежений найпростіший потік заявок, що складається із трьох найпростіших потоків:

1) потоку відмов елементів апаратури, що перебуває у включеному стані, з параметром

$$\Lambda_1 = m \cdot \lambda_1, \quad (4)$$

де m - кількість елементів даного типу в апаратурі; λ_1 — інтенсивність відмов елементів даного типу апаратури при знаходженні їх під струмом;

2) потоку відмов елементів апаратури, що перебуває у виключеному стані з параметром

$$\Lambda_2 = m \cdot \lambda_2, \quad (5)$$

де λ_2 — інтенсивність відмов елементів даного типу апаратури при знаходженні їх у знеструмленому стані;

3) потоку відмов елементів комплекту ЗППа з параметром

$$\Lambda_3 = n \cdot \lambda_3, \quad (6)$$

де λ_3 — інтенсивність відмов елементів даного типу при зберіганні в комплекті ЗППа.

Потрібно встановити зв'язок імовірності відсутності елемента ЗПП при надходженні заявки на заміну елемента, що відмовив:

- з кількістю елементів у ЗППі,
- з параметрами потоку відмов елементів апаратури й ЗППа,
- з параметром потоку відновлення елементів ЗППа.

3. Методика розрахунку кількісного складу комплекту ЗПП

Можна показати, що **рівняння, яке зв'язує ймовірність відсутності справного елемента ЗППа при надходженні заявки на його заміну:**

- з інтенсивностями відмов елементів даного типу в апаратурі λ_1 , λ_2 і самому ЗППі λ_3 ,
- з кількістю даних елементів в апаратурі m і ЗППі n ,
- з інтенсивністю експлуатації апаратури $K_{и}$,
- із середнім часом відновлення елементів ЗППа μ ,

має вигляд

$$P_n(\alpha) = \frac{\alpha^n}{n! \sum_{s=0}^n \frac{\alpha^s}{s!}}, \quad (7)$$

де

$$\alpha = \mu \cdot \{ m \cdot [K_{и} \lambda_1 + (1 - K_{и}) \lambda_2] + n \lambda_3 \}, \quad (8)$$

$$K_{и} = \frac{t_{вкл}}{t_{вкл} + t_{выкл}} \quad (8, a)$$

$K_{и}$ — коефіцієнт використання, $t_{вкл}$, $t_{выкл}$ — сумарний час відповідно включеного й виключеного станів апаратури за великий календарний відрізок часу.

При цьому середній час відновлення елементів ЗППа μ може бути обчислений за виразом

$$\mu = \mu_0 + \bar{t}_{ож} = \mu_0 + \left[\Pi - \frac{1}{\Lambda_c} \left(1 - \frac{\Lambda_c \Pi \cdot e^{-\Lambda_c \Pi}}{1 - e^{-\Lambda_c \Pi}} \right) \right], \quad (9)$$

де μ_0 — середній час відновлення елемента ЗППа в ремонтному органі;

$\bar{t}_{ож}$ — середній час очікування до відправлення елемента ЗППа в ремонтний орган;

Π — період поповнення комплекту ЗППа;

$$\Lambda_c = K_{и} \Lambda_1 + (1 - K_{и}) \Lambda_2 + \Lambda_3 \quad (9a)$$

- узагальнена інтенсивність потоку заявок.

4. Методика визначення номенклатури комплекту ЗПП СЕП

Розглянемо групу зразків електроапаратури, що складається з L виробів. Кожен виріб складається із k груп (типономіналів) елементів по m_j в кожній групі.

Середній час відновлення елементів ЗППа становить:

μ_1 - відновлення елемента одиночного ЗППа в груповому ЗППі;

μ_2 - відновлення елемента групового ЗППа в органі постачання;

$\mu_3 = \mu_1 + \mu_2$ - відновлення елемента одиночного ЗППа в органі постачання;

Екстрений середній час відновлення елементів ЗППа може бути зменшений до відповідно V_1 , V_2 , $V_3 = V_1 + V_2$.

Узагальнений потік заявок від апаратури, що обслуговується одиночним комплектом ЗПП і груповим комплектом ЗПП, становить відповідно Λ_{1j} , Λ_{2j} :

$$\Lambda_{1j} = m_j [K_{и} \lambda_{1j} + (1 - K_{и}) \lambda_{2j}] + n_{1j} \lambda_{3j}, \quad (10)$$

$$\Lambda_{2j} = L \cdot \Lambda_{1j} + n_{2j} \lambda_{3j}, \quad (11)$$

де n_{1j} — кількість елементів j -ї групи в одиночному комплекті ЗПА;

n_{2j} — кількість елементів j -ї групи в груповому комплекті ЗПА.

Потрібно встановити зв'язок середнього часу простою електроапаратури з якісними й кількісними показниками комплекту ЗП.

Можна показати, що **середній час $t_{пj}$ простою електроапаратури через відсутність у ЗПі елементів j -го типу** визначається співвідношеннями

$$t_{пj} = \beta_j P_{n_{2j}}^2(\alpha_{2j}) + \theta_j P_{n_{2j}}(\alpha_{2j}) + \gamma_j, \quad (12)$$

де $P_{n_{2j}}(\alpha_{2j})$ - імовірність відмови груповим комплектом ЗП у заявці на запасний елемент j -го типу; обчислюється за виразом

$$P_{n_{2j}}(\alpha_{2j}) = \frac{\alpha_{2j}^{n_{2j}}}{n_{2j}! \sum_{s=0}^{n_{2j}} \frac{\alpha_{2j}^s}{s!}}, \quad \alpha_{2j} = \mu_{2j} \Lambda_{2j}; \quad (13)$$

β_j - коефіцієнт, що обчислюється за формулою

$$\beta_j = V_{2j} [P_{n_{1j}}(\alpha_{3j}) - P_{n_{1j}}(\alpha_{1j})], \quad (14)$$

V_{2j} - середній час екстреного відновлення елемента групового ЗПА в органі постачання;

$P_{n_{1j}}(\alpha_{3j})$, $P_{n_{1j}}(\alpha_{1j})$ - імовірності відмови одиночним комплектом ЗП у заявці на запасний елемент j -го типу при його відсутності й наявності в груповому комплекті відповідно; обчислюється за виразами

$$P_{n_{1j}}(\alpha_{3j}) = \frac{\alpha_{3j}^{n_{1j}}}{n_{1j}! \sum_{s=0}^{n_{1j}} \frac{\alpha_{3j}^s}{s!}}, \quad \alpha_{3j} = (\mu_{1j} + \mu_{2j}) \Lambda_{1j}; \quad (15)$$

$$P_{n_{1j}}(\alpha_{1j}) = \frac{\alpha_{1j}^{n_{1j}}}{n_{1j}! \sum_{s=0}^{n_{1j}} \frac{\alpha_{1j}^s}{s!}}, \quad \alpha_{1j} = \mu_{1j} \Lambda_1; \quad (16)$$

θ_j - коефіцієнт, що обчислюється за формулою

$$\theta_j = V_{2j} P_{n_{1j}}(\alpha_{1j}) + V_{1j} [P_{n_{1j}}(\alpha_{3j}) - P_{n_{1j}}(\alpha_{1j})], \quad (17)$$

V_{1j} - середній час екстреного відновлення елемента одиночного ЗПА за допомогою групового ЗПА;

γ_j - коефіцієнт, що обчислюється за формулою:

$$\gamma_j = V_{1j} P_{n_{1j}}(\alpha_{1j}). \quad (18)$$

Тоді розрахункові співвідношення щодо визначення середнього часу простою апаратури T_{Π} через відсутність в одиночних і груповому ЗПАх необхідних елементів і щодо визначення коефіцієнта K_3 забезпеченості апаратури запасними елементами мають вигляд:

$$T_{\Pi} = \sum_{j=1}^k q_j \cdot t_{\Pi j} = \sum_{j=1}^k \frac{\Lambda_j}{\sum_{j=1}^k \Lambda_j} \cdot t_{\Pi j} = \sum_{j=1}^k T \cdot \Lambda_j \cdot t_{\Pi j} \quad (19)$$

і

$$K_3 = \frac{T + T'_B}{T + T'_B + T_{\Pi}} \quad (20)$$

Ці співвідношення характеризують комплект ЗПА для електроапаратури як з кількісної, так і з якісної сторони (номенклатура).

**ОСНОВНІ ЗАВДАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ
СЕС. ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПЕРЕСУВНИХ
ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ**

**Експлуатація силових трансформаторів пересувних
трансформаторних підстанцій**

1. Загальна характеристика експлуатації силових трансформаторів

- 1.1. Загальні визначення
- 1.2. Основні положення технічної експлуатації (ПТЕ)

2. Контроль технічного стану трансформаторів

- 2.1. Зовнішній огляд
- 2.2. Перевірка стану ізоляції
 - 2.2.1. *Опір ізоляції*
 - 2.2.2. *Коефіцієнт абсорбції*
 - 2.2.3. *Діелектричні втрати*
- 2.3. Перевірка опору обмоток
- 2.4. Визначення коефіцієнта трансформації
- 2.5. Перевірка групи з'єднання обмоток
 - 2.5.1. *Визначення групи з'єднання обмоток методом фазометра*
 - 2.5.2. *Визначення групи з'єднання обмоток методом двох вольтметрів*
 - 2.5.3. *Визначення групи з'єднання обмоток методом постійного струму*
- 2.6. Дослідження холостого ходу
- 2.7. Дослідження короткого замикання трансформатора
- 2.8. Перевірка перемикаючих пристроїв
- 2.9. Перевірка герметичності трансформатора

3. Паралельна робота трансформаторів

4. Фазування трансформаторів

5. Сушіння трансформаторів

- 5.1. Сушіння за рахунок втрат потужності у власному баку

5.2. Сушіння струмами нульової послідовності

6. Режими роботи силових трансформаторів

6.1. Вмикання і вимикання трансформаторів

6.2. Контроль режимів роботи трансформаторів

7. Профілактичне обслуговування трансформаторів

1. Загальна характеристика експлуатації силових трансформаторів

1.1. Загальні визначення

Трансформатором називається статичний електромагнітний апарат з двома або більше обмотками, призначений для перетворення змінного струму однієї напруги в змінний струм іншої напруги.

За видом охолодження трансформатори підрозділяються на сухі, масляні й трансформатори з заповненням негорючим рідким діелектриком.

Трансформатори, в яких основним ізолюючим середовищем є твердий діелектрик, а охолоджуючим - атмосферне повітря, одержали назву **сухих**. Умовно відкриті сухі трансформатори прийнято позначати літерою С, закриті - літерами СЗ, герметизовані - літерами СГ.

Трансформатори, в яких основним ізолюючим і охолоджуючим середовищем, є трансформаторне масло, **називаються** масляними. При природному охолодженні трансформатори позначають літерою М, масляні трансформатори з дуттям та природною циркуляцією масла - літерою Д, масляні трансформатори з дуттям та примусовою циркуляцією масла - літерами ДЦ.

Трансформатори, заповнені негорючим рідким діелектриком, із природним охолодженням позначаються літерою Н, що проохолоджуються дуттям, - літерами НД.

Літерами позначають і число фаз: для однофазних трансформаторів - О, для трифазних - Т.

Наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) відбивається в назві трансформатора додатковою літерою Н.

Таблиця 1 – Позначення типу трансформаторів

Т	М	Н	2500/35	
Т - трифазний	М - масляний	Н – з регулюванням напруги під навантаженням (РПН)	2500 – номінальна потужність, кВА	35 - вища напруга, кВ

Силові трансформатори **характеризуються** номінальними величинами потужності, напруги, струму й частоти, значення яких зазвичай вказують на заводському щитку.

Номінальною потужністю називається корисна потужність, на яку розрахований трансформатор за умовами нагрівання, тобто потужність вторинної обмотки при повному (номінальному) навантаженні трансформатора при номінальних температурних умовах навколишнього середовища. Ця потужність виражається в кіловольт-амперах (кВА).

Номінальною напругою первинної і вторинної обмоток називається напруга на затискачах цих обмоток у режимі холостого ходу.

Номінальними струмами трансформатора називаються вказані в паспорті значення струмів обмоток, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора.

Номінальні струми трансформатора можуть бути розраховані за відповідними значеннями номінальної потужності та номінальної напруги:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Основними частинами трансформаторів є: осердя, обмотка, бак (для трансформаторів із заповненням) й вивідні ізолятори.

Осердя набирають з листів трансформаторної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм, ізольованих один від одного масляним лаком. Стрижні магнітопроводу стягаються шпильками.

Обмотки, виконані з проводу прямокутного або круглого перерізу, ізолюють кабельним папером і концентрично встановлюють на стрижні магнітопроводу. Обмотки нижчої напруги розміщують близько до стрижня, а

обмотки вищої напруги – над ними. Для поліпшення умов охолодження між обмотками залишають канал шириною 5-8 мм.

Конструкція **бака трансформатора** визначається потужністю та умовами його охолодження. Тому в експлуатації зустрічаються трансформатори, що мають баки з гладкою і ребристою поверхнею з додатковими радіаторами і без них.

Ряд деталей трансформатора розташовують на кришці бака. Основними з них є **вивідні ізолятори вищої і нижчої напруги, маслорозширювач, вихлопна труба, термометр** та т.д. **Маслорозширювач** призначений для компенсації температурної зміни об'єму масла і обмеження площі поверхні масла, що стикається з повітрям. У трубі, що з'єднує маслорозширювач з баком, установлюють газове реле і запірний кран для перекриття маслопроводу.

Для уповільнення старіння масла застосовують **термосифонний фільтр**. Внутрішню порожнину фільтра заповнюють адсорбентом - речовиною, здатною поглинати продукти окислювання масла. У якості адсорбенту використовують силікагель або активований окис алюмінію.

Для обмеження зволоження масла при попаданні вологого повітря, в розширниках установлюють **повітряосушувачі**. Їх встановлюють таким чином, щоб повітря, що засмоктується при зниженні рівня масла, проходило через шар адсорбенту - силікагелю. Для того щоб адсорбент не стикався із зовнішнім повітрям постійно і не воложився без потреби, повітряосушувачі обладнуються гідравлічним затвором, що пропускає повітря тільки в необхідній для «дихання» трансформатора кількості. Для визначення ступеня зволоження адсорбенту його офарблюють у розчині хлористого кобальту. Сухий силікагель має яскраво-блакитний колір. У міру зволоження він стає спочатку бузковим, потім рожевим, а при граничному зволоженні – брудно-білим.

Надійність трансформаторів напругою 6-10 кВ характеризується числом пошкоджень за рік на кожні 500 штук. Дані експлуатації показують, що число пошкоджень таких трансформаторів не перевищує 3%. Такий відносно високий рівень надійності силових трансформаторів можна пояснити, по-перше, відсутністю в них рухомих частин, а по-друге, високою достовірністю

результатів контролю рідких діелектриків.

Приблизний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів такий:

- у головній ізоляції - 7%;
- у поздовжній ізоляції - 60%;
- у перемикачах - 7%;
- у магнітопроводах - 2%;
- у вводах - 7%;
- у відводах - 8%;
- у баках та прокладках - 7%;
- у системах охолодження - 2%.

Таким чином, **найбільш слабким місцем трансформатора є ізоляція.**

1.2. Основні положення технічної експлуатації (ПТЕ)

6.4.1. Вимоги цього підрозділу поширюються на силові трансформатори (автотрансформатори) й масляні реактори споживачів.

6.4.2. Для забезпечення тривалої і надійної експлуатації трансформаторів (реакторів) необхідно забезпечити:

- дотримання допустимих температурних і навантажувальних режимів, рівня напруги;
- дотримання характеристик ізоляції та трансформаторного масла в межах установлених норм;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла тощо.

6.4.3. На дверях трансформаторних пунктів і камер зовні й всередині повинні бути вказані підстанційні номери трансформаторів, а з зовнішнього боку нанесені ще й попереджувальні знаки відповідно до вимог ДНАОП 1.1.10-1.07-01.

На баках трансформаторів і реакторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери.

Трансформатори й реактори зовнішнього встановлення повинні бути пофарбовані у світлі кольори фарбою без металевих добавок, стійкою до атмосферних впливів і впливу масла.

6.4.4. Трансформатори, які вперше вводяться в експлуатацію, за відсутності відповідної вказівки заводу-виробника можуть не підлягати внутрішньому огляду.

Огляд з розкриванням трансформатора необхідний у разі зовнішніх пошкоджень, допущених під час транспортування або зберігання, і таких, що викликають припущення щодо можливості внутрішніх пошкоджень.

6.4.5. Трансформатори (реактори), обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені таким чином, щоб кришка (знімальна частина бака) мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1 %, а маслопровід до розширювача - не менше ніж 2 %. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з повітряною порожниною розширювача.

6.4.6. Під час обслуговування трансформаторів (реакторів) повинні бути забезпечені зручні й безпечні умови для спостереження за рівнем масла, газовим реле, а також для відбору проб масла.

Огляд розташованих на висоті частин (3 м і більше) трансформаторів IV габариту і вище, що перебувають в експлуатації, здійснюють із стаціонарних драбин з урахуванням вимог ПБЕЕ.

Організацію роботи на трансформаторах (реакторах) необхідно проводити з урахуванням вимог НАПБ А 01.001-2004 та пунктів 5.7.19, 5.7.21 цих Правил.

6.4.7. Рівень масла в розширювачі трансформатора (реактора), який не працює, повинен бути на позначці, що відповідає температурі масла трансформатора (реактора) на даний момент.

Персонал, який обслуговує трансформатори, повинен вести спостереження за температурою верхніх шарів масла за термосигналізаторами і термометрами, якими оснащуються трансформатори з розширювачем, а також за показаннями мановакуумметрів у герметичних трансформаторах, для яких у

разі підвищення тиску в баку понад 50 кПа ($0,5 \text{ кгс/см}^2$) навантаження трансформатора повинно бути знижене.

6.4.8. Трансформаторні установки, реактори оснащуються протипожежними засобами відповідно до вимог ПУЕ. Стационарні засоби пожежогасіння повинні бути у справному стані і підлягати перевіркам згідно із затвердженим графіком.

6.4.9. За наявності під трансформатором маслоприймальних пристроїв дренаж від них і масловоди та маслосбірники необхідно утримувати у справному стані відповідно до вимог ПУЕ.

Споживач, який має на балансі й самостійно обслуговує маслоналивне обладнання, повинен зберігати незнижувальний запас ізоляційного масла в обсязі не менше 110 % місткості найбільшого маслоналивного апарата.

6.4.10. Експлуатація трансформаторів (реакторів) з примусовим охолодженням без увімкнених в роботу пристроїв сигналізації про припинення циркуляції масла, охолоджувальної води або зупинки вентиляторів дуття не допускається.

Для трансформаторів з примусовим охолодженням дозволяються аварійні режими роботи з припиненням циркуляції масла чи води або в разі зупинки вентиляторів дуття. Тривалість указаних режимів установлюється виробничими інструкціями відповідно до результатів випробування чи заводських даних.

6.4.11. Для масловодяного охолодження трансформаторів тиск масла в маслоохолодниках повинен перевищувати тиск циркулювальної в них води не менше ніж на $0,1 \text{ кгс/см}^2$ (10 кПа) при мінімальному рівні масла в розширнику трансформатора.

Система циркуляції води повинна бути ввімкнена після вмикання робочих маслопомп за температури верхніх шарів масла не нижчій ніж 15°C і вимкнена в разі зниження температури масла до 10°C , якщо інше не обумовлено в документації заводу-виробника.

Мають бути передбачені заходи для запобігання заморожуванню маслоохолодників, pomp і водяних магістралей.

6.4.12. При номінальному навантаженні трансформатора температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати (якщо в інструкціях заводів-виробників не обумовлені інші температури):

- у трансформаторів із системою охолодження ДЦ (примусова циркуляція повітря і масла) - 75° С;

- у трансформаторів із системами охолодження М (природна циркуляція повітря і масла) і Д (примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла) - 95° С;

- у трансформаторів із системою охолодження Ц (примусова циркуляція води і масла) температура масла на вході до маслоохолодника повинна бути не вище ніж 70° С.

6.4.13. На трансформаторах з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла (система охолодження Д) електродвигуни вентиляторів повинні автоматично вмикатися у разі досягнення температури масла 55° С або номінального навантаження незалежно від температури масла і вимикатися у разі зниження температури масла до 45 - 50° С, якщо при цьому струм навантаження менший від номінального.

Умови роботи трансформаторів із вимкненим дуттям повинні бути визначені інструкцією заводу-виробника.

6.4.14. На трансформаторах і реакторах із системами охолодження ДЦ та Ц пристрої охолодження повинні автоматично вмикатися (вимикатися) одночасно з вмиканням (вимиканням) трансформатора (реактора). Примусова циркуляція масла й води повинна бути безперервною незалежно від навантаження. Порядок увімкнення (вимкнення) систем охолодження повинен бути визначений інструкцією заводу-виробника.

Увімкнення трансформаторів на номінальне навантаження допускається:

- із системами охолодження М і Д - за будь-якої мінусової температури повітря;

- із системами охолодження ДЦ і Ц - за температури повітря не нижчої ніж мінус 25° С. У разі більш низьких температур трансформатор повинен бути

попередньо прогрітій увімкненням на навантаження близько 0,5 номінального без запуску системи циркуляції масла. Система циркуляції масла повинна бути ввімкнена після того, як температура верхніх шарів масла досягне мінус 25° С.

В аварійних умовах допускається увімкнення трансформаторів на повне навантаження незалежно від температури навколишнього повітря.

6.4.15. Для кожної електроустановки залежно від графіка навантаження, з урахуванням надійності живлення споживачів і мінімальних втрат енергії, повинна бути визначена кількість трансформаторів, які працюють одночасно.

У розподільних електромережах напругою до 15 кВ включно повинні бути організовані вимірювання навантажень і напруги трансформаторів не рідше ніж два рази в перший рік експлуатації (у період максимальних і мінімальних навантажень), а надалі - за необхідності. Термін і періодичність вимірювань установлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

6.4.16. Працівники, які обслуговують трансформатори, обладнані перемикачем коефіцієнтів трансформації без збудження (далі - ПБЗ), повинні не менше ніж два рази на рік, перед настанням зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, перевірити правильність установлення коефіцієнта трансформації.

6.4.17. Пристрої регулювання напруги під навантаженням (далі - РПН) трансформаторів повинні бути в роботі і, як правило, з автоматичним керуванням. За рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, допускається встановлення неавтоматичного режиму регулювання напруги шляхом дистанційного перемикання РПН з пульта керування, якщо коливання напруги в мережі є в межах, що задовольняють вимоги споживачів електроенергії. Під час перемикань РПН перебування персоналу поблизу трансформатора забороняється. Огляд трансформаторів виконують відповідно до інструкцій з їх експлуатації.

Перемикання пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, уручну з місця (рукояткою, кнопками чи ключами приводу РПН) заборонене.

6.4.18. Перемикальні пристрої РПН трансформаторів дозволено вмикати в роботу за температури верхніх шарів масла мінус 20° С і вище для заглибних резисторних пристроїв РПН і температури навколишнього повітря мінус 45° С і вищої для перемикальних пристроїв з контактором, розташованим на опорному ізоляторі поза баком трансформатора та обладнаним пристроєм підігріву.

Експлуатація пристроїв РПН повинна бути організована відповідно до вимог інструкцій заводів-виробників. Кількість перемикачів, зафіксованих лічильником, установленим на приводі, необхідно реєструвати в експлуатаційній документації не рідше ніж один раз на місяць.

6.4.19. Під час роботи з перевантаженням трансформатора, що має пристрій РПН, здійснювати перемикання відгалужень не допускається, якщо струм навантаження перевищує номінальний струм перемикального пристрою.

6.4.20. Для масляних трансформаторів і трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускається тривале перевантаження однієї чи двох обмоток струмом, що перевищує номінальний струм відгалуження на 5 %, якщо напруга на жодній з обмоток не перевищує номінальної напруги відповідного відгалуження. В автотрансформаторі струм у загальній обмотці повинен бути не більшим від найбільшого тривалого допустимого струму цієї обмотки.

Тривало допустимі перевантаження сухих трансформаторів установлені в стандартах і технічних умовах конкретних груп і типів трансформаторів.

Для масляних і сухих трансформаторів, а також трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускають систематичні перевантаження, значення і тривалість яких регламентуються інструкціями заводів-виробників.

6.4.21. В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів понад номінальний струм для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентована стандартами ДСТУ 3463-96 та ДСТУ 2767-94.

Якщо інше не визначено інструкціями заводів-виробників, допускається короткочасне перевантаження трансформаторів для всіх систем охолодження

незалежно від тривалості і значення попереднього навантаження і температури охолоджувального середовища в межах, наведених у табл. 6.2.

6.4.22. Для трансформаторів з охолодженням Д під час аварійного вимкнення всіх вентиляторів допускається робота з номінальним навантаженням залежно від температури навколишнього повітря протягом часу, вказаного в табл. 6.3.

Таблиця 6.2.

N	Показник	Допустимі перевантаження				
1	2	3				
1	Трансформатори масляні:					
	перевантаження струмом, %	30	45	60	75	140
	тривалість перевантаження, хв.	120	80	45	20	10
2	Трансформатори сухі:					
	перевантаження струмом, %	20	30	40	50	60
	тривалість перевантаження, хв.	60	45	32	18	5

Таблиця 6.3.

	Показник	Допустима тривалість роботи для температур повітря					
1	Температура навколишнього повітря, °С	-15	-10	0	+10	+20	+30
2	Допустима тривалість роботи, год	60	40	16	10	6	4

Для трансформаторів з охолодженням ДЦ у разі повної відмови системи охолодження допускається робота з номінальним навантаженням протягом 10 хв. або режим неробочого ходу протягом 30 хв. Якщо після зазначеного часу температура верхніх шарів масла не досягла 75° С, то допускається подальша робота з номінальним навантаженням до досягнення зазначеної температури, але не більше ніж 1 год. з моменту відмови системи охолодження.

Для трансформаторів з охолодженням Д у разі вимкнення електродвигунів вентиляторів допускається тривале навантаження, яке становить не більше 50 % від номінальної потужності трансформатора.

6.4.23. Уведення в експлуатацію трансформатора (реактора) необхідно здійснювати відповідно до інструкції заводу-виробника. Увімкнення в мережу трансформатора (реактора) можна здійснювати як поштовхом на повну (номінальну) напругу, так і підйомом напруги з нуля.

6.4.24. Допускається тривала робота трансформаторів (за потужності не більше номінальної) у разі підвищення напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10 % вище номінальної напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці трансформатора не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу для даного класу напруги.

Допускається короткочасне перевищення напруги відповідно до інструкції заводу-виробника.

6.4.25. Нейтралі обмоток трансформаторів (реакторів) на напругу 110 кВ і вище, які мають неповну ізоляцію з боку нейтралі, повинні працювати в режимі глухого заземлення.

Трансформатори 110 кВ, 150 кВ з випробувальною напругою нейтралі відповідно 100 кВ та 150 кВ можуть працювати з розземленою нейтраллю за умови її захисту розрядником або обмежувачем перенапруг. У разі обґрунтування розрахунками допускають роботу з розземленою нейтраллю трансформаторів 110 кВ з випробувальною напругою нейтралі 85 кВ, захищеною розрядником або обмежувачем перенапруг.

6.4.26. У разі автоматичного вимкнення трансформатора (реактора) дією захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатор (реактор) можна вмикати в роботу лише після проведення огляду, випробувань, аналізу масла, газу і усунення виявлених дефектів (пошкоджень).

У разі вимкнення трансформатора (реактора) від захистів, які не пов'язані з його внутрішнім пошкодженням, він може бути ввімкнений знову без перевірок.

6.4.27. У разі спрацювання газового реле на сигнал потрібно провести зовнішній огляд трансформатора (реактора) й взяти газ з реле для аналізу і перевірки на горючість.

Для забезпечення безпеки персоналу під час відбору газу з газового реле і виявлення причини його спрацювання трансформатор (реактор) повинен бути розвантажений і вимкнений в найкоротший термін.

Якщо газ у реле негорючий і відсутні видимі ознаки пошкодження трансформатора (реактора), він може бути ввімкнений в роботу до з'ясування причини спрацювання газового реле на сигнал. Тривалість роботи трансформатора (реактора) в цьому разі встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

За результатами аналізу газу з газового реле, аналізу масла, інших вимірювань (випробувань) необхідно встановити причину спрацювання газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора (реактора) і можливість його нормальної експлуатації.

6.4.28. За потреби вимкнення роз'єднувачем (відокремлювачем) струму неробочого ходу ненавантаженого трансформатора, обладнаного пристроєм РПН, після зняття навантаження на боці споживача перемикальний пристрій повинен бути встановлений в положення, що відповідає номінальній напрузі.

6.4.29. Резервні трансформатори слід тримати в стані постійної готовності до ввімкнення в роботу.

6.4.30. Допускається паралельна робота трансформаторів (автотрансформаторів) за умови, що жодна з обмоток не буде навантажена струмом, який перевищує допустимий струм для даної обмотки.

Паралельна робота трансформаторів дозволяється за таких умов:

- групи з'єднань обмоток однакові;
- співвідношення потужностей трансформаторів не більше ніж 1:3;
- коефіцієнти трансформації відрізняються не більше ніж на $\pm 0,5$ %;
- напруги короткого замикання відрізняються не більше ніж на ± 10 %;
- проведено фазування трансформаторів.

Для вирівнювання навантаження між паралельно працюючими трансформаторами з різними напругами короткого замикання допускається в невеликих межах змінювати коефіцієнт трансформації шляхом перемикання відгалужень за умови, що жоден з трансформаторів не буде перевантажений.

6.4.31. Огляд трансформаторів (без їхнього вимкнення) проводять у такі терміни:

- в електроустановках з постійним чергуванням персоналу - один раз на добу;
- в електроустановках без постійного чергування персоналу - не рідше одного разу на місяць, а в трансформаторних пунктах - не рідше одного разу на шість місяців.

Залежно від місцевих умов, конструкції і стану трансформаторів указані терміни оглядів трансформаторів без вимкнення можуть бути змінені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Позачергові огляди трансформаторів проводять:

- за різкої зміни температури зовнішнього повітря;
- у разі вимкнення трансформатора дією газового чи диференціального захисту.

Під час огляду трансформаторів повинні бути перевірені:

- показання термометрів та мановакуумметрів;
- стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику згідно з його температурним показником, а також наявність масла в маслonaповнених уводах;
- стан маслоохолоджувальних і маслосбірних пристроїв, а також ізоляторів;
- стан ошиновки і кабелів, відсутність нагріву контактних з'єднань;
- справність пристроїв сигналізації та пробивних запобіжників;
- стан мережі заземлення;
- стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологопоглинальних патронів;

- стан трансформаторного приміщення.

6.4.32. Трансформатор (реактор) повинен бути аварійно виведений з роботи в разі виявлення:

- сильного нерівномірного шуму і потрiскування всередині трансформатора;

- перевищення нормованих температур нагрівання трансформатора за нормального навантаження й охолодження;

- викиду масла з розширника чи розриву діафрагми вихлопної труби;

- течі масла з пониженням його рівня нижче рівня маслопоказчика.

Трансформатори виводять з роботи також у разі потреби негайної заміни масла за результатами лабораторних аналізів.

6.4.33. Трансформатори з масою масла понад 1000 кг і реактори необхідно експлуатувати із системою безперервної регенерації масла в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно періодично замінювати сорбент у фільтрах згідно з типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів.

Масло в розширнику трансформаторів (реакторів), а також у баці або розширнику пристрою РПН повинно бути захищено від безпосереднього контакту з навколишнім повітрям.

У трансформаторах і реакторах, обладнаних спеціальними пристроями, які запобігають зволоженню масла, ці пристрої повинні бути постійно ввімкнені незалежно від режиму роботи трансформатора (реактора). Експлуатація зазначених пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції заводу-виробника.

Масло негерметичних маслonaповнених введiв повинно бути захищено від зволоження.

6.4.34. Поточні ремонти трансформаторів (реакторів) повинні бути проведені залежно від їх стану і в разі потреби. Періодичність поточних ремонтів установлює особа, відповідальна за електрогосподарство. Ремонт необхідно виконувати згідно із затвердженими графіком і обсягами.

6.4.35. Капітальні ремонти треба проводити:

- трансформаторів напругою 110 кВ і вище, потужністю 125 МВА і більше - не пізніше ніж через 12 років після введення в експлуатацію з урахуванням результатів профілактичних випробувань, а надалі - у разі потреби залежно від результатів випробувань і їх стану;
- інших трансформаторів - залежно від результатів випробувань і їх стану.

Э2.4.3. Для забезпечення тривалої надійної експлуатації трансформаторів необхідно:

- дотримання температурних і навантажувальних режимів, рівнів напруги;
- строге дотримання норм на якість й ізолюючі властивості масла;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла й ін.

Э2.4.4. На баках трифазних трансформаторів повинні бути зроблені написи, що вказують потужність і порядкові підстанційні номери трансформаторів.

Э2.4.5. На дверях трансформаторних пунктів і камер укріплюються попереджуючі плакати встановленого зразка й форми. Двері замикаються на замок.

Э2.4.9. На всіх маслонаповнених трансформаторах, обладнаних розширником, встановлюють термометри для вимірювання температури масла.

Э2.4.12. Для кожної електроустановки залежно від графіка навантаження з урахуванням надійності живлення споживачів визначають кількість одночасно працюючих трансформаторів.

У розподільних електромережах напругою 20 кВ включно проводять **вимірювання навантажень і напруг трансформаторів** не рідше 2 разів на рік – у період максимальних і мінімальних навантажень.

Э2.4.13. Рівень масла в розширнику непрацюючого трансформатора

повинен бути не нижче контрольних рисок, що відповідають рівням масла в трансформаторі при температурі навколишнього середовища мінус 45, плюс 15, плюс. 40 °С за ДСТ 11677—75.

Э2.4.16. При номінальному навантаженні у трансформаторів із системами охолодження М температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати 95 °С.

Э2.4.17. Персонал, який обслуговує трансформатори, обладнані перемикачем коефіцієнтів трансформації ПБВ (перемикач без збудження), повинен *не менше 2 разів у рік* перед настанням зимового максимуму й літнього мінімуму навантаження **перевірити правильність установки коефіцієнта трансформації.**

Э2.4.20. В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів понад номінальний струм при всіх системах охолодження незалежно від тривалості й значення попереднього навантаження й температури охолодного середовища в наступних межах (табл. 2):

Таблиця 2 – Короткочасне перевантаження трансформаторів

Масляні трансформатори					
Перевантаження за струмом, %	30	45	60	75	100
Тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
Сухі трансформатори					
Перевантаження за струмом, %	20	30	40	50	60
Тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

Допускається перевантаження масляних трансформаторів понад номінальний струм до 40 % загальною тривалістю не більше 6 год на добу протягом 5 діб підряд за умови, що коефіцієнт початкового навантаження не перевищує 0,93 (при цьому повинні бути використані повністю всі пристрої охолодження трансформатора).

Э2.4.27. Вмикання в мережу трансформатора виконують, як правило, поштовхом на повну напругу.

Э2.4.34. Паралельна робота трансформатора допускається при наступних умовах:

- а) групи з'єднань однакові, а співвідношення між потужностями не більше 1:3;
- б) коефіцієнти трансформації рівні або розрізняються не більше ніж на $\pm 0,5\%$;
- в) напруги короткого замикання розрізняються не більше ніж на $\pm 10\%$ середнього арифметичного значення напруги короткого замикання трансформаторів, що включають на паралельну роботу.

Перед включенням трансформаторів виконують їх фазування.

Э2.4.37 Огляд трансформаторів (без їхнього відключення) проводиться в наступний термін:

- а) в електроустановках з постійним черговим персоналом - *1 раз на добу*;
- б) в установках без постійного чергового персоналу - не рідше *1 разу на місяць*, а на трансформаторних пунктах - не рідше *1 разу на 6 місяців*.

Позачергові огляди трансформаторів проводять:

- а) при різкій зміні температури зовнішнього повітря;
- б) при кожному відключенні трансформатора дією газового або диференціального захисту.

При огляді трансформаторів **повинні бути перевірені:**

- а) показання термометрів;
- б) стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику температурній позначці;
- в) стан маслоохолоджуючих і маслосбірних пристроїв, а також ізоляторів;
- г) стан ошинування кабелів, відсутність нагрівання контактних з'єднань;
- д) справність пристроїв сигналізації й пробивних запобіжників;
- е) стан мережі заземлення;
- ж) стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологовбирних патронів;

з) стан трансформаторного приміщення.

Э2.4.38. **Поточні ремонти трансформаторів (без РПН)** з відключенням проводять:

а) трансформаторів центральних розподільних підстанцій - *не рідше 1 разу на 2 роки*;

б) трансформаторів, установлених у місцях посиленого забруднення - *за місцевими інструкціями*;

в) всіх інших трансформаторів - у міру необхідності, але *не рідше 1 разу на 4 роки*.

Поточні ремонти трансформаторів РПН виконують *щорічно*.

Э2.4.39. **Капітальні ремонти** трансформаторів проводяться за результатами їхніх випробувань і стану.

Э2.4.40. **Виведення трансформаторів з роботи** необхідне при виявленні:

а) сильного нерівномірного шуму й потріскування усередині трансформатора;

б) ненормального й постійно зростаючого нагрівання трансформатора при нормальних навантаженні й охолодженні;

в) викиду масла з розширника або розриву діафрагм вихлопної труби;

г) течі масла зі зниженням його рівня нижче рівня масломірного скла.

Трансформатори виводять з роботи також при необхідності негайної заміни масла за результатами лабораторних аналізів.

2. Контроль технічного стану трансформаторів

2.1. Зовнішній огляд

При огляді трансформаторів **повинні бути перевірені:**

а) показання термометрів;

б) стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику температурній позначці;

в) стан маслоохолоджуючих і маслосбірних пристроїв, а також ізоляторів;

- г) стан ошинування кабелів, відсутність нагрівання контактних з'єднань;
- д) справність пристроїв сигналізації й пробивних запобіжників;
- е) стан мережі заземлення;
- ж) стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологовбирних патронів;
- з) стан трансформаторного приміщення.

2.2. Перевірка стану ізоляції

Внутрішня ізоляція трансформаторів являє собою складне сполучення твердих (папір, картон, кіперна стрічка) і рідких діелектриків, зміна фізико-хімічних властивостей яких у процесі експлуатації відбувається неоднаково. Тому для своєчасного виявлення погіршення стану окремих елементів ізоляції проводять комплекс вимірювань, за результатами яких й робиться остаточна їх оцінка.

2.2.1. Опір ізоляції

Опір ізоляції обмоток силових трансформаторів вимірюють за схемами, наведеними у табл. 3.

Таблиця 3 - Схема вимірювання характеристик ізоляції трансформаторів

Двохобмоточні трансформатори		Триобмоточні трансформатори	
Обмотки, на яких здійснюють вимірювання	заземлюються частини трансформатора	Обмотки, на яких здійснюють вимірювання	заземлюються частини трансформатора
НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
ВН	Бак, НН	СН	Бак, ВН, НН
ВН+НН	Бак	ВН	Бак, НН, СН
		ВН+СН	Бак, НН
		ВН+СН+НН	Бак

Вимірювання виконують мегомметром напругою 2500 В з верхньою межею вимірювання не менше 10 000 Мом. Відлік показання здійснюється через 15 і 60 с після подавання напруги до випробуваної ізоляції. Для трансформаторів напругою до 35 кВ, що знов вводяться, залитих маслом, значення опору ізоляції повинно бути не нижче значень, зазначених у табл. 4.

Таблиця 4 - Найменші припустимі значення опору ізоляції R_{60} обмоток трансформатора в маслі, МОм

Потужність трансформатора	Температура обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 кВА включно	450	300	200	130	90	60	40

Для перерахунку значення обмірюваного опору ізоляції до стандартних умов використовують коефіцієнти перерахунку K_2 , наведені в табл. 5.

Таблиця 5- Коефіцієнт перерахунку опору K_2

Різниця температур, $\Delta\vartheta$, °С	1	2	3	4	5	10	15	20	30	40
Коефіцієнт перерахунку опору, K_2 ,	1,04	1,08	1,13	1,17	1,23	1,5	1,84	2,25	3,4	5,1

Для сухих силових трансформаторів опір R_{60} при температурі 20-30°С повинний бути не нижче значень, указаних у табл. 6.

Таблиця 6 - Найменші припустимі значення опорів ізоляції R_{60} обмоток сухих силових трансформаторів

Номинальна напруга трансформаторів, кВ	Опір ізоляції, МОм
До 1	100
1 – 6	300
Більше 6	500

В умовах експлуатації опір ізоляції R_{60} не нормується, але повинен враховуватися при комплексному розгляді результатів випробувань.

2.2.2. Коефіцієнт абсорбції

У тому випадку, якщо опір ізоляції нижче приведених норм або його значення знизилося більш ніж на 30% у порівнянні із заводськими даними і є

підозра щодо зволоження ізоляції трансформатора, визначають коефіцієнт абсорбції:

$$R_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}},$$

де R_{15} - значення опору ізоляції, відлічене через 15 с після подачі напруги;

R_{60} - значення опору ізоляції, відлічене через 60 с.

Мінімально припустимі значення коефіцієнта абсорбції для трансформатора потужністю менше 10000 кВА і напругою до 35 кВ включно при температурі 10-30⁰С повинні бути не менше 1,3. У трансформаторів, зволжених або з дефектом ізоляції, це відношення наближається до 1,0. У цьому разі необхідно провести додаткове випробування ємнісними методами і вимірювання $\text{tg}\delta$.

2.2.3. Діелектричні втрати

Вимірювання діелектричних утрат ($\text{tg}\delta$) виконують в тій же послідовності й за тими ж схемами, що й при вимірюванні опору ізоляції (таблиця 7). Вимірювання здійснюють мостами типу МД-16, Р-595 за переверненою схемою. Схема зовнішніх з'єднань подана на рис. 1. Всі виводи обмоток, що не беруть участі у вимірюваннях, замикають накоротко і з'єднують з корпусом трансформатора. Схема подавання випробувальної напруги ідентична схемі випробування електроустановок підвищеною напругою.

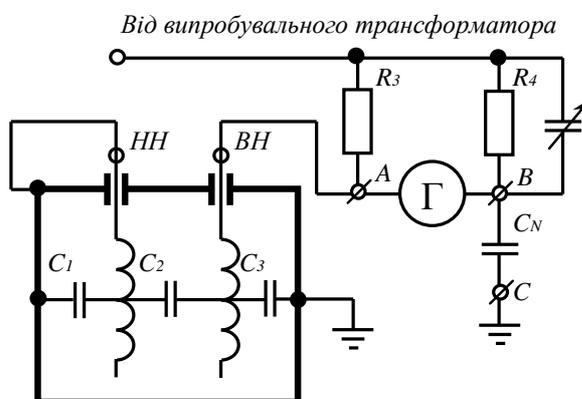


Рис. 1 – Схема вимірювання діелектричних втрат в ізоляції трансформаторів

Для трансформаторів, залитих мастилом, напругою до 35 кВ включно, значення $\text{tg}\delta$, виміряне при контролі і приведене до температури вимірювання на заводі, повинно бути не вище значень, указаних у табл. 7.

Таблиця 7 - Найбільші припустимі значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток у мастилі

Температура, $\vartheta^{\circ}\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
$\text{tg}\delta$	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0

2.3. Перевірка опору обмоток

Контроль опору обмоток постійного струму проводять для виявлення дефектів в електричній частині трансформатора. До таких дефектів **належать**:

- недоброякісне паяння обмотки;
- недоброякісне паяння в приєднанні відводів;
- погіршення стану контактів перемикаючого пристрою;
- обриви окремих проводів в обмотках, виконаних із декількох паралельних проводів, та т.п.

При контролі вимірюють лінійні опори на всіх відгалуженнях фазних обмоток. Якість приєднання нульового проводу перевіряється вимірюванням одного з фазних опорів.

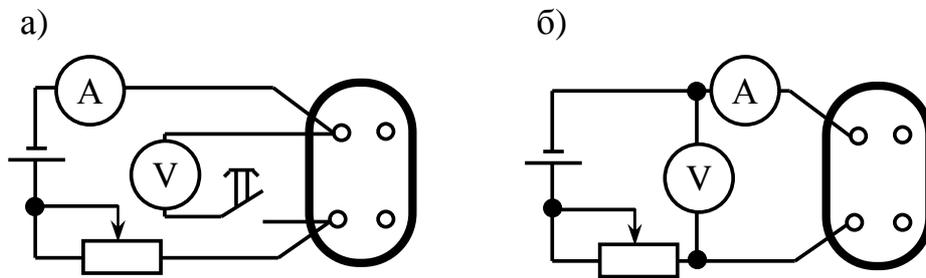
Вимірювання опору засновано на законі Ома:

$$R = \frac{\Delta U}{I}.$$

тобто за даними вимірювання падіння напруги на обмотці та величини струму, що протікає по ній. Вимірювання зазвичай проводиться за методом амперметра-вольтметра (рис. 2).

Щоб уникнути нагрівання обмотки і внесення помилок у результати вимірювання, струм при вимірюваннях не повинен перевищувати 20% значення номінального струму обмотки. У якості джерела живлення застосовують акумуляторні батареї, напруга яких зазвичай не перевищує 15 В. При

підключенні батареї на обмотку необхідне значення струму встановлюється не відразу, а залежно від величини індуктивності за час 20-60 с та більше. Якщо показання мілівольтметра нестійкі, то при вимірюваннях обмотку сусідньої фази слід закортити.



**Рис. 2 – Схема вимірювання опору обмоток трансформатора постійному струму:
а - малі опори, б - великі опори**

Для вимірювання падіння напруги застосовуються прилади магнітоелектричної системи класу точності 0,2-0,5. При цьому використовуються вольтметри з межами вимірювання від 45 мВ до 3 В і амперметри з межею вимірювання до 30 А.

Опір сполучних проводів, що приєднуються до мілівольтметра, не повинен перевищувати 0,5% опору обмотки. Приєднання цих проводів до виводів трансформатора повинно робитися роздільно від проводів струмового кола.

При вимірюваннях повинен дотримуватися певний порядок операцій. Так, **вольтметр під'єднують до схеми вимірювання тільки при сталому значенні струму, а відключення його - до відключення струму.** Невиконання такої послідовності може привести до пошкодження вольтметра.

Вимірюване значення лінійного опору можна перерахувати за формулами: для обмоток, з'єднаних зіркою

$$R_{\phi} = \frac{R_{\text{вимір}}}{2},$$

а для випадку з'єднання обмоток трикутником

$$R_{\phi} = \frac{3}{2} R_{\text{вимір}},$$

де R_{ϕ} - фазний опір;

$R_{\text{изм}}$ - обмірюваний опір між лінійними виводами.

Результати вимірювань вважаються задовільними, якщо фазні значення опорів однієї тієї ж обмотки відрізняються один від одного не більш ніж на 2%. У тих випадках, коли потрібна підвищена точність вимірювання опору, застосовують мости постійного струму з вбудованими гальванометрами типу Р-333. Мости дозволяють проводити вимірювання опору від 10^{-6} до 10^6 Ом.

2.4. Визначення коефіцієнта трансформації

Під коефіцієнтом трансформації розуміють відношення ЕРС, що наводяться у первинній та вторинній обмотках трансформатора основним магнітним потоком:

$$n = \frac{E_1}{E_2} = \frac{\pi\sqrt{2}f\omega_1\Phi_T}{\pi\sqrt{2}f\omega_2\Phi_T} = \frac{\omega_1}{\omega_2},$$

де ω_1 і ω_2 - число витків обмоток вищої та нижчої напруг відповідно.

При холостому ході трансформатора $E_1 \approx U_1$ та $E_2 \approx U_2$. Отже коефіцієнт трансформації можна подати у вигляді

$$n_T = \frac{E_1}{E_2} \approx \frac{U_1}{U_2}.$$

Приведені співвідношення справедливі для однофазних трансформаторів і для фазних коефіцієнтів трифазних трансформаторів. При вимірюванні ж лінійних коефіцієнтів трансформації ці співвідношення справедливі тільки при однакових з'єднаннях обмоток (Y/Y, Δ/Δ). Для інших сполучень з'єднання обмоток приведені рівності мають такий вигляд:

- для з'єднання за схемою зірка-трикутник

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}U_{1\phi}}{U_{2\phi}} = \sqrt{3} \frac{\omega_1}{\omega_2};$$

- для з'єднання за схемою трикутник-зірка

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{U_{1\phi}}{\sqrt{3}U_{2\phi}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\omega_1}{\omega_2}.$$

Для визначення коефіцієнта трансформації використовують метод двох вольтметрів, компенсаційний метод і метод зразкового трансформатора (диференціальний).

Принципова схема вимірювання коефіцієнта трансформації **методом двох вольтметрів** подана на рис. 3. Напруга при вимірюваннях підводиться до виводів обмотки вищої напруги. Величина напруги може бути довільною, але уникнути вимірювання на нелінійній ділянці кривої намагнічування, його величина мусить бути не менше $0,01 U_H$. Звичайно коефіцієнт трансформації визначають при напрузі, рівній $(0,02-0,1) U_H$ обмоток вищої напруги.

Для вимірювання коефіцієнта трансформації трифазних трансформаторів на виводи вищої напруги подають симетричну напругу від трифазної мережі змінного струму (рис. 4).

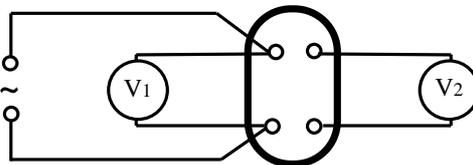


Рис. 3 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації

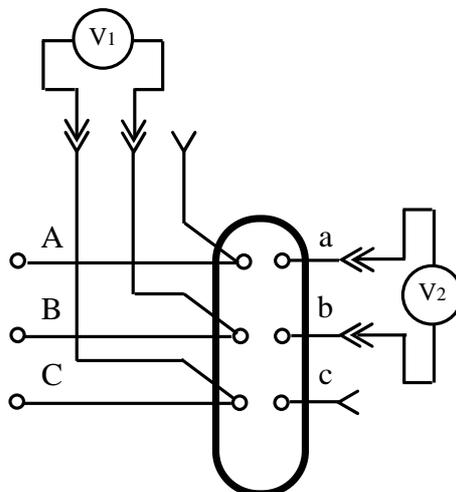


Рис. 4 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації трифазних трансформаторів

Коефіцієнт трансформації визначають як

$$n_{AB} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}; \quad n_{BC} = \frac{U_{BC}}{U_{bc}}; \quad n_{CA} = \frac{U_{CA}}{U_{ca}}.$$

Вимірювання проводять для усіх фаз і на всіх відгалуженнях обмотки.

Середнє значення коефіцієнта трансформації

$$n_T = \frac{n_{AB} + n_{BC} + n_{CA}}{3}.$$

Обмірюваний коефіцієнт трансформації однієї фази не повинен відрізнятися більш ніж на 2% від коефіцієнтів трансформації, отриманих на цьому ж відгалуженні для інших фаз і від величини, наведеної в паспорті трансформатора.

2.5. Перевірка групи з'єднання обмоток

Групою з'єднання умовно називають зсув фаз між ЕРС первинних і вторинних обмоток. У трифазних трансформаторах група з'єднань визначається як зсув фаз між лінійними напругами. Через те, що цей зсув може змінюватися від 0 до 360°, а кратність зсуву складає 30°, то для позначення групи з'єднань вибирають ряд чисел від 0 до 11, у якому кожна одиниця відповідає куту зсуву 30°.

Група з'єднання обмоток трансформаторів має велике значення при вмиканні їх на паралельну роботу, оскільки при вмиканні трансформаторів різних груп з'являються зрівняльні струми, що на багато разів переважають номінальні.

Перевірку групи з'єднання може робити методом фазометра, методом двох вольтметрів, методом постійного струму.

2.5.1. Визначення групи з'єднання обмоток методом фазометра

Визначення групи з'єднання обмоток фазометром проводять за схемою (рис. 5).

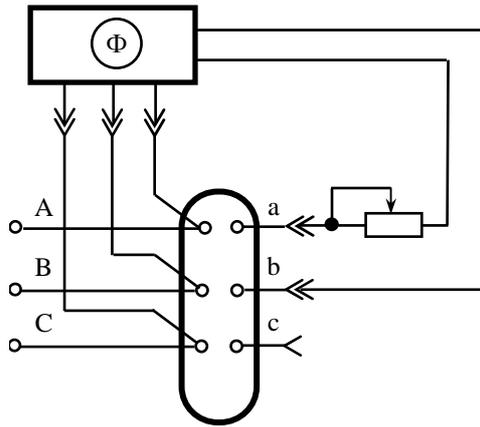


Рис. 5 – Схема визначення групи з'єднання трансформаторів за допомогою фазометра.

Струмову обмотку однофазного фазометра підключають через реостат до виводів однієї з обмоток, а обмотку напруги - до однойменних виводів іншої обмотки випробуваного трансформатора. До цієї ж обмотки подають змінну напругу, достатню для роботи фазометра, що показує кут зсуву між векторами напруг обмоток

При визначенні групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів роблять не менше двох вимірювань для різних пар лінійних виводів.

2.5.2. Визначення групи з'єднання обмоток методом двох вольтметрів

Визначення групи з'єднання цим методом роблять за схемами (рис. 6).

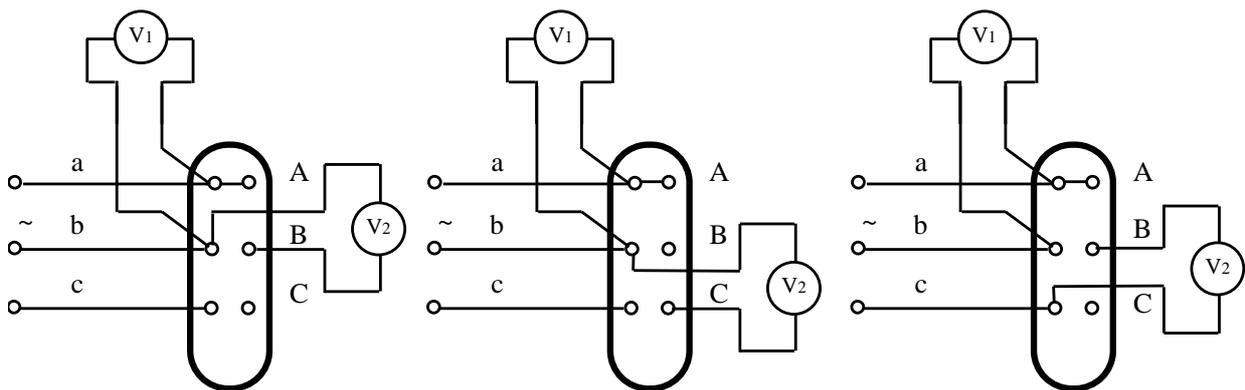


Рис. 6 - Схема визначення групи з'єднання обмоток трансформатора методом двох вольтметрів

При визначенні виводи «А» і «а» випробуваного трансформатора з'єднують разом. До однієї з обмоток (наприклад, ав) випробуваного трансформатора підводять змінну напругу порядку 220 В. Вимірювання

виконують між виводами в—В, в—С та с—В при випробуваннях трифазних трансформаторів і виводами х—Х при випробуванні однофазних трансформаторів.

Виміряну напругу порівнюють з відповідними розрахунковими напругами, обчисленими за формулами, приведеними у спеціальних таблицях. У табл. 8 для прикладу наведені розрахункові формули для нульової та одинадцятої груп.

У таблиці $8 U_{HH}$ - лінійна напруга на виводах обмотки нижчої напруги, а p - лінійний коефіцієнт трансформації.

Якщо обмірювані й розрахункові значення зазначених напруг відповідно рівні (у межах допуску на коефіцієнти трансформації та точності вимірювань), то групу вважають правильною.

Таблиця 8 – Розрахункові формули для визначення груп з'єднання обмоток трансформаторів

Група	U_{b-B}	U_{v-C}	U_{c-B}	Можливі з'єднання
0	$U_{HH}(n-1)$	$U_{HH}\sqrt{1-n+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1-n+n^2}$	Y/Y, Δ/Δ
11	$U_{HH}\sqrt{1-\sqrt{3}\cdot n+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1-\sqrt{3}\cdot n+n^2}$	Y/Δ, Δ/Y, Y/Z

2.5.3. Визначення групи з'єднання обмоток методом постійного струму

Принцип перевірки групи з'єднання обмоток постійним струмом полягає в тому, що за умовно прийнятою полярністю виводів обмотки вищої напруги за допомогою гальванометра визначається полярність виводів обмотки нижчої напруги.

Перевірку групи однофазних трансформаторів проводять за схемою (рис. 7). В обмотку низької напруги включають гальванометр або вольтметр з нулем у центрі шкали, а в обмотку вищої напруги подають постійний струм від батареї. Якщо плюс джерела та гальванометра приєднані до однополярних затискачів, то стрілки гальванометра при вмиканні струму відхиляються

праворуч, а при відключенні - ліворуч, вектори напруг обмоток вищої і нижчої напруг збігаються, й трансформатор належить до нульової групи. Для шостої групи відхилення стрілки гальванометра будуть протилежними. Перед початком вимірювань необхідно перевірити маркірування плюсового затискача вимірювального приладу.

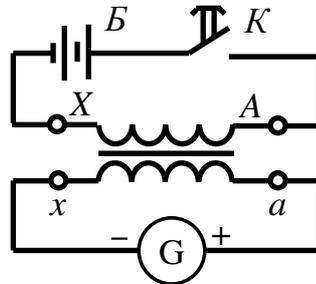


Рис. 7 – Схема визначення групи з'єднання обмоток трансформатора методом постійного струму

Групу з'єднання обмоток трифазних трансформаторів визначають за схемами (рис. 8). При кожному вимірюванні плюс джерела живлення постійного струму підводиться послідовно до виводів А, В, С вищої напруги, а плюс гальванометра - відповідно до виводів а, b, с обмотки нижчої напруги. Напрямок відхилення стрілки приладу в момент вмикання струму записують у вигляді таблиці. При відхиленні стрілки праворуч записують плюс, а при відхиленні ліворуч - мінус. Результати вимірювань порівнюють з даними, приведеними в довідкових таблицях. У табл. 9 наведений напрямок відхилення стрілки для нульової і одинадцятої груп.

Таблиця 9 – Показання гальванометра при визначенні групи з'єднань обмоток трансформатора

Живлення, підведене до виводів	Відхилення стрілки гальванометра					
	для групи 0			для групи 11		
	a-b	b-c	c-a	a-b	b-c	c-a
AB	+	—	—	+	0	—
BC	—	+	—	—	+	0
CA	—	—	+	0	—	+

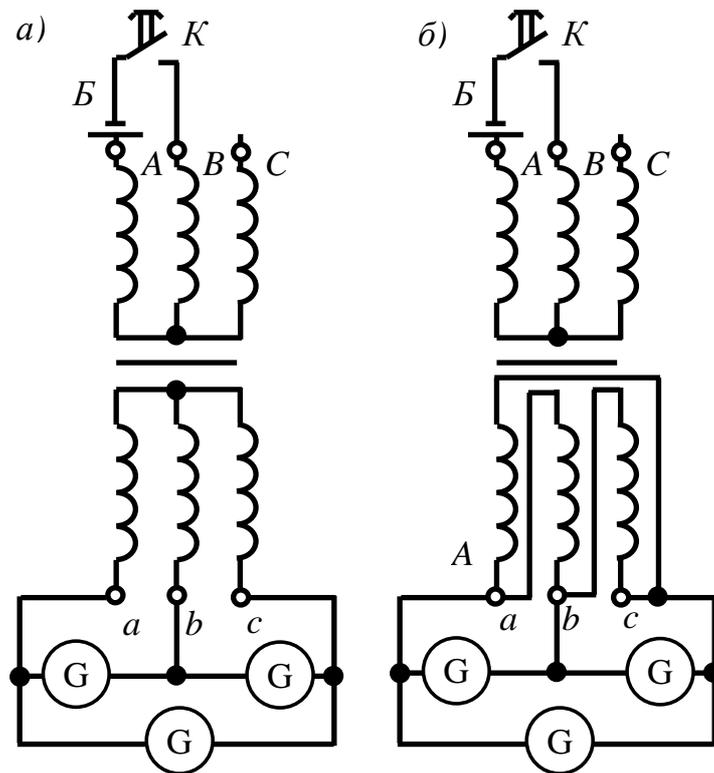


Рис. 8 – Схеми визначення групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів методом постійного струму

2.6. Дослідження холостого ходу

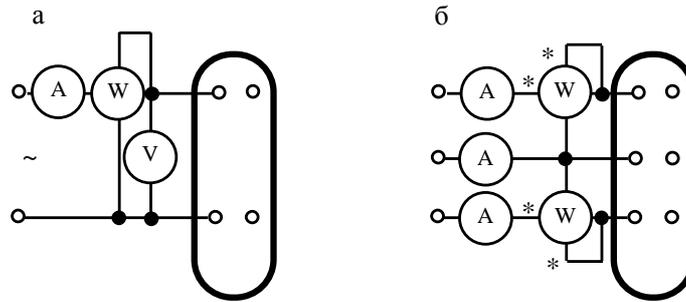
Холостим ходом трансформатора називається такий граничний режим його роботи, при якому вторинна обмотка розімкнута і струм у ній дорівнює нулю.

Отже, втрати потужності в трансформаторі визначаються в основному втратами на гістерезис й вихрові струми:

$$P_0 \approx P_{ст}.$$

У процесі експлуатації втрати потужності при холостому ході можуть збільшитися за рахунок замикання листів сталі магнітопроводу й при порушенні ізоляції стяжних шпильок. До збільшення струму холостого ходу може привести також зменшення щільності пресування листів сталі, збільшення зазорів у стрижнях і т.п.

Вимірювання проводять за схемою рис. 9. До однієї з обмоток трансформатора при розімкнутих інших підводять номінальну напругу частотою 50 Гц. При випробуваннях трифазних трансформаторів напруга повинна бути симетричною за фазами.



**Рис. 9 – Схема вимірювання втрат холостого ходу:
а - однофазного трансформатора; б - трифазного трансформатора**

Результати вимірювання вважаються задовільними, якщо вони відрізняються від паспортних даних:

- не більш ніж на +15% для втрат потужності холостого ходу;
- не більш ніж на +30% для струму холостого ходу.

2.7. Дослідження короткого замикання трансформатора

Дослідження короткого замикання є другим граничним режимом роботи трансформатора, що поряд із дослідженням холостого ходу дозволяє визначити параметри трансформатора при будь-якому навантаженні. При дослідженні короткого замикання вторинну обмотку трансформатора замикають накоротко, а до первинної обмотки підводять таку знижену напругу U_K , при якій в обмотках протікають номінальні струми. Ця напруга називається напругою короткого замикання і вимірюється у відсотках від номінальної

$$u_K \% = \frac{U_K}{U_H} \cdot 100\% .$$

Відповідно до ДСТ 11677-65 напруга короткого замикання $u_K \% = (5,5 - 10,5)\%$. При такій малій напрузі магнітний потік настільки незначний, що струм, що намагнічує, $I_{0кз} = 0$. Тому можна вважати, що сила первинної обмотки, що намагнічує, трансформатора йде лише на компенсацію сили вторинної обмотки, що намагнічує. Зневажаючи струмом, що намагнічує, при дослідженні короткого замикання, можна записати $I_1 = -I'_2$, тобто струм первинної обмотки дорівнює приведену струму вторинної обмотки зі зворотним знаком.

При дослідженні короткого замикання трансформатора для зниження напруги використовують індукційні регулятори, трансформатори і т.д. У коло первинної обмотки включають амперметр А, вольтметр V і ватметр W (рис. 10). Для більшої точності вимірювання, в якості первинної використовується обмотка високої напруги. Напряга короткого замикання складає усього декілька відсотків від номінального значення, тому для обмотки високої напруги воно матиме велику величину й може бути виміряне з більш високою точністю, ніж для обмотки низької напруги. Крім того, для підвищення точності вимірювання вторинну обмотку замикають накоротко шиною з малим опором. Вмикання амперметрів та інших якихось приладів у коло вторинної обмотки неприпустимо, тому що це знизить точність вимірювань.

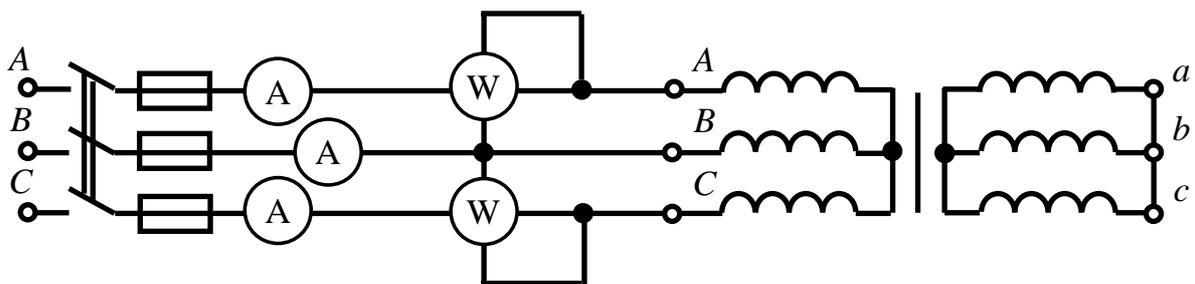


Рис. 10 – Схема дослідження короткого замикання

Дослідження короткого замикання трансформатора дозволяє визначити напругу короткого замикання U_k , втрати в обмотках P_m й опори короткого замикання Z_k, r_k, x_k .

Напругу короткого замикання визначають за показниками вольтметра при номінальному струмі трансформатора. За величину напруги короткого замикання U_k приймають середнє арифметичне значення трьох напруг:

$$U_k = \frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{AC}}{3}.$$

Втрати в обмотках P_m визначають за показниками ватметра. При дослідженні короткого замикання корисна потужність трансформатора дорівнює нулю, а втрати потужності в сталі мізерно малі, оскільки малий

магнітний потік у магнітопроводі, тому потужність P_x , споживана трансформатором, при дослідженні короткого замикання витрачається в основному на нагрівання проводів обмоток (на втрати потужності в міді P_m):

$$P_K = P_M = I_H^2 \cdot r_K,$$

де I_H - номінальний струм первинної обмотки. Активний опір короткого замикання дорівнює

$$r_K = \frac{P_K}{I_H^2};$$

повний опір

$$Z_K = \frac{U_K}{I_H};$$

індуктивний опір

$$x_K = \sqrt{Z_K^2 - r_K^2}.$$

2.8. Перевірка перемикаючих пристроїв

Регулювання напруги трансформаторів у процесі експлуатації проводиться головним чином зміною числа витків обмотки. Для цього обмотки мають відгалуження, виведені на спеціальні перемикаючі пристрої, призначені для зміни коефіцієнта трансформації.

Залежно від типу й призначення силових трансформаторів вони можуть обладнуватися **пристроєм перемикання відгалужень з відключенням трансформатора від мережі** (перемикач без збудження - ПБВ) або **пристроєм перемикання відгалужень обмоток під навантаженням** (регулювання під навантаженням - РПН). Трансформатори з перемикачем без збудження мають, як правило, п'ять відгалужень для одержання чотирьох ступенів напруги відносно номінального +5; +2,5; -2,5 та -5. Трансформатори з регулюванням під навантаженням мають більше відгалужень і більш широкий діапазон регулювання.

У програму випробувань перемикаючих пристроїв входять:

- вимірювання перехідного опору контактів;
- вимірювання сили контактного натискання;
- контроль ізоляції;
- перевірка послідовності дії контактів.

Перевірка перехідного опору контактів може проводитися разом із перевіркою опору обмоток трансформатора постійного струму або автономно. Вимірювання виконують або методом амперметра-вольтметра, або за допомогою приладів, призначених для вимірювання малих опорів (мікроомметри, подвійні мости).

Вимірювання сили контактного натискання проводять за допомогою динамометра. Момент розриву контактів визначають або за загасанням контрольної лампи, включеної в коло контактів, або за звільненням щупа товщиною не більше 0,1 мм. За величину контактного натискання приймають середнє значення з трьох вимірювань. Розкид у вимірюваннях не повинен перевищувати +10% від середнього значення.

Контроль ізоляції перемикачів проводять разом із випробуванням ізоляції обмоток трансформатора.

Перевірку послідовності дії контактів проводять для перемикачів із регулюванням напруги під навантаженням. Порядок і схема визначення послідовності роботи контактів залежать від типу перемикача і доводяться в заводських інструкціях. Суть перевірки полягає в тому, що перевіряється замкнутий або розімкнутий стан контактів перемикача залежно від положення приводного механізму (вала або рейки). Визначення проводять за допомогою сигнальних ламп, включених у схему перевірки таким чином, щоб контакти перемикача управляли колом їх живлення.

Для перемикачів під навантаженням знімається кругова діаграма, що являє собою графічне віддзеркалення послідовності роботи контактора і перемикача залежно від кута повороту вертикального вала за один цикл.

Результати перевірки послідовності вмикання контактів у сполученні з

обмірюваними опорами постійного струму й коефіцієнтами трансформації дозволяють зробити остаточний висновок про придатність трансформатора до подальшої експлуатації.

2.9. Перевірка герметичності трансформатора

Для перевірки герметичності трансформатора в пробку розширювача або кришки встановлюють трубу з лійкою (рис. 11). Трубу в отворі кришки ущільнюють і заливають маслом. Висота рівня масла в лійці над кришкою для трансформаторів з трубчастим радіатором і гладкими баками повинна дорівнювати 1,5 м, а з хвилястими й радіаторними баками - 0,9 м. Висота над верхньою точкою розширювача - відповідно 0,6 та 0,3 м. Попередньо внутрішню трубу повітреосушувача ущільнюють заглушкою.

Встановлений рівень масла повинен залишатися незмінним протягом 3 годин. Якщо за цей час не виявиться просочування і відпливи масла, бак вважається таким, що витримав випробування, у противному разі він підлягає ремонту.

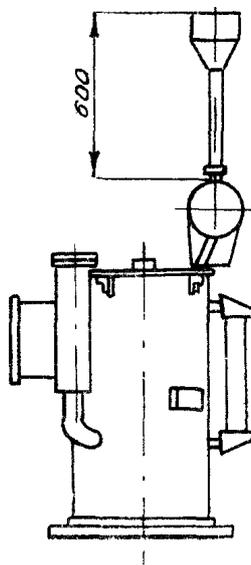


Рис.11 – Перевірка герметичності трансформатора

3. Паралельна робота трансформаторів

При паралельній роботі первинної обмотки трансформаторів підключені до загальної первинної мережі, а вторинної обмотки - до загальної вторинної мережі. Паралельно можуть бути включені два та більше трансформатори.

Основною трудностю, що виникає при паралельній роботі трансформаторів, є забезпечення рівномірного розподілу навантаження між ними. При вмиканні на паралельну роботу трансформаторів, однакових по потужності та конструкції, навантаження рівномірно розподіляється між ними автоматично завдяки симетрії всіх паралельних кіл. Однак на практиці доводиться часто включати паралельно трансформатори, не однакові по потужності та різні в конструктивному відношенні. У цьому випадку рівномірний розподіл навантажень між паралельно працюючими трансформаторами часто виявляється неможливим. При паралельному вмиканні трансформаторів їх вторинні обмотки утворюють замкнуте коло, в якому не повинно виникати жодних неврівноважених напруг, тобто сума ЕРС вторинних обмоток повинна дорівнювати нулю.

Для нормального функціонування паралельно включених трансформаторів необхідно дотримання таких умов:

- а) групи з'єднань однакові, а співвідношення між потужностями не більше 1:3;
- б) коефіцієнти трансформації рівні або розрізняються не більше ніж на $\pm 0,5\%$;
- в) напруги короткого замикання розрізняються не більше ніж на $\pm 10\%$ середнього арифметичного значення напруги короткого замикання трансформаторів, що включають на паралельну роботу. Перед включенням трансформаторів виконуються їх фазування.

4. Фазування трансформаторів

При вмиканні трансформаторів на паралельну роботу необхідно переконатися в їх правильному **фазуванні**, тому що при розбіжності фаз між трансформаторами буде циркулювати зрівняльний струм.

Фазування може виконуватися або переносними приладами, або для нього можуть бути використані стаціонарні вимірювальні пристрої, призначені для контролю напруги в установці. Розглянемо фазування переносними приладами.

Для фазування на напругу нижче 1000 В **можуть бути використані**

вольтметр або контрольна лампа, розраховані на подвійну напругу установки, для фазування на напругу вище 1000 В - переносні трансформатори напруги з підключеними до них вольтметром або лампами розжарення (розраховане також на подвійну напругу) і фазопоказчик. Користування переносними приладами припустимо при фазуванні на напругу 10 кВ і нижче.

Фазопоказчик, застосовуваний для фазування на напругу 6-10 кВ, складається із двох показчиків напруги 10 кВ, включених послідовно за допомогою проводу з ізоляцією типу «магнито». В одному з них неонові лампочки й конденсатори вилучені та замість них вмонтовано кілька опорів по 2-5 МОм. Фазувати одним показчиком неприпустимо, тому що він не розрахований на подвійну напругу; фазувати двома послідовно включеними показчиками ненадійно, тому що дві послідовно включені неонові лампи дадуть невиразне світіння і не дозволять розрізнити фазну, лінійну й подвійну фазну напругу. Схема фазопоказчика наведена на рис. 12.

Вимірювання при фазуванні доцільно робити за допомогою одного й того ж пристрою - однієї й тієї ж лампи, вольтметра, двох послідовно включених фазопоказчиків, тому що при цьому виходять більш виразні результати і забезпечуються кращі умови безпеки.

Для того, щоб прилад давав показання, необхідно, щоб в контрольованому колі було джерело напруги, що замикається через прилад.

При цьому можуть зустрітися **три випадки**:

- фазується лінія, кабельна або повітряна; мережа, від якої живиться ця лінія, та установка, де виконується фазування, мають електричний зв'язок (не через трансформатор);
- фазується трансформатор, що має заземлену нейтраль обмотки, на якій виконується фазування; у цій же мережі є трансформатор із заземленою нейтраллю;
- фазується трансформатор, який не має на обмотці, якою фазується, заземленої нейтралі.

У першому й другому із зазначених вище випадків коло для протікання струму через прилади існує, як це показано на рис 13 і 14, а. У третьому випадку для забезпечення протікання струму через прилади необхідно з'єднати між собою два протилежних провідники тимчасовою перемичкою або включенням ножа роз'єднувача (рис. 14, б). Таке з'єднання не викличе шкідливих наслідків, тому що при ньому не створюється замкнуте коло між фазами і через місце з'єднання струму не буде. Роботи з установки перемички повинні виконуватися при знятті напруги з провідників, що фазуються.

Після того як протікання струму через прилади забезпечено, проводиться фазування, що складається з трьох операцій:

1. Виконують перевірку симетрії напруг на кожній із сторін, що фазуються, усього шість вимірювань між фазами — три з однієї сторони $a_1 - b_1$; $a_1 - c_1$; $b_1 - c_1$ та три з іншої: $a_2 - b_2$; $a_2 - c_2$; $b_2 - c_2$. При наявності різниці у вимірюваннях, більшої 10%, фазування припиняють.

2. Визначають кінці, розташовані на різних сторонах, що фазуються, між якими немає різниці напруг. Якщо ці кінці не перебувають безпосередньо один проти одного, напруги знімають і робляться зміни в монтажі сполучних провідників, необхідні для правильного розташування фаз.

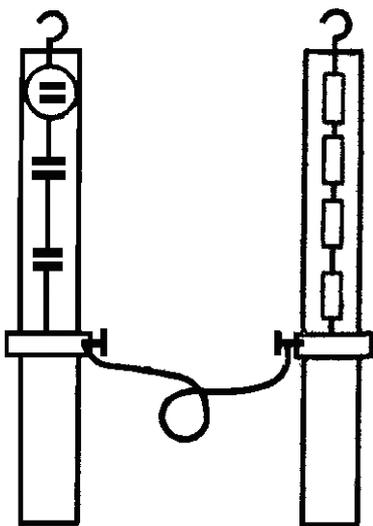


Рис. 12 – Фазопоказчик для фазування на напрузі 6 – 10 кВ

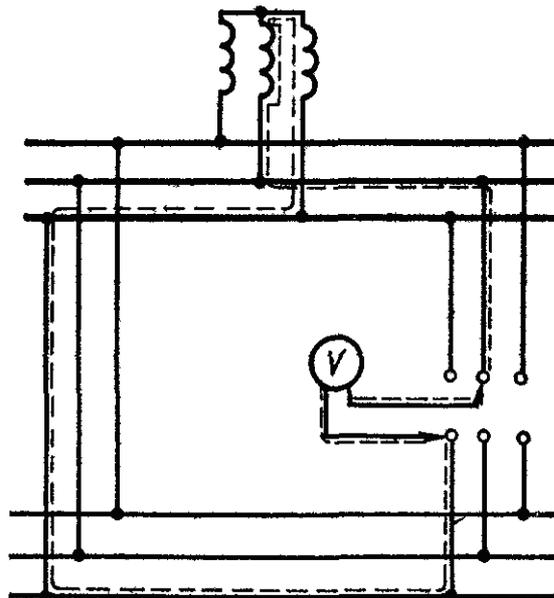


Рис. 13. – Схема проходження струму через прилад при фазуванні лінії

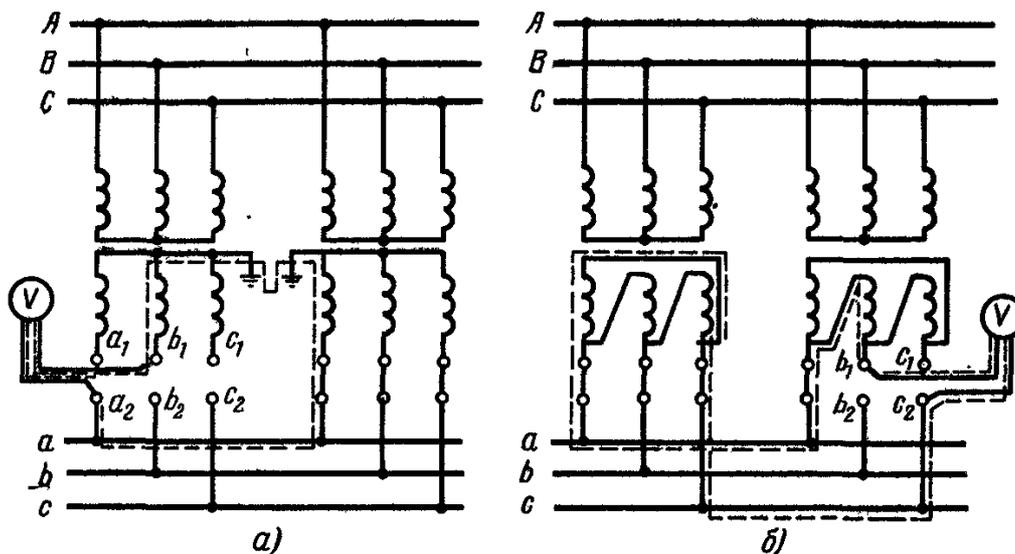


Рис. 14 – Схема проходження струму через прилад при фазуванні трансформаторів: а - із заземленими нейтралями; б - з ізольованими нейтралями

3. Проводиться перевірка збігу фаз, для чого по черзі вимірюються напруги між фазами $a_1 - a_2$; $a_1 - b_2$ та $a_1 - c_2$; $b_1 - a_2$; $b_1 - b_2$ та $b_1 - c_2$; $c_1 - a_2$; $c_1 - b_2$ та $c_1 - c_2$. При вимірюванні між однойменними фазами повинні вийти нульові показання, при інших шести — лінійна напруга (рис. 14,а). При незаземлених нейтралях (рис. 14, б) одного з нульових вимірювань (а саме на тій фазі, на якій установлена перемикачка) не буде, при інших повинні вийти такі ж значення, як зазначено вище.

Непрямі методи фазування застосовують на підстанціях з двома системами шин за допомогою підключених до них трансформаторів напруги.

5. Сушіння трансформаторів

В умовах експлуатації одержали поширення найбільш економічні й зручні **методи сушіння трансформаторів** за рахунок втрат потужності у власному баку і за рахунок розсіювання потужності при протіканні струмів нульової послідовності. І в тому, і в іншому випадку сушіння можна проводити на місці установки трансформаторів при будь-якій температурі навколишнього середовища, але зі зливом масла з баків.

5.1. Сушіння за рахунок втрат потужності у власному баку

Іноді цей метод називають індукційним. Для нагрівання трансформатора на його бак 1 намотують обмотку, що намагнічує, 2 (рис. 15). Щоб одержати більш рівномірний розподіл температури всередині бака обмотку, що намагнічує, намотують на 40-60% висоти бака (знизу), причому на нижній частині витки розташовують більш щільно, ніж на верхній. Провід для обмотки може бути обраний будь-який.

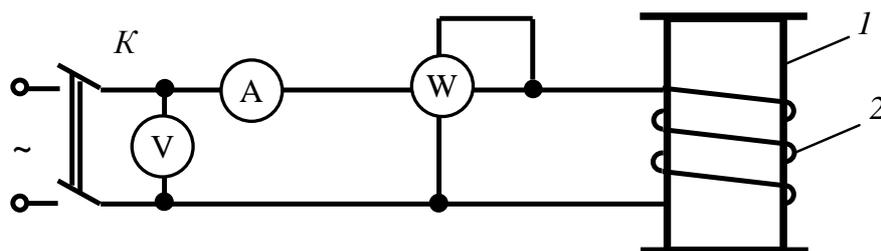


Рис. 15 – Схема сушіння трансформаторів втратами в баку

Температуру нагрівання трансформатора можна регулювати зміною напруги, що подається, зміною числа витків обмотки, що намагнічує, періодичними відключеннями живлення обмотки, що намагнічує.

5.2. Сушіння струмами нульової послідовності

Цей спосіб відрізняється від попередніх тим, що обмоткою, яка намагнічує, служить одна з обмоток трансформатора, з'єднана за схемою нульової послідовності. Трансформатори, що частіше застосовуються в експлуатації, мають 0-у групу з'єднання обмоток. У цьому випадку в якості обмотки, що намагнічує, зручно використовувати обмотку нижчої напруги, що має виведену нульову точку (рис. 16).

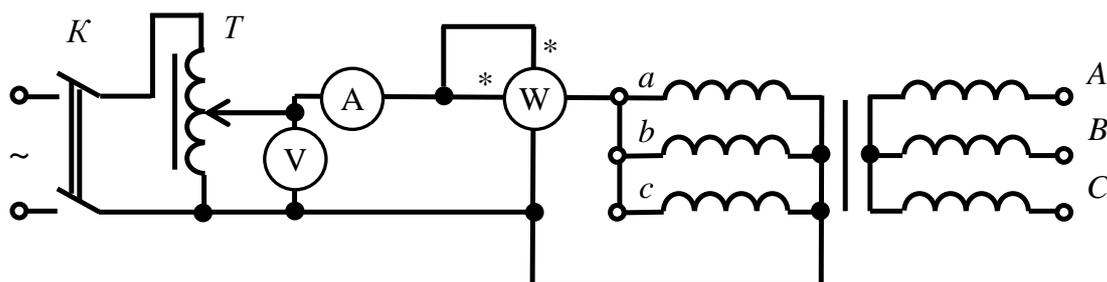


Рис. 16 - Схема сушіння трансформаторів струмами нульової послідовності

При сушінні трансформатора струмами нульової послідовності нагрівання відбувається за рахунок розсіювання потужності в обмотці, що намагнічує, в сталі магнітопроводу, в його конструктивних деталях і в баку. Таким чином, при сушінні трансформаторів струмами нульової послідовності є внутрішні й зовнішні джерела тепла. Це сушіння являє собою немовби сполучення двох способів сушіння - сушіння струмом короткого замикання та втратами потужності у власному баку.

6. Режими роботи силових трансформаторів

6.1. Вмикання і вимикання трансформаторів

При вмиканні трансформатора виникає перехідний процес, пов'язаний зі зміною магнітного потоку від початкового стану до сталого. Перед вмиканням магнітний потік може дорівнювати нулю або залишковому магнітному потоку, що може мати будь-який знак залежно від напрямку поля при відключенні трансформатора. За величиною залишковий потік може досягати половини значення нормального потоку.

При включенні трансформатора без навантаження магнітний потік в осерді можна розглядати як суму трьох потоків: сталого, залишкового й перехідного. Величина перехідного потоку залежить від миттєвого значення напруги в момент вмикання і від величини залишкового потоку. У найбільш сприятливому випадку з першого ж моменту вмикання перехідного потоку не виникає. Найбільш різко перехідний потік виявляється **при великому залишковому потоці, протилежному за знаком потоку, що виник у момент вмикання. У цьому випадку амплітуда сумарного потоку в перехідному режимі може досягти 2,5-кратного значення амплітуди сталого потоку приблизно через половину періоду після включення.**

При насиченому осерді струм, що намагнічує, визначається кривою намагнічування, та 2,5-кратне збільшення амплітуди магнітного потоку може викликати збільшення амплітуди струму, що намагнічує, **в 100 разів і більше в порівнянні з нормальним значенням. У нормальних умовах сталого**

режиму струм, що намагнічує, становить кілька відсотків номінального струму, в перехідному режимі струм, що намагнічує, може бути значно більше номінального струму. Тривалість перехідного режиму невелика та не перевершує декількох періодів, тому що залишковий і перехідний магнітний потоки швидко спадають із постійною часу, пропорційною відношенню r/L .

Із зростанням номінальної потужності трансформатора відношення r/L звичайно зменшується, тому в трансформаторах малої потужності перехідний процес при вмиканні протікає швидше і зв'язаний з меншим кидком струму. При кидку струму виникають електродинамічні зусилля між витками первинної обмотки, подібні до зусиль при к. з. Цей кидок може впливати на релейний захист трансформаторів, та при неточному регулюванні викликати її помилкову роботу. Чим більше номінальна потужність трансформатора і чим менше опір кола між ним та джерелом напруги, тим відчутніше позначається включення трансформатора.

Як правило, у нормальних умовах трансформатор включається «поштовхом» на повну напругу мережі з боку живлення. Тому швидкодіючий захист від струмів повинен бути відстроєний від поштовху струму намагнічування. Газовий захист (якщо він є) повинен бути включений з дією на вимикання.

Послідовність вмикання і вимикання обмоток трансформатора залежить від схеми трансформаторної установки, від схеми мережі й від типу комутаційних апаратів трансформатора.

Найбільш простим випадком є **вмикання і вимикання одиночного трансформатора**. Можливі два випадки:

- з боку живлення встановлений комутаційний апарат, призначений відключати струми навантаження трансформатора (вимикач або вимикач навантаження);
- з боку живлення встановлений апарат, що здатний вимикати струми х.х. трансформатора (роз'єднувач).

В обох випадках на вторинній стороні трансформатора повинен бути

встановлений апарат, здатний вимикати струми навантаження. При вмиканні доцільний наступний **порядок вмикання**: трансформатор вмикається з боку живлення на х.х., потім апаратом на вторинній стороні вмикається навантаження; вимикання здійснюється у зворотному порядку.

Хоча для першого випадку порядок операцій міг би бути змінений, з метою однаковості доцільно вважати нормальним описаний вище порядок, тим більше що при послідовності вмикання спочатку трансформатора, потім навантаження швидше встановлюється місце несправності при невдалому вмиканні.

При роботі трансформатора паралельно з іншими трансформаторами доцільно прийняти такий же порядок вмикання і вимикання, як й для одиночного трансформатора: вмикати з боку живлення на х.х., потім вмикати навантаження, а вимикати у зворотній послідовності, виходячи з міркувань однаковості порядку операцій. Слід зазначити, що при вмиканні трансформатора під напругу із вторинної сторони поштовх струму намагнічування менше, ніж при включенні з первинної сторони. Але при такому порядку струм вмикання нового трансформатора буде накладений на навантаження вже працюючого, що підвищить небезпеку помилкової дії захисту.

6.2. Контроль режимів роботи трансформаторів

Відомо, що в процесі експлуатації навантаження силових трансформаторів не залишається постійним, а змінюється залежно від часу року й протягом доби.

При номінальних умовах роботи силових трансформаторів температура верхніх шарів мастила повинна знаходитися в межах 70-95⁰С. У той же час температурний режим трансформатора істотно залежить від умов навколишнього середовища, тому, якщо трансформатор встановлюється в закритому приміщенні, де умови охолодного середовища можуть відрізнитися

від номінальних, необхідно робити перерахування номінальної потужності за формулою

$$S = S_n \left(1 + \frac{5 - \vartheta_0}{100} \right),$$

де S_n - номінальна потужність, кВА;

ϑ_0 - середньорічна температура приміщення, у якому встановлений трансформатор.

При роботі трансформатора з навантаженням менше номінального, температура мастила буде нижче, що збільшує термін служби ізоляції. Однак такий режим трансформатора є не економічним, оскільки при цьому не повністю використовуються можливості міді обмоток.

При номінальних умовах розрахунковий термін служби трансформаторів складає близько 20 років.

Відповідно до ДСТ 14209-69 вважається, що при зміні температури ізоляції трансформатора на 6°C термін її служби змінюється вдвічі. (при збільшенні температури - скорочується, а при зниженні - збільшується).

Через нерівномірність навантаження трансформаторів у часі вони мають значний запас за терміном служби, тому залежно від добового графіка навантаження і недовантаження, що було в літню пору року, трансформатори допускають деякі перевантаження.

Припустимі навантаження розділяють на нормальні (систематичні) й аварійні.

Нормальні перевантаження визначаються за допомогою коефіцієнта заповнення добового графіка K_3 з урахуванням навантажувальної спроможності трансформатора.

Припустима кратність навантаження стосовно її номінального значення визначається за діаграмою (рис. 17). На осі абсцис відкладена тривалість припустимого перевантаження, а на осі ординат - кратність навантаження стосовно номінальної. На діаграмі подані криві для різних значень **коефіцієнта заповнення добового графіка K_3** , що представляє собою відношення площі,

обмеженої лінією добового графіка навантаження, до площі прямокутника зі сторонами, одна з яких дорівнює абсцисі (24 год), а друга - ординаті (максимум навантаження).

Коефіцієнт заповнення визначають за формулою

$$K_3 = \frac{\sum I_t}{24 \cdot I_{\max}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\max}},$$

де $\sum I_t$ - площа фактичного графіка навантаження;

I_{\max} - максимальний струм навантаження протягом доби;

$I_{\text{ср}}$ - середньодобовий струм навантаження.

Знаючи значення K_3 , за діаграмою навантажувальної спроможності можна знайти, протягом якого часу трансформатор може працювати з необхідним перенавантаженням.

Якщо максимум навантаження на графіку в літню пору менше номінальної потужності трансформатора, то в зимовий час допускається його перенавантаження в розмірі 1% на кожний відсоток недовантаження влітку, але не більше 15%.

Розглянуті перевантаження можна допускати одночасно, але варто враховувати, що сумарне перенавантаження трансформатора не повинне перевищувати 30%.

Систематичні перенавантаження допускають й сухі трансформатори. Величина та час перенавантажень визначається по діаграмі (рис. 17, б).

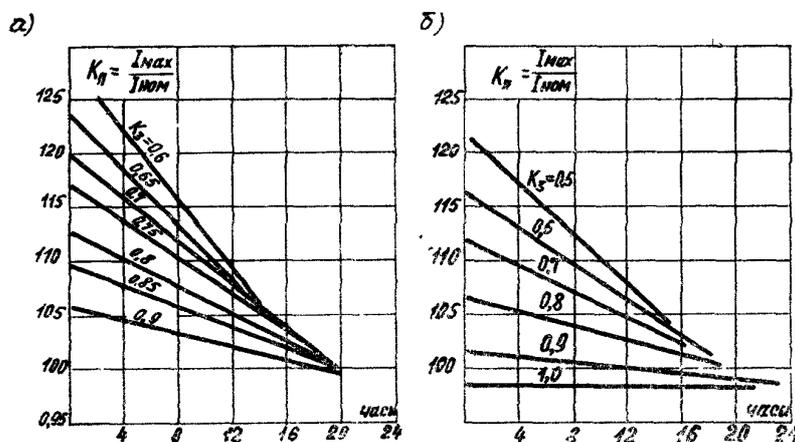


Рис. 17 – Діаграми навантажувальної спроможності трансформаторів:
а - масляних; б - сухих

В аварійних умовах допускається аварійне перевантаження, величина якого не залежить від попереднього навантаження і температури навколишнього середовища (табл. 10).

Таблиця 10 - Припустимі аварійні перенавантаження трансформаторів

Масляних		Сухих	
перевантаження, %	тривалість, хв.	перевантаження, %	тривалість, хв.
30	120	20	60
45	80	30	45
60	45	40	32
75	20	50	18
100	10	60	5
200	1,5		

В аварійних режимах при наявності рухомого резерву допускаються перенавантаження масляних трансформаторів до 40% на час не більше 6 годин у добу протягом не більше 5 діб підряд. Коефіцієнт початкового навантаження при цьому повинен бути не більше 0,93.

Нерівномірний розподіл потужності приймачів електричної енергії між фазами трифазних силових трансформаторів приводить до несиметрії струмів за фазами. Ступінь нерівномірності визначають за формулою

$$K = \frac{100(I_{\text{макс}} - I_{\text{ср}})}{I_{\text{ср}}},$$

де $I_{\text{макс}}$ - струм максимально навантаженої фази в момент найбільшого навантаження трансформатора;

$I_{\text{ср}}$ — середнє арифметичне значення струму трьох фаз у той же момент часу;

Відповідно до правил ступінь нерівномірності не повинен перевищувати 20%.

7. Профілактичне обслуговування трансформаторів

Експлуатацію силових трансформаторів проводять відповідно до затверджених переліків технічного обслуговування. При їх відсутності інструкції з експлуатації повинні передбачати **огляди трансформаторів без**

відключення і технічне обслуговування.

У процесі огляду трансформатора під напругою, за допомогою вимірювальних приладів контролюють напругу, струм на сторонах вищої і нижчої напруг, а також температуру масла й повітря у трансформаторному приміщенні. Запис показань вимірювальних приладів (вольтметри, амперметри, термометри) в установках з постійним чергуванням ведуть не рідше двох разів за зміну, а в інших установках – при кожному огляді.

Безпосередньо в трансформаторних приміщеннях перевіряють стан жалюзі й витяжних труб для вентиляції, температуру в приміщенні, стан дверей та замків, стріхи, освітлення, стан гравію і справність бортових огорожень маслоприймального пристрою під трансформатором, рівень мастила в маслорозширювачі та його відповідність температурі мастила. Одночасно перевіряють, чи немає течі масла в місцях ущільнень (під кришкою, радіаторами, кранами та т.п.), а також викиду його через вихлопну трубу.

При наявності повітреосушувача звертають увагу на колір адсорбенту, що при зволоженні змінюється з блакитного на рожевий. Перевіряють також стан ввідів, на яких можуть бути виявлені забруднення, появу тріщин, відколів, перегріваних контактів та т.п.

Перевіряють характерний звук працюючого трансформатора. Зміна тембру звука в порівнянні зі звичайним може вказувати на неповнофазний режим роботи, на порушення пресування сталі або виникнення пошкодження стрижня. Поява періодичних розрядів усередині бака свідчить про обрив заземлення внутрішніх деталей.

Викид масла через вихлопну трубу вказує на внутрішні пошкодження з газоутворенням. Підвищене нагрівання і зміна кольору масла є результатом виткових замикань або замикань у сталі магнітопроводу.

Огляди трансформаторів без відключення проводять в установках з черговими обслугами, відповідно до місцевих інструкцій, звичайно не рідше одного разу на добу.

У разі автоматичного відключення трансформатора дією захисту від

внутрішніх пошкоджень (газової, диференціальної або струмової відсічки) виконують позачерговий огляд, при якому з'ясовують причину відключення.

З метою своєчасного виявлення і усунення дефектів, що розвиваються, та запобігання аварійних відключень **проводять технічне обслуговування**, періодичність якого визначається місцевими інструкціями з урахуванням конкретних умов експлуатації.

Технічне обслуговування передбачає:

- зовнішній огляд і усунення виявлених несправностей;
- очищення ізоляторів та бака від пилу та бруду, відновлення лакофарбових покриттів;
- зміну сорбенту у фільтрах;
- перевірку якості ущільнень і справність спускних кранів;
- перевірку захисту і розрядників на трансформаторах із РПН;
- відбір і перевірку проб масла, відновлення рівня масла. Необхідний обсяг вимірювань та випробувань проводять відповідно до заводських інструкцій.

Лекція № 15

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СЕП. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ ДО 1000 В

1. Загальні положення щодо експлуатації повітряних ліній електропередачі (ПТЕ)

Всі повітряні лінії (ПЛ) повинні задовольняти вимогам ПВЕ.

1. Приймання в експлуатацію ПЛ необхідно проводити згідно з ДБН і чинними галузевими правилами приймання в експлуатацію завершених будівництвом об'єктів електромереж.

На ПЛ повинна бути наступна **документація**:

- а) проект лінії;
- б) виконавча схема мережі із зазначеннями на ній перерізів проводів й їхніх марок, захисних заземлень, засобів грозозахисту, типів опор та ін.;
- в) акти огляду виконаних переходів і перетинань, складені разом з представниками зацікавлених організацій;
- г) акти на приховані роботи із влаштування заземлень і заглиблень опор;
- д) опис конструкції заземлень і протоколи вимірів опору заземлювачів;
- е) паспорт лінії, складений за встановленою формою;
- ж) інвентарний опис допоміжних споруд лінії;
- з) протокол контрольної перевірки стріл провису й габаритів ПЛ у прольотах і перетинаннях.

На опорах ПЛ повинні бути встановлені (нанесені) **позначення**, передбачені ПВЕ:

- ✓ номер опори - на всіх опорах;
- ✓ рік установки - на кінцевих опорах;
- ✓ номер лінії або її умовне найменування (для дволанцюгових ліній та повітряних ліній, що йдуть паралельно,);

✓ забарвлення фаз - на кінцевих опорах і на опорах, де змінюється розташування проводів;

✓ попереджувальні плакати на висоті 2,5-3 м у населеній місцевості і на перетинаннях з дорогами - на всіх опорах і в населеній місцевості - через одну опору

Під час введення в роботу нових повітряних ліній напругою 6 - 35 кВ необхідно провести **перевірку симетричності ємностей** окремих фаз. У разі необхідності розробити й впровадити заходи із симетрування фаз.

Перевірку симетричності ємностей фаз здійснюють також після проведення робіт на ПЛ, що могли призвести до порушення симетричності (модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку тощо).

Напруга несиметрії не повинна перевищувати 0,75 % фазної напруги.

2. Під час експлуатації ПЛ необхідно неухильно дотримуватись чинних Правил охорони електричних мереж, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 N 209, і контролювати їх виконання. Для охорони ПЛ, за винятком відгалужень й уведень у будинки, установлюють **охоронну зону** у вигляді ділянки землі, обмеженої паралельними прямими, що відстоять на 2 м з кожної сторони від проєкцій крайніх проводів на поверхні землі при невідхиленому їхньому положенні.

У межах охоронної зони ПЛ без письмової згоди організації, яка експлуатує лінію, **забороняється**:

а) здійснювати будівельні, монтажні, підривні й поливні роботи, робити посадку й вирубку дерев, улаштовувати спортивні майданчики, складувати корми, добрива, паливо й інші матеріали;

б) робити вантажно-розвантажувальні й землечерпальні роботи;

в) улаштовувати проїзди для машин і механізмів, що мають загальну висоту з вантажем або без вантажу від поверхні дороги більше 4,5 м; а також стоянки автомобільного й гужового транспорту, машин, механізмів та ін.

3. Охоронну зону ПЛ треба періодично очищати від порослі й дерев з метою збереження просіки відповідної ширини і підтримувати її в безпечному протипожежному стані.

Наближення гілок дерев до проводів ПЛ ближче ніж на 1 м не допускається.

Підприємства й організації, що проводять які-небудь роботи, які можуть викликати пошкодження ПЛ, зобов'язані не пізніше ніж за 3 дні до початку робіт, погоджувати їхнє проведення з організацією, яка експлуатує лінію.

4. Під час експлуатації ПЛ необхідно виконувати **технічне обслуговування, ремонт та аварійно-відновлювальні роботи**, спрямовані на забезпечення їх надійної роботи, проводити **контроль параметрів електромагнітних полів**. При **технічному обслуговуванні** повинні проводитися:

- огляди ПЛ,
- профілактичні перевірки й вимірювання,
- усуватися дрібні пошкодження, несправності й т.п.

Під час **капітального ремонту** ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх більш надійними й економічними, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.

Обсяг та періодичність робіт, що належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначаються ГКД 34.20.503-97 «Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 – 20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6–20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6 – 20 кВ», затверджені Міністерством енергетики і електрифікації Української РСР 22.02.89 р. Крім цього, слід урахувувати конкретні умови експлуатації ПЛ.

Аварійно-відновлювальні роботи необхідно виконувати негайно після виникнення аварійної ситуації.

При експлуатації ПЛ проводять їх **періодичні й позачергові огляди**. Графіки періодичних оглядів затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство.

Періодичність оглядів **не рідше ніж один раз на рік**.

На ПЛ 0,38 - 20 кВ верхові огляди необхідно проводити в разі потреби.

Позачергові огляди ПЛ проводять:

- у разі утворення на проводах і тросах ожеледі;
- у разі коливань проводів і тросів;
- під час льодоходу і розлиття рік;
- під час лісових і степових пожеж і після інших стихійних явищ;
- після вимкнення ПЛ релейним захистом і неуспішного АПВ, а в

разі успішного - за необхідністю.

При оглядах ліній необхідно звертати увагу на наступне:

- наявність обривів і оплавлень окремих проводів або накидів на проводи і троси;
- наявність бою, оплавлень і тріщин ізоляторів;
- стан опор, їх нахилів, обгорання, розчеплення деталей та загнивання дерев'яних опор, цілісність бандажів і заземлювальних пристроїв на дерев'яних опорах;
- стан кріплення металевих опор на фундаментах;
- наявність корозійного пошкодження елементів опор;
- наявність іскріння;
- правильність регулювання проводів;
- стан розрядників, обмежувачів перенапруги та захисних проміжків, комутаційної апаратури на ПЛ та кінцевих кабельних муфт на спусках;
- наявність і стан попереджувальних плакатів та інших постійних знаків на опорах;

- наявність болтів і гайок, цілісність окремих елементів, зварних швів і заклепкових з'єднань на металевих опорах;
- стан стояків залізобетонних опор і залізобетонних приставок;
- протипожежний стан траси, наявність дерев, що загрожують падінням на лінію, сторонніх предметів, будівель, відстань від проводів до різних об'єктів тощо.

При оглядах **треба:**

- підтягувати бандажі,
- підкручувати гайки, болтові з'єднання бандажів без підйому на опорі,
- відновлювати нумерацію опор і т.п.

Пошкодження й несправності аварійного характеру необхідно **усувати негайно.**

На ПЛ повинні проводитися профілактичні перевірки, вимірювання й випробування в обсягах й в строки, передбачені Нормами.

Для виявлення дефектних фарфорових ізоляторів та контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендовано застосовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції необхідно проводити не раніше ніж через п'ять - шість год. після подачі напруги на ПЛ.

Контроль контактних з'єднань треба проводити під час навантаження не меншого, ніж 30 - 40 % від номінального.

Для визначення місць міжфазових замикань на ПЛ 6 - 35 кВ повинні бути встановлені спеціальні прилади (пристрої), що фіксують місце пошкодження. На ПЛ напругою 6 - 35 кВ з відгалуженнями повинні бути встановлені покажчики пошкодженої ділянки.

Дефекти, виявлені під час огляду ПЛ та при проведенні профілактичних перевірок та вимірювань, необхідно **відмічати в експлуатаційній документації і залежно від їх характеру усувати в найкоротший строк під час проведення технічного обслуговування або капітального ремонту ПЛ.**

Капітальний ремонт ПЛ необхідно виконувати залежно від її технічного стану за затвердженим графіком ремонту:

- на дерев'яних опорах – не рідше ніж один раз на п'ять років,
- на металевих і залізобетонних опорах - не рідше ніж один раз на десять років.

5. В електричних мережах 6 – 35 кВ допускається **робота із заземленою фазою**; при цьому персонал повинен приступити до пошуку місця замикання негайно і усунути його в найкоротший термін.

2. Додержання режимів роботи повітряних ліній електропередачі СЕП, по струмах навантаження

Проводи повітряних ліній **нагріваються**, коли через них проходить електричний струм. Правилами влаштування електроустановок визначена **гранично допустима температура** голих проводів при тривалому проходженні струму, що дорівнює 70° С. Для проводів ПЛ передбачені **тривало допустимі струмові навантаження**, розраховані з умови, що температура навколишнього середовища дорівнює 25° С (тривало допустимі струмові навантаження голих проводів на відкритому повітрі наведені в ПВЕ і ПТЕ).

Якщо температура навколишнього середовища інша, ніж + 25° С, то тривало допустиме навантаження I_t визначають, ураховуючи **поправочний коефіцієнт**.

$$I_t = kI_H; k = \sqrt{\frac{t_{гран} - t_{навк}}{t_{гран} - 25}},$$

де $t_{гран}$ – гранично допустима температура нагрівання проводу;

$t_{навк}$ – температура навколишнього середовища.

Гранично допустимі струмові навантаження допускаються тільки в аварійних випадках. У всіх інших випадках струм не повинен перевищувати робочий максимальний, узятий як вихідний параметр при розрахунку і виборі проводів низьковольтної мережі. **Режим напруги лінії** контролюється на

вторинних затискачах трансформатора (на вводах споживача). Коли напруга стає вищою від допустимої, користуються перемикачем трансформатора (у вимкненому стані).

3. Огляди повітряних ліній електропередачі

У процесі експлуатації повітряних ліній проводять **періодичні і позачергові огляди**. До **періодичних оглядів** відносять денні, нічні, верхові і контрольні.

Денні огляди проводять для перевірки стану елементів ПЛ і її траси. При цьому підтягують бандажі, відновлюють нумерацію опор. Елементи лінії, недоступні для огляду з землі неозброєним оком, монтер-обхідник оглядає в бінокль.

Нічні огляди ПЛ проводять для виявлення світіння або іскріння в місцях нещільних з'єднань, а також для виявлення дефектних ламп вуличного освітлення.

При виконанні денних і нічних оглядів лінії обхідник не вилазить на опори і лінію не вимикає.

Проте не всі дефекти можна виявити оглядом з землі. Тому не менш як раз на шість років проводять **верховий огляд** повітряних ліній. Лінію при цьому вимикають і заземлюють. Під час верхового огляду перевіряють кріплення ізоляторів і арматури, ступінь забруднення ізоляторів, стан верхніх частин опор, з'єднань проводів і т. д.

Для контролю роботи персоналу, який обслуговує ПЛ, перевірки виконання протиаварійних заходів, оцінки стану ПЛ і їх трас інженерно-технічний персонал проводить **вибіркові контрольні огляди** ліній.

Позачергові огляди повітряних ліній електропередачі проводять

- у разі утворення на проводах і тросах ожеледі;
- у разі коливань проводів і тросів;
- під час льодоходу і розлиття рік;
- під час лісових і степових пожеж та після інших стихійних явищ;
- після вимкнення ПЛ релейним захистом і неуспішного АПВ, а в разі успішного - за необхідністю.

Рекомендована періодичність проведення оглядів наведена в табл. 1.

Таблиця 1 – Рекомендована періодичність проведення оглядів

Найменування оглядів	Періодичність оглядів	Виконавець
Денний	Не менш як 1 раз на 6 міс	Електромонтер, кваліфікаційна група не нижче 2
Нічний	У міру потреби	Те саме
Верховий	Не менш, як 1 раз на 6 років	Електромонтер, кваліфікаційна група не нижче 3
Контрольний	Не менш як 1 раз на рік	ІТП, кваліфікаційна група не нижче 4

При проведенні періодичних оглядів **звертають увагу на таке:**

- наявність обривів і оплавлень окремих проводів або накидів на проводи і троси;
- наявність бою, оплавлень і тріщин ізоляторів;
- стан опор, їх нахилів, обгорання, розчеплення деталей та загнивання дерев'яних опор, цілісність бандажів і заземлювальних пристроїв на дерев'яних опорах;
- стан кріплення металевих опор на фундаментах;
- наявність корозійного пошкодження елементів опор;
- наявність іскріння;
- правильність регулювання проводів;
- стан розрядників, обмежувачів перенапруги та захисних проміжків, комутаційної апаратури на ПЛ та кінцевих кабельних муфт на спусках;
- наявність і стан попереджувальних плакатів та інших постійних знаків на опорах;
- наявність болтів і гайок, цілісність окремих елементів, зварних швів і заклепкових з'єднань на металевих опорах;
- стан стояків залізобетонних опор і залізобетонних приставок;

➤ протипожежний стан траси, наявність дерев, що загрожують падінням на лінію, сторонніх предметів, будівель, відстань від проводів до різних об'єктів тощо.

Усі пошкодження, порушення, виявлені під час оглядів, записують у **журнал огляду**.

4. Вимірювання і перевірки на повітряних лініях електропередачі

У процесі проведення оглядів повітряних ліній виявляють не всі несправності. Тому **правилами технічної експлуатації передбачено проведення таких перевірок і вимірювань:**

1. Перевірка охоронних зон ПЛ

2. Контроль опор та їх елементів — 1 раз на 6 років:

- контроль положення опор;
- контроль закріплення опор у ґрунті;
- контроль стану фундаментів опор;
- контроль відтяжок опор;
- контроль дефектів залізобетонних опор і приставок;
- контроль прогинів та корозійного зношення металоконструкцій

опор;

- контроль дерев'яних деталей опор (не менш як 1 раз на 3 роки).

3. Контроль проводів, грозозахисних тросів та лінійної арматури:

- вимірювання відстаней від проводів і тросів;
- контроль стріл провисання проводів;
- контроль перерізів проводів та грозозахисних тросів;
- контроль з'єднань проводів та грозозахисних тросів.

4. Контроль грозозахисних тросів з умонтованим волоконно-оптичним кабелем (ОКГТ)

5. Контроль ліній із самонесучими ізолюваними проводами

6. Контроль ізоляторів та ізолювальних підвісок

7. Перевірка заземлювальних пристроїв — не менш як 1 раз на 6 років

8. Перевірка трубчастих розрядників і захисних проміжків
9. Перевірка обмежувачів перенапруги
10. Контроль симетричності ємностей фаз ПЛ 6 - 35 кВ
11. Перевірка чутливості захисту лінії напругою до 1000 В із заземленою нейтраллю.

Загнивання різних частин дерев'яних опор виникає і розвивається неоднаково. Загнивання деревини швидко відбувається при вологості 30–60%. Така вологість спостерігається в підземній частині пасинків, у торцях деталей опор і в місцях спряження деталей, де довго затримується волога. Тому **ступінь загнивання деревини опори і приставки визначають на глибині 30—40 см нижче від рівня землі, на рівні землі, на траверсі, біля верхніх бандажів у місцях закріплення розкосів і розпірок.**

Найчастіше спостерігається поверхневе колове загнивання опори, а іноді — тільки з однієї сторони, повернутої на північ, яка більшу частину часу перебуває в тіні. Рідше деревина починає гнити з ядра стовбура. У деталях опор гниття спостерігається вздовж тріщин, де волога надовго затримується через погане провітрювання.

За глибиною і характером поширення загнивання можна визначити еквівалентний діаметр здорової частини деревини і розв'язати питання про потребу заміни тієї чи іншої деталі.

Перевірка деревини на загнивання **полягає** в зовнішньому огляді й простукуванні деталей по всій їх довжині, а також у вимірюванні глибини загнивання в небезпечному перерізі і вимірюванні глибини тріщин.

Зовнішнім оглядом виявляють поверхневі осередки загнивання (колові або місцеві), тріщини. При **простукуванні молотком** (вагою не більше 0,4 кг) по звуку виявляють наявність внутрішнього загнивання.

Визначивши небезпечний переріз, який найбільше зазнав загнивання, **вимірюють глибину загнивання** спеціальними пружинними приладами, а коли їх немає, то щупом або свердликом. Щуп — це загострений пруток або шило з нанесеними на ньому поділками (через 0,5 см). Щуп зусиллями рук

вводять у загнилі шари деревини. Дійшовши до здорового шару, він затримується. Глибина проникнення щупа в деревину відповідає глибині загнивання. Щупом можна з достатньою для практики точністю визначити глибину тільки зовнішнього загнивання.

Точніше глибину загнивання визначають свердликом (рис. 4) або приладом ГІД-1 (рис. 5), оснащеним голкою. У приладах у міру заглиблення голки в деревину вимірюється зусилля проколювання. Межу здорової деревини визначають за різким збільшенням зусилля проколювання.

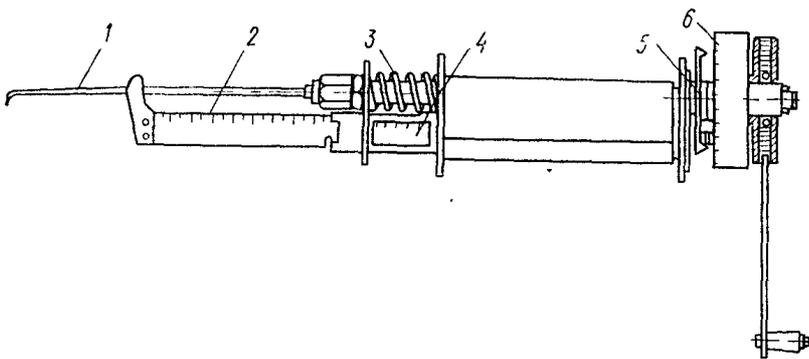


Рис. 4. - Прилад для вимірювання глибини загнивання деревини за допомогою бура:
1 - бурав; 2 - рейки із шкалою; 3, 5 - пружини;
4, 6 - шкали

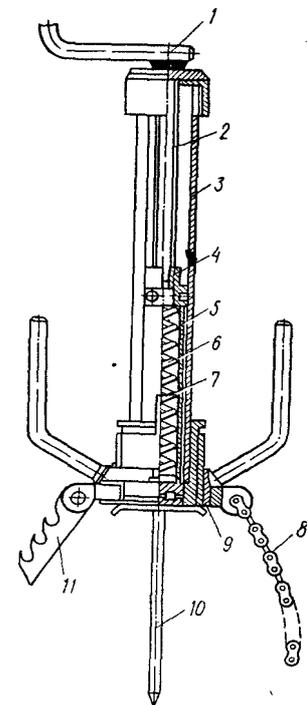


Рис. 5. - Прилад ГІД-1:
1 - ручка; 2 - гвинт;
3 - корпус; 4, 9 - гайки;
5 - внутрішній циліндр;
6 - пружина; 7 - показчик;
8 - коло; 10 - голка; 11 - вушка

Ступінь загнивання деталей, розміщених вертикально або похило (стояки, приставки і т. д.), визначають у трьох точках по обводу деталі, а в горизонтально розміщених деталях (траверси і т. д.)— у двох точках: зверху і знизу проти першої.

Середню глибину **поверхневого загнивання** в кожному перерізі визначають як середнє арифметичне результатів вимірювань.

Діаметр здорової частини деревини (еквівалентний діаметр)

$$d_e = D - 2b_{cp},$$

де D — зовнішній діаметр деталі;

b_{cp} — середня глибина загнивання.

Деталі опори бракують, якщо еквівалентний діаметр менший від найменшого допустимого в експлуатації, що визначається розрахунком. Найменші допустимі діаметри основних деталей опор висотою 7,2 м для лінії електропередачі, що несе до 9 проводів (п'ять проводів марки АС50 і чотири проводи марки ПС04), наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Найменші допустимі діаметри основних деталей опор

Тип опори	Найменший допустимий діаметр стояка або приставки біля землі, см
Одно стоякова 0,4 кВ	17
А – подібна кінцева	17
А – подібна кутова	18

При повному **внутрішньому загниванні**, коли товщина здорового шару менше 2 см, деталь треба негайно замінити. Якщо еквівалентний діаметр більший від розрахункового на 2—4 см, деталь залишають в експлуатації з щорічною перевіркою, а при більшому перевищенні еквівалентного діаметра над розрахунковим — з перевіркою через 3 роки.

Наявність на деревині **наскрізних тріщин, великих сучків** розцінюють як ослаблення деревини по внутрішньому загниванню на 1—2 см. Ослаблення деревини по внутрішньому загниванню врубами і притесами розцінюють як зовнішнє загнивання на глибину врубок.

Перевіряючи **заземлюючі пристрої**, їх оглядають, вимірюють опір. Заземлюючі пристрої, розміщені в землі, перевіряють вибірково, розкриваючи

грунт. Звертають увагу на глибину закладення (не менш як 0,5 м, а в орній землі — 1 м). Розміри сталевих заземлювачів і заземлюючих провідників повинні бути не менш як 6 мм, а при прямокутному перерізі — не менш як 48 мм² і т. д. **Опір заземлюючих пристроїв** слід вимірювати в періоди найменшої провідності ґрунту: влітку — при найбільшому просиханні ґрунту, а взимку — при найбільшому промерзанні. Опір заземлюючих пристроїв не повинен перевищувати значення, нормоване ПВЕ, більш як на 10%.

Опори заземлюючих пристроїв вимірюють **спеціальними приладами** типу МС-07, МС-08 і М-416. У мережах із зануленням для найбільш віддалених електроприймачів 1 раз на 5 років вимірюють **опір фаза-нуль**. Для надійної роботи плавких вставок запобіжників або вимикання автоматів при однофазному короткому замиканні в кінці лінії опір петлі фаза-нуль повинен бути таким, щоб струм короткого замикання, який виникає, перевищував принаймні в три рази номінальний струм плавкої вставки або в 1,4 рази струм вимкнення миттєвого розчіплювача автомата.

При перевірці стану залізобетонних опор і приставок їх оглядають, вимірюють ширину розкриття тріщин, визначають розміри раковин, сколів. На залізобетонних опорах допускаються раковини і вибоїни розміром не більш як 10 мм (за глибиною, довжиною, шириною) і за кількістю не більше двох на 1 м довжини. Виявлені тріщини замазують полімерцементним розчином і фарбою.

Стріли провису і габарити вимірюють у всіх випадках, коли виникає сумнів щодо їх відповідності проектним даним. Габарити ПЛ можна вимірювати без знімання і з зніманням напруги. Без знімання напруги вимірювання виконують за допомогою теодоліта, спеціальних оптичних кутовимірювальних приладів або ізолюючих штанг.

Простим і зручним приладом для вимірювання габаритів є також кишеньковий висотомір. Для безпосереднього вимірювання габаритів ліній застосовують ізолюючі штанги: один монтер дотикається до проводу лінії кінцем штанги, а другий вимірює відстань від нижнього кінця штанги до землі.

Із зніманням напруги відстань від проводів ПЛ до поверхні землі

вимірюють за допомогою мотузки, рулетки або рейки. Відстань по горизонталі від проводів до будівель, дерев та інших предметів, розміщених поблизу ліній, вимірюють безпосередньо. Стріли провису вимірюють кутовимірними приладами або способом окомірного візування; фактично стріла провису може відрізнятись від нормованої не більш як на 5%.

Стріли провису і габарити лінії не рекомендується вимірювати при швидкості вітру, що перевищує 8—10 м/с.

5. Охорона повітряних ліній електропередачі СЕП

Пошкодження на ПЛ найчастіше виникають внаслідок недопустимого наближення до проводів різних механізмів, через накиди і т. д. Для забезпечення збереження електричних мереж, створення належних умов їх експлуатації та запобігання нещасним випадкам від впливу електричного струму Кабінет Міністрів України затвердив «**Правила охорони електричних мереж**» (постанова Кабінету Міністрів України від 4 березня 1997 р. № 209). Цими правилами встановлені **охоронні зони й мінімально допустимі відстані** між лініями електропередач і найближчими будинками, спорудами, а також зеленими насадженнями.

Для створення нормальних умов експлуатації електричних мереж, забезпечення їх збереження та дотримання вимог техніки безпеки здійснюють такі заходи:

- відводяться земельні ділянки;
- встановлюються охоронні зони;
- визначаються мінімально допустимі відстані;
- прокладаються просіки в лісових, садових, паркових та інших багаторічних насадженнях.

Охоронні зони електричних мереж встановлюють:

- уздовж повітряних ліній електропередачі – у вигляді земельної ділянки і повітряного простору, обмежених вертикальними площинами, що віддалені по

обидві сторони лінії від крайніх проводів за умови невідхиленого їх положення на відстань:

(для повітряних ліній напругою)

2 метрів	– до 1 кВ
10 метрів	– до 20 кВ
15 метрів	– 35 кВ
20 метрів	– 110 кВ
25 метрів	– 150, 220 кВ
30 метрів	– 330, 400, 500, +(-)400 кВ
40 метрів	– 750 кВ;

➤ за периметром трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв - на відстані 3 метрів від огорожі або споруди;

➤ уздовж підземних кабельних ліній електропередачі - у вигляді земельної ділянки, обмеженої вертикальними площинами, що віддалені по обидві сторони лінії від крайніх кабелів на відстань 1 метра;

➤ уздовж підземних кабельних ліній електропередачі до 1 кВ, прокладених у містах під тротуарами, у вигляді земельної ділянки, обмеженої вертикальними площинами від крайніх кабелів на відстань 0,6 метра у напрямку будинків і споруд та на відстань 1 метра у напрямку проїжджої частини вулиці;

➤ Уздовж повітряних ліній електропередачі і за периметром трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв, що знаходяться у лісових та інших зелених масивах, прокладаються просіки.

Забороняється в охоронних зонах повітряних ліній виконувати будь-які дії, що можуть порушити нормальну роботу електричних мереж, спричинити їх пошкодження або нещасні випадки, а саме:

- будувати житлові, громадські й дачні будинки;
- влаштовувати будь-які звалища;
- складати добрива, корми, торф, соломку, дрова, інші матеріали;
- розпалювати вогнища;

- розташовувати автозаправні станції або інші сховища пальномастильних матеріалів;

- накидати на струмопровідні частини об'єктів електричних мереж і наближати до них сторонні предмети, підніматися на опори повітряних ліній електропередачі, електрообладнання трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв, демонтувати їх елементи;

- саджати дерева та інші багаторічні насадження, крім випадків створення плантацій новорічних ялинок;

- влаштовувати спортивні майданчики для ігор, стадіони, ринки, зупинки громадського транспорту, проводити будь-які заходи, пов'язані з великим скупченням людей, не зайнятих виконанням дозволених у встановленому порядку робіт;

- запускати спортивні моделі літальних апаратів, повітряних зміїв.

У межах охоронних зон повітряних ліній, без письмової згоди енергопідприємств, у віданні яких перебувають ці мережі, а також без присутності їх представника **забороняється**:

- будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, знесення будівель і споруд;

- здійснення усіх видів гірничих, вантажно-розвантажувальних, землечерпальних, підривних, меліоративних, днопоглиблювальних робіт, вирубаня дерев, розташування польових станів, загонів для худоби, установлення дротяного загородження, шпалер для виноградників і садів, а також поливання сільськогосподарських культур;

- проїзд в охоронних зонах повітряних ліній електропередачі машин, механізмів загальною висотою з вантажем або без нього від поверхні дороги понад 4,5 метра.

Роботи в охоронних зонах виконуються відповідно до Умов проведення робіт у межах охоронних зон електричних мереж.

Додаток до Правил охорони електричних мереж

УМОВИ проведення робіт у межах охоронних зон електричних мереж

(витяг)

1. Умови проведення робіт у межах охоронних зон електричних мереж (далі - Умови) визначають порядок виконання робіт у межах охоронних зон повітряних і кабельних ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв.

2. Відповідно до Правил охорони електричних мереж підприємства, установи, організації, окремі громадяни у разі відведення їм під забудову земельних ділянок, на території яких розташовані електричні мережі, зобов'язані завчасно погоджувати будівництво з енергопідприємствами, у віданні яких перебувають ці мережі.

3. Підприємства, установи, організації, окремі громадяни, що мають намір виконувати роботи у межах охоронних зон електричних мереж, повинні не пізніше як за три доби повідомити про це енергопідприємство за умови своєчасного одержання письмового дозволу від нього на виконання цих робіт за формами, наведеними в додатках N 1, 2 до цих Умов.

19. Водії механізмів та вантажопідійомних машин, а також стропальники під час одержання допуску мають бути проінструктовані про порядок проїзду й виконання робіт поблизу повітряних ліній.

20. Під час проїзду під повітряними лініями підйомні і висувні частини механізмів вантажопідійомних машин повинні знаходитись у транспортному положенні. Переїзди поза шляхами під проводами діючої повітряної лінії необхідно здійснювати в місцях найменшого провисання проводів (ближче до опори).

Рух вантажопідійомних машин в охоронній зоні повітряної лінії допускається під безпосереднім наглядом особи, призначеної відповідальною за безпечне переміщення вантажів кранами.

21. Під час проїзду вантажопідйомних машин, механізмів відстані від підйомних та висувних частин, вантажозахватних пристроїв, стропів, вантажів до струмопровідних частин повинні бути не менше як:

(для повітряних ліній напругою)

1 метр	- до 35 кВ
1,5 метра	- 110 кВ
2 метра	- 150 кВ
2,5 метра	- 220 кВ
3,5 метра	- 330 кВ
4,5 метра	- 400 - 500 кВ
6 метрів	- 750 кВ

У разі експлуатації вантажопідйомних машин і механізмів забороняються підйом і поворот стріли, підйом телескопічної вишки або висувної драбини на висоту і на кут, за яких відстані до струмопровідних частин виявляться меншими, ніж вищезазначені.

22. Встановлювати й працювати на стрілових кранах безпосередньо під проводами повітряної лінії забороняється.

Лекції № 16, 17

ОСНОВНІ ЗАВДАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СЕП. ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

1. Загальні положення щодо експлуатації кабельних ліній електропередачі

Силову кабельною лінією називається лінія, що служить для передачі електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів із сполучними й кінцевими муфтами (заробками) та кріпильними деталями.

Кабельною спорудою називається приміщення, спеціально призначене для розміщення в ньому кабелів. До них належать: кабельні колектори, тунелі, канали, спеціальні кабельні приміщення (поверхи) й кабельні колодязі.

Кабельні лінії повинні бути виконані таким чином, щоб у процесі монтажу та експлуатації виключалося виникнення в них механічних напруг та пошкоджень, для чого:

✓ кабелі повинні бути покладені із **запасом за довжиною** («змійкою»), достатнього для компенсації можливих зсувів ґрунту та температурних деформацій як самих кабелів, так й конструкцій, по яких вони прокладені (1—3%);

✓ запас кабелю у вигляді кілець (витків) **ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ**;

✓ кабелі, прокладені горизонтально по конструкціях, стінах, перекриттях т.п., повинні бути жорстко закріплені в кінцевих точках, у місцях вигинів, у сполучних муфтах і на прямих ділянках. Опорні конструкції розміщують на відстані 2 м одна від одної;

✓ кабелі, прокладені по вертикальних конструкціях та стінам, повинні бути закріплені з інтервалами 1-2 м з таким розрахунком, щоб була виключена деформація оболонки, і не порушувалися з'єднання жил у муфтах під дією власної ваги кабелів;

✓ конструкції, на які укладаються кабелі, повинні бути виконані таким чином, щоб була виключена можливість механічного пошкодження

оболонок кабелів; оболонки цих кабелів у місцях кріплення повинні бути захищені від механічних та корозійних пошкоджень за допомогою еластичних прокладок;

✓ кабелі, у тому числі броньовані, розташовані в місцях, де можливі механічні пошкодження (пересування автотранспорту, механізмів та вантажів, доступність для сторонніх осіб), повинні бути захищені по висоті на 2 м від рівня підлоги або землі;

✓ при проході кабелів із траншей у будинки, тунелі та т.п., а також через перекриття та внутрішні стіни вони повинні прокладатися в трубах або прорізах. Після прокладки кабелів зазори в трубах та прорізах повинні бути забиті матеріалом, що легко пробивається .

Повинні бути передбачені заходи, що виключають проникнення через труби або прорізи води з траншей у будинки, тунелі та т.п.

Коли траса проходить по території електрифікованого рейкового транспорту (трамвай та ін.), кабелі треба **захищати від небезпечного впливу блукаючих струмів**. Захист кабельних ліній від блукаючих струмів і ґрунтової корозії повинен задовольняти вимогам діючих «Правил захисту підземних металевих споруд від корозії».

При відкритій прокладці кабельних ліній кабелі повинні бути **захищені** щитами, трубами та т.п. **від безпосередньої дії сонячних променів**, а також від тепловипромінювання різного роду джерел тепла.

Радіуси внутрішньої кривої вигину силових кабелів повинні мати стосовно зовнішнього діаметра кабелів кратності не менше:

✓ **ОДНОЖИЛЬНІ** з паперовою просоченою ізоляцією, у свинцевій оболонці, броньовані й неброньовані - 25;

✓ **БАГАТОЖИЛЬНІ** з обіднено-просоченою ізоляцією, у свинцевій оболонці, броньовані - 25;

✓ **БАГАТОЖИЛЬНІ** з паперовою просоченою ізоляцією, у свинцевій або алюмінієвій оболонці, броньовані й неброньовані - 15;

✓ кабелі з гумовою ізоляцією, у свинцевій або поліхлорвінілової

оболонці: броньовані - 10, неброньовані - 6.

З'єднання на кабельних лініях повинні бути виконані таким чином, щоб кабелі були захищені від проникнення в них вологи та інших погано діючих речовин із навколишнього середовища, та щоб з'єднання та заробки витримували іспитові напруги для кабельних ліній, для чого:

- на лініях, виконуваних кабелями у свинцевій або алюмінієвій оболонці, повинні застосовуватися свинцеві, латунні або мідні сполучні муфти;
- на лініях, виконуваних кабелями з просоченою паперовою ізоляцією та кабелями з обідненою ізоляцією, з'єднання кабелів повинні робитися за допомогою стопорно-перехідних муфт, якщо рівень прокладки кабелів з обідненою ізоляцією нижче;
- на лініях, виконуваних гнучкими кабелями в гумовому шлангу, з'єднання кабелів повинні робитися гарячою вулканізацією з покриттям противологісним лаком;
- виготовлення кабельних муфт та заробок, а також монтаж з'єднань та оконцювань в них кабелів виконувати відповідно до діючої документації.

Кабельні лінії з металевими оболонками повинні бути заземлені.

Примітка. При заземленні металевих оболонок кабелів оболонка та броня повинні бути з'єднані гнучким голим мідним проводом між собою та з корпусом муфт. При цьому не потрібно застосовувати заземлюючі провідники з провідністю, більшою, ніж провідність оболонок кабелів, однак переріз їх із усіх випадків повинен бути не менше 6 мм^2 та не більш 25 мм^2

Кабелі можна прокладати в тунелях, каналах, блоках, траншеях і підземних потоках. У середині будинків кабельні лінії можна прокладати безпосередньо по конструкціях будинків. За капітальними затратами **найекономічне прокладати кабелі в спеціально викопаних траншеях.** Уздовж траси кабельних ліній повинні бути встановлені пікетні стовпчики або нанесені на стінах споруд пізнавальні знаки (написи).

Пікетні стовпчики встановлюють по узбіччю траншеї. Установка пікетних стовпчиків безпосередньо над муфтою або кабелем забороняється,

Пізнавальні знаки встановлюють на прямих ділянках не менше ніж через кожні 100 м, на всіх кутах та поворотах, у введів у споруди, у місцях установки сполучних муфт, по обидва боки перетинання кабелів із залізничними коліями та іншими дорогами.

Місця схованої прокладки в стінах повинні бути позначені червоними стрілками та двома чорними поздовжніми смужками, що обмежують місце прокладки.

Кабелі на 20-35 кВ, прокладені в землі, **для захисту від механічних пошкоджень покриваються на всьому протязі спеціальними плитами**, кабелі на напругу нижче 20 кВ - **плитами або цеглою** (не силікатною) в один шар поперек траси кабелів.

Глибина закладення кабельних ліній від планувальної відмітки повинна складати не менше 0,7 м, а при перетинаннях вулиць та площ - 1 м.

Примітка. Допускається зменшення глибини закладення кабелів до 0,5 м на ділянках довжиною не більше 5 м при введі кабелів у будинки, а також у місцях перетинання підземними спорудами за умови захисту кабелів від механічних пошкоджень (наприклад, прокладка в трубах).

При прокладці кабельних ліній уздовж будинків відстані у світлі між кабелями та фундаментом будинків повинні бути не менше 0,6 м.

Коли **паралельно** прокладають кілька кабелів в одній траншеї, відстань між ними по горизонталі повинна бути не менше 100 см. Відстань між контрольними кабелями не нормують.

Кабельній лінії привласнюють свій **номер або найменування**. Якщо кабельна лінія складається з декількох паралельних кабелів, то кожний з них повинен мати той же номер із додаванням літери А, Б і т. д.

Відкрито прокладені кабелі, а також усі муфти й заробки укомплектовують **бирками** з позначеннями:

- на бирках кабелів - марка, напруга, переріз, номер або найменування;
- на бирках муфт і заробок – номер, переріз, дата монтажу, прізвище

монтера, що робив роботу.

Бирки повинні бути стійкими щодо впливу навколишнього середовища.

Для кожної кабельної лінії встановлюють максимальні струмові навантаження відповідно до припустимих температур струмоведучих жил. Ці навантаження визначають по ділянці траси з найгіршими тепловими умовами, якщо довжина ділянки складає не менше 10 м.

Кабельні лінії в кабельних спорудах, а також у виробничих приміщеннях повинні бути **без захисних покривів поверх броні** (броньовані кабелі) або поверх металевих оболонок (неброньовані кабелі).

Металеві оболонки кабелів й металеві поверхні, по яких вони прокладаються, повинні бути захищені антикорозійним покриттям, що не горить.

Для кабелів напругою до 10 кВ включно на час ліквідації аварійного режиму допускається короткочасне перенавантаження до 130% на періоди максимуму протягом 5 діб. Це навантаження припустиме лише в тих випадках, якщо до цього максимальне навантаження лінії не перевищувало 80% довгостроково припустимого по нагріванню струму.

Кабельні лінії 20-35 кВ перевантажувати проти номінальних значень **НЕ ДОЗВОЛЯЄТЬСЯ**.

В обсяг експлуатації кабельних ліній входить:

- 1) контроль за струмовими навантаженнями, температурними режимами і напругою мережі;
- 2) проведення систематичних і позачергових оглядів трас;
- 3) проведення профілактичних випробувань і вимірювань;
- 4) контроль за проведенням робіт на трасах і проведення роз'яснювальної роботи серед населення, керівників підприємств і установ.

Допускається **переміщення кабелів**, які перебувають під напругою, на відстань 5—7 м з додержанням таких умов:

- 1) температура кабелю повинна бути не нижче 5° С;
- 2) для захоплення кабелю користуються спеціальними ізоляційними

кліщами або діелектричними рукавичками;

3) поверх діелектричних рукавичок для захисту їх від механічних пошкоджень надівають брезентові рукавиці;

4) кабелі біля муфти закріплюють на дошках, щоб уникнути згину.

2. Приймання кабельної лінії в експлуатацію

Усі кабельні лінії повинні задовольняти вимогам ПВЕ. Кожну знов змонтовану лінію приймає **спеціальна комісія**, яка складається з представників монтажних і експлуатуючих організацій. Комісія ознайомлюється з технічною документацією на прокладений кабель і з актами на приховані роботи, перевіряє трасу кабелю і проводить ряд випробувань.

1. Повинна бути наступна **документація**:

а) проект лінії;

б) виконавче креслення траси, виконаного в масштабі 1:200 або 1:500 з координатами траси і муфт стосовно існуючих капітальних споруд або до спеціально встановлених знаків;

в) кабельний журнал; при прокладці двох кабелів та більше в траншеї потрібний план їхньої розкладки;

г) акти на приховані роботи;

д) акти приймання траншів під монтаж кабелів;

е) протоколи заводських випробувань кабелів;

Відкрито прокладені кабелі, а також всі кабельні муфти повинні бути постачені бирками з позначеннями;

ж) протоколи випробувань КЛ після прокладки;

з) паспорт КЛ, складеного за встановленою формою.

Знов змонтовану кабельну лінію або таку, що вийшла з капітального ремонту, **випробовують** так:

а) перевіряють на обрив і виконують фазування жил;

б) вимірюють опір заземлення кінцевих заправок;

в) перевіряють дію встановлених захисних пристроїв від блукаючих струмів;

г) випробовують ізоляцію підвищеною напругою.

На кожен кабельну лінію при введенні її в експлуатацію заводять **паспорт**, в якому відбивають основні технічні дані лінії і вносять усі відомості про її випробування, ремонт і експлуатацію, установлюють максимальні струмові навантаження.

3. Додержання режимів роботи кабельних ліній електропередачі СЕП по струмах навантаження

Для кожної кабельної лінії при вводиті її в експлуатацію встановлюються **максимальні струмові навантаження** відповідно до вимог ПВЕ. Ці навантаження визначаються по ділянці траси з найгіршими тепловими умовами, якщо його довжина більше 10 м. Нагрівання не повинне перевищувати температуру, що допускає ДЕРЖСТАНДАРТ та ТУ.

Допустимі температури нагрівання струмопровідних жил визначаються конструкцією кабелю (типом застосовуваної ізоляції), робочою напругою, режимом його роботи (тривалий, короткочасний). Тривало допустимі температури струмопровідних жил не повинні перевищувати таких значень, °С:

для кабелів з просоченою паперовою ізоляцією напругою до 3 кВ	80
для кабелів з гумовою ізоляцією	65
для кабелів з поліхлорвініловою ізоляцією	65

Допустимі струмові навантаження для нормального тривалого режиму кабельної лінії визначають за допомогою таблиць, наведених в ПВЕ. Ці навантаження залежать від способу прокладання кабелю і виду охолодного середовища (земля, повітря).

Кабельні лінії напругою до 6—10 кВ, що несуть навантаження, менші від номінальних при коефіцієнті попереднього навантаження не більше як 0,6—0,8, можна короткочасно і тривало перевантажувати (див. ПТЕ і ПВЕ).

КЛ напругою 6—10 кВ, що несуть навантаження менше номінальних, можуть **короткочасно перевантажуватися** в межах, зазначених у табл. 1.

Таблиця 1 – Короткочасні перевантаження КЛ 6 – 10 кВ

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладки	Припустима кратність перевантаження стосовно номінального протягом		
		0,5 години	1 година	3 години
0,6	У землі	1,35	1,30	1,15
	У повітрі	1,25	1,15	1,10
	У трубах (у землі)	1,20	1,10	1,00
0,8	У землі	1,20	1,15	1,10
	У повітрі	1,15	1,10	1,05
	У трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

На час ліквідації аварії для КЛ напругою до 10 кВ включно допускаються перевантаження протягом 5 діб у межах, вказаних у табл. 2.

Таблиця 2 – Перевантаження КЛ на час ліквідації аварій

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладки	Припустима кратність перевантаження стосовно номінального при тривалості максимуму навантаження		
		1 година	3 години	6 годин
0,6	У землі	1,50	1,35	1,25
	У повітрі	1,35	1,25	1,25
	У трубах (у землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	У землі	1,35	1,25	1,20
	У повітрі	1,30	1,25	1,20
	У трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

Для КЛ, які експлуатуються тривалий час (більше 15 років), перевантаження повинні бути знижені на 10 %.

На відповідальних кабельних лініях з постійним черговим персоналом **контроль за навантаженням** ведуть за допомогою стаціонарних вимірювальних приладів, покази яких записують у добові відомості. Для наочності на шкалах щитових амперметрів червоною рисою позначено допустимий струм кабельної лінії. При відсутності чергового персоналу для контролю за навантаженнями кабельних ліній періодично вимірюють струми стаціонарними або переносними приладами. Вимірювання роблять 2—3 рази на рік: один раз у літній і один — два рази в осінньо-зимовий максимуми.

Одночасно з контролем струмових навантажень **вимірюють робочу напругу** кабельних ліній. Робоча напруга ліній у нормальних умовах експлуатації не повинна перевищувати номінальну більш як на 15%. У мережах з ізольованою нейтраллю або в компенсованих мережах допускається робота кабельних ліній у режимі однофазного замикання на землю.

При однофазному замиканні на землю в мережах з ізольованою нейтраллю необхідно негайно повідомити про це черговому на живлячій підстанції, надалі діяти за його вказівками. Тривалість роботи в режимі однофазного замикання на землю визначається розрахунком і становить звичайно не більше 2 год.

4. Огляди кабельних ліній електропередачі

У нагляд за кабельними лініями входять **періодичні обходи й огляди**. Траси кабельних ліній напругою до 35 кВ оглядають в такі **терміни**:

а) трас кабелів, прокладених у землі і по стінах будинків — за місцевими інструкціями, але не рідше **1 разу на 3 міс**;

б) кінцевих муфт на лініях напругою вище 1000 В — **1 раз на 6 міс**, на лініях напругою 1000 В і нижче — **1 раз на рік**; кабельні муфти, розташовані в трансформаторних приміщеннях, розподільних пунктах і на підстанціях, оглядають одночасно з іншим устаткуванням.

Позачергові обходи проводять весною під час танення снігу, льодоходів, повені, після злив і в період осінніх дощів, коли спостерігаються найбільші розм'якнення і розмиви ґрунту, внаслідок чого можливі пошкодження кабелів..

Під час оглядів **треба перевіряти**, щоб на трасі не виконували робіт, не погоджених з експлуатуючою організацією: будівництва споруд, розкопування землі, садіння дерев, влаштування складів, звалищ, виливання розчинів кислот, лугів і солей, земляні роботи на глибині понад 0,3 м і планування ґрунту за допомогою механізмів.

Відомості про виявлені при оглядах несправності повинні **заноситися в журнал дефектів** для подальшого усунення в найкоротший термін. Про

дефекти, які треба негайно усунути, той, хто проводить огляд, повинен **негайно повідомити** безпосередньому начальнику. У подальшому на підставі записів у журналі дефектів розробляють заходи для ліквідації несправностей і визначають терміни їх проведення. Якщо обсяг робіт великий або потрібні великі матеріальні затрати, роботи включають у план капітального ремонту.

Якщо під час огляду виявлено порушення діючих «Правил охорони електричних мереж», наприклад, проводяться земляні роботи без дозволу, слід негайно припинити виконання робіт, скласти акт про порушення правил і викликати представника адміністрації (інспекції) або органів міліції. Якщо на проведення земляних робіт поблизу кабельних трас є дозвіл, то в проекті на ці роботи повинні бути передбачені спеціальні заходи для забезпечення збереженості кабельних ліній.

Правила технічної експлуатації **забороняють працювати із землерийними машинами** на відстані менше 1 м від кабелів. Відбійні молотки і ломи для розпушування ґрунту над кабелями можна застосовувати лише на глибині, яка не перевищує 0,4 м при нормальній глибині закладання кабелів. Клинь-баби та інші ударні механізми дозволено застосовувати не ближче як на відстані 5 м від кабелю.

Протягом усього часу проведення робіт слід забезпечити періодичний контроль за додержанням призначених заходів для збереженості кабельної лінії.

5. Профілактичні випробування кабельних ліній електропередачі

Профілактичні випробування проводять не менше **1 разу на рік**, а випробування кабелів, які перебувають у сприятливих умовах за навантаженням (температурним режимом), способом прокладання (виключена можливість механічних пошкоджень) — не менше **1 разу на 3 роки**.

Позачергові випробування кабельних ліній виконують після ремонтних робіт і після закінчення земляних робіт на трасі.

Профілактичні випробування ізоляції кабельних ліній **виконують**:

- а) високовольтним мегомметром 1000—2500 В;
- б) підвищеною напругою постійного струму;
- в) вимірюванням діелектричних втрат на вертикальних ділянках.

Випробування ізоляції мегомметром 1000—2500 В проводять для виявлення різких порушень цілості ізоляції кабелю (обрив фаз, коротке замикання на землю і т. д.).

Основним методом профілактичних випробувань кабельних ліній є метод **випробувань підвищеною напругою**.

Профілактичні випробування зазвичай проводять у теплу пору року, в період найбільшої ймовірності погіршення якості ізоляції. Для зниження потужності випробовуваної установки випробування підвищеною напругою виконують на постійному струмі (рис. 1).

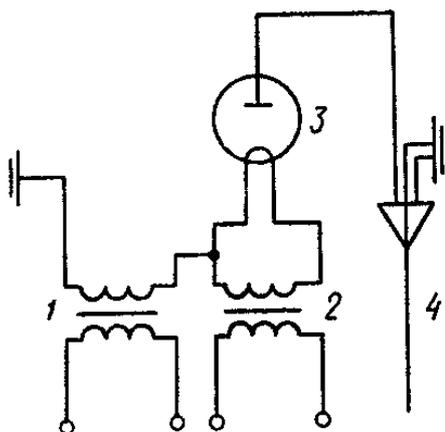


Рис. 1 – Принципова схема випробування кабелю:
1 – підвищувальний трансформатор; 2 – трансформатор розжарювання;
3 – кенотрон; 4 – випробувальний кабель

При випробуваннях напругу підвищують плавно, з швидкістю не більше 1—2 кВ на секунду, до випробувального значення і підтримують протягом усього періоду випробувань (5 хв.). Кабельну лінію вважають такою, що витримала випробування, якщо під час його проведення не спостерігалось різких поштовхів струму і не було пробоїв або перекриття ізоляції, а також зростання струму витоків.

При випробуваннях трифазних кабелів кожну жилу випробовують по

черзі відносно двох інших і свинцевої оболонки (вільні жили разом з оболонкою з'єднують із землею). При цьому як міжфазову ізоляцію, так і ізоляцію жил відносно землі випробовують однаковою напругою. Для кабелів 2—10 кВ ця напруга має дорівнювати $(5 \div 6) U_n$.

6. Охорона кабельних ліній електропередачі СЕП

Охоронні зони електричних мереж устанавлюються уздовж підземних кабельних ліній електропередачі у вигляді земельної ділянки, обмеженої вертикальними площинами, що відстоять по обидві сторони ліній від крайніх кабелів на відстані 1 м.

Охорона електричних мереж здійснюється підприємствами (організаціями), у веденні яких перебувають ці електричні мережі.

Для забезпечення схоронності, створення нормальних умов експлуатації електричних мереж і запобігання нещасних випадків виділяють земельні ділянки, устанавлюють охоронні зони, мінімально припустимі відстані від електричних мереж до будівель, споруд, земної і водної поверхонь, прокладаються просіки в лісових масивах і зелених насадженнях.

В охоронних зонах електричних мереж без письмової згоди підприємства (організацій), у веденні яких перебувають ці мережі, **забороняється**:

а) здійснювати будівництво, капітальний ремонт, реконструкцію або знос будь-яких будинків і споруд;

б) виконувати всякого роду гірські, вантажно-розвантажувальні, днопоглиблювальні, землечерпальні, підривні, меліоративні роботи, робити посадку й вирубку дерев і чагарників, розташовувати польові стани, улаштовувати кошари (загони для скота), споруджувати дротові огороження, шпалери для виноградників і садів, а також робити полив сільськогосподарських культур;

д) робити грабарства (земляні роботи) на глибині більше 0,3 м, на землях, які зорюють, - на глибині більше 0,45 м, а також планування ґрунту.

Забороняється робити які-небудь дії, що можуть порушити нормальну роботу електричних мереж, привести до їхнього пошкодження або до нещасних випадків, зокрема:

а) розміщувати автозаправні станції та інші сховища пально-мастильних матеріалів в охоронних зонах електричних мереж;

д) улаштовувати всякого роду смітники (в охоронних зонах електричних мереж і поблизу їх);

к) проводити роботи ударними механізмами, скидати вантажі масою понад 5 т, робити скидання й злив їдких і корозійних речовин і пально-мастильних матеріалів;

7. Види пошкоджень кабелю

7.1. Порядок визначення характеру пошкодження кабелю

Пошук місць пошкодження в кабельних лініях починають із **визначення виду пошкодження**, на підставі якого вибирають метод пошуку й встановлюють порядок робіт.

За своїм характером **пошкодження в кабельних лініях підрозділяються** на:

- пошкодження ізоляції, що викликало замикання однієї жили кабелю на землю;
- пошкодження ізоляції, що викликало замикання жил кабелю між собою або замикання жил на землю;
- обрив однієї або декількох жил без заземлення або із заземленням обірваних та необірваних жил;
- запливаючий пробій ізоляції;
- пошкодження кабелю в декількох місцях, кожне з яких може бути віднесене до наведеного вище.

Для уточнення виду пошкодження необхідно з обох кінців лінії провести:

- вимірювання опору ізоляції кожної струмоведучої жили відносно землі,

- вимірювання опору ізоляції між струмоведучими жилами,
- вимірювання цілості струмоведучих жил.

Ці вимірювання зазвичай роблять мегомметрами типу МС-06 з номінальною напругою 2500 В. Перед початком вимірювань кабельна лінія повинна бути відключена з обох сторін роз'єднувачами.

Визначення виду пошкодження проводять з урахуванням умов його виникнення. Наприклад, при аварійних пошкодженнях найчастіше мають місце обриви однієї або декількох жил із заземленням або без нього. Можливо також зварювання струмоведучої жили з оболонкою кабелю при тривалому протіканні струму замикання на землю.

При профілактичних випробуваннях частіше виникають замикання струмоведучої жили на землю з великим перехідним опором, а також запливаючий пробій. Значно рідше виникають замикання струмоведучих жил між собою. Цілість жил у цьому випадку взагалі не порушується.

При виборі методу відшукування місця пошкодження необхідно враховувати також величину напруги, при якій відбувся пробій ізоляції, і величину перехідного опору в місці пошкодження.

Напругу, при якій відбувся пробій ізоляції, визначають або за даними профілактичних випробувань, або виходячи з робочої напруги кабелю залежно від того, коли відбувся пробій.

Якщо вид пошкодження не можна встановити за допомогою мегомметра, то проводять додаткове випробування кабелю підвищеною напругою.

7.2. Вибір методу пошуку місця пошкодження кабелю

Методи відшукування місць пошкодження в кабельних лініях діляться на дві групи:

- **відносні методи**, що дозволяють визначити відстань до місця пошкодження;
- **абсолютні методи**, що дають можливість указати місце пошкодження безпосередньо на трасі.

Слід зазначити, що навіть при досить високій точності відносних методів визначення відстані до місця пошкодження застосування їх на практиці зв'язано зі значними погрішностями. Це пояснюється тим, що реальна довжина кабелю виявляється більше довжини траси кабельної лінії. Величина похибки в цьому випадку визначається нерівномірністю глибини траншей на трасі, зсувом кабелю відносно осі траншеї, нахилом траси, укладанням кабелю змійкою, кількістю муфт на трасі та т.п. У результаті при визначенні місць пошкодження помилки можуть досягати десятків метрів. Тому відносні методи застосовують, як правило, лише для визначення зони пошкодження. Для уточнення місця пошкодження безпосередньо на трасі використовують абсолютні методи.

Вибір конкретних методів при тому або іншому виді пошкоджень вибирають з урахуванням напруги пробою та перехідного опору в місці пошкодження (табл. 3).

Слід зазначити, що досвід експлуатації вказує на найбільшу ефективність імпульсного та індукційного методів. Однак їхнє застосування вимагає зниження перехідного опору в місці пошкодження до десятків одиниць або навіть доль Ома.

Для зниження опору в місці пошкодження створюють умови, при яких через розрядний канал довгостроково протікає струм, при цьому за рахунок енергії, що виділяється в каналі, відбувається подальше руйнування ізоляції, що знижує перехідний опір. Процес створення таких умов одержав назву **пропалювання ізоляції**. Досвід експлуатації показав, що застосування пропалювання дозволяє досить просто виявити пошкодження в кінцевих заробках за появою диму та запаху гару, що значно скорочує час їхнього відшукування.

Таблиця 3 – Вибір методів пошуку пошкоджень

Вид пошкодження кабельної лінії	Напруга пробою, кВ	Перехідний опір (після пропалювання), Ом	Метод визначення зони пошкодження	Метод точного визначення пошкодження на трасі кабельної лінії
Замикання жили на оболонку	0—25	0-40	Імпульсний, петльовий	Метод вимірювання потенціалів, метод накладної рамки
		40-200	Імпульсний, метод коливального розряду, петльовий	Акустичний, метод вимірювання потенціалів
		200-3000	Метод коливального розряду, петльовий	Акустичний
Замикання двох або трьох жил між собою (та на землю) в одному місці	0-25	0-40	Імпульсний, петльовий (при наявності ушкодженої жили)	Індукційний
		40—200	Імпульсний, метод коливального розряду	Індукційний, акустичний
		200-3000	Метод коливального розряду	Акустичний, індукційний
Подвійне замикання на землю в різних місцях	0-25	0-200	Імпульсний	Акустичний (з попереднім руйнуванням містка)
		200-3000	Петльовий, метод коливального розряду	Акустичний
Обрив струмоведучих жил без заземлення	До випробувального	10^6 та більше	Імпульсний, метод коливального розряду, ємнісний	Акустичний
Обрив струмоведучих жил із замиканням на землю	0-10	0-200 с допалюванням до двофазного короткого замикання	Імпульсний	Індукційний
		200 та більше	Метод коливального розряду	Акустичний
«Запливаючий» пробій	До випробувального	10^7 та більше	Метод коливального розряду	Акустичний

Різноманіття видів пошкоджень, а також методів та засобів їхнього виявлення привело до необхідності дотримання певної **послідовності робіт**, що передбачає наступні етапи:

- підготовка кабельної лінії до проведення робіт;
- попереднє визначення виду пошкодження, пропалювання пошкодженої частини ізоляції;
- уточнення виду пошкодження і вибір методу пошуку місця пошкодження;
- визначення зони пошкодження кабельної лінії відносними методами;
- уточнення місця пошкодження на трасі одним з абсолютних методів.

8. Визначення місць пошкодження на кабельних лініях

8.1. Відносні методи пошуку місць пошкодження в кабельних лініях

8.1.1. Петльовий метод

Петльовий метод заснований на принципі вимірювання співвідношення опорів пошкодженої і непошкодженої жил кабелю відносно точки замикання за схемою мосту постійного струму (рис. 2). Метод застосовують в тих випадках, коли пошкоджена жила не має обриву і перехідний опір у місці пошкодження не перевищує 10 кОм.

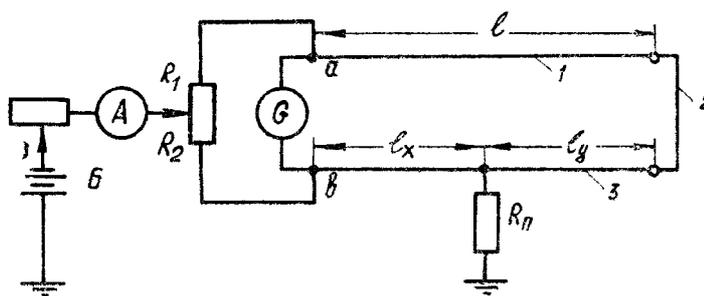


Рис. 2 – Схема петльового методу пошуку місць пошкодження

При вимірюваннях пошкоджену 3 й непошкоджену 1 жили з'єднують перемичкою 2, встановлюваною на протилежному від місця вимірювання кінці кабелю. Плечі моста утворюються опорами R_1 і R_2 й опорами жил кабелю r_x та r_1-r_y , що відповідають відріzkам l_x , l і l_y . Як джерело живлення схеми

застосовується акумулятор, а при підвищених перехідних опорах - сухі анодні батареї. Щоб у місці пошкодження не відбувалося окислювання, що може викликати зниження струму в колі, позитивний полюс джерела напруги підключають до землі, а негативний - до моста.

Після досягнення рівноваги моста шляхом підбору опорів R_1 та R_2 можна визначити відстань до місця пошкодження за формулою:

$$l_x = 2 \cdot l \frac{R_2}{R_1 + R_2}.$$

Для перевірки правильності вимірювання відстані l_x необхідно поміняти кінці проводів, що йдуть до справної і пошкодженої жили, та повторити вимірювання. В останньому випадку буде обмірена відстань $l + l_y$. Якщо сума результатів обох вимірювань буде істотно відрізнятися від подвоєної довжини кабелю, то вимірювання зроблені не точно та мають потребу в повторенні після ретельної перевірки надійності контактних з'єднань у схемі.

Точність вимірювання петльовим методом істотно залежить від величини опору всіх контактних з'єднань вимірювальної схеми, знання фактичної довжини кабельної лінії та однорідності лінії.

Отже деякому підвищенню точності вимірів сприятиме застосування у схемі спеціально підготовлених мідних гнучких сполучних проводів з перерізом не менше 4 мм^2 , з латунними наконечниками, а також використанням надійних затискачів.

Підвищення чутливості моста можна забезпечити використанням більше чутливих гальванометрів і підбором оптимального співвідношення напруги живлення моста та величини перехідного опору в місці пошкодження кабелю. На підставі досвіду експлуатації встановлено, що при перехідному опорі до 100 Ом варто застосовувати джерело живлення напругою порядку 6-12 В, при опорі від 100 до 1000 Ом - порядку 20-30 В, при опорі від 1000 до 10000 Ом - порядку 100-250 В.

Розглянуті співвідношення справедливі при визначенні відстані до місця пошкодження в однорідних кабельних лініях. Якщо ж жили кабелю за

довжиною неоднорідні, то опір окремих ділянок необхідно привести до якого-небудь одного перерізу та питомого опору

Найбільш ефективно застосування петльового методу при визначенні відстані до місць пошкодження, які перебувають у середовищі з добрим тепловідводом (наприклад, у воді, коли пропалюванням не вдається знизити перехідний опір у місці пошкодження, до величин, що допускають застосування імпульсного методу).

Основні недоліки методу:

- необхідність хоча б однієї неушкодженої жили;
- складність і тривалість проведення вимірювань;
- відносний характер вимірювання (загальна погрішність росте зі збільшенням відстані до місця пошкодження);
- значні похибки за рахунок нестабільності перехідних опорів у місцях з'єднання схеми;
- залежність результатів вимірювання від величини перехідного опору в місці пошкодження кабелю;
- вплив на результати вимірювання блукаючих струмів;
- необхідність проведення обчислювальних операцій.

При обриві пошкодженої жили кабелю петльовий метод не може бути застосований.

8.1.2. Ємнісний метод

Ємнісний метод заснований на вимірюванні ємностей пошкодженої жили за схемою моста змінного струму (рис. 3). Метод застосовують для визначення відстані до місця обриву однієї або декількох жил кабелю.

Струмоведуча жила кабелю, що має обрив, підключається до моста змінного струму. Після досягнення рівноваги моста шляхом підбору ємності C_0 можна визначити величину ємності жили кабелю C_x за формулою

$$C_x = C_0 \frac{R_1}{R_2}.$$

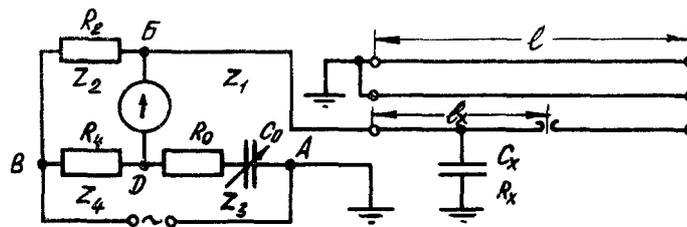


Рис. 3 – Схема ємнісного методу відшукування місць пошкодження

Для підвищення чіткості відліку жили кабелю, що не застосовуються у вимірюваннях, заземлюють.

На практиці при визначенні відстані до місця пошкодження можуть мати місце **три характерних випадки:**.

1) **Відбувся розрив жили, але без заземлення обох її частин.** У цьому випадку необхідно зробити вимір ємностей з обох кінців кабельної лінії. Відстань до місця пошкодження визначається розподілом довжини кабелю пропорційно обмірюваним ємностям:

$$l_x = l \frac{C_1}{C_1 + C_2},$$

де l_x — відстань до місця обриву;

l — загальна довжина кабельної лінії;

C_1, C_2 — обмірювані значення ємностей окремих ділянок ушкодженої жили.

2) **Відбувся обрив жили із глухим заземленням однієї з її частин.** У цьому випадку вимірюється ємність незаземленої частини жили C_1 та ємність непошкодженої жили C . Відстань до місця пошкодження визначається за формулою

$$l_x = l \frac{C_1}{C}.$$

3) **Відбувся обрив всіх трьох жил,** причому, виміряти можна тільки ємність однієї ділянки обірваної жили, а інші мають глухе заземлення. При такому пошкодженні відстань до місця пошкодження визначають за формулою

$$I_x = \frac{C_1 \cdot 100}{C_0},$$

де C_0 — питома ємність жили для даної напруги.

Оскільки величина питомої ємності кабелів, що перебувають в експлуатації, як правило, відрізняється від даних, що наводяться у довідниках, задовільні результати виміру можна одержати тільки на коротких кабельних лініях, довжина яких не перевищує 200 м.

До **основних недоліків методу** необхідно віднести.

- залежність ємності кабелю від стану його ізоляції;
- залежність похибки у визначенні відстані від різниці в довжинах власне кабелю та кабельної траси;
- складність і тривалість проведення вимірювань;
- необхідність обчислювальних операцій;
- залежність обмірюваного значення ємності від величини перехідного опору в місці пошкодження. При опорі менш 5 МОм точність вимірювання різко зменшується.

Оскільки ємнісний метод за часом вимірювань й точності значно уступає імпульсному методу, *до нього удаються тільки при відсутності апаратури для визначення місця пошкодження імпульсним методом.*

8.1.3. Метод коливального розряду

Метод коливального розряду заснований на вимірюванні періоду електромагнітних коливань, що виникають у зарядженому кабелі при пробі ізоляції в місці пошкодження. **Метод знайшов розповсюдження для визначення відстані до місця пошкодження виду «запливаючий пробій».** Найчастіше такі пошкодження з'являються при випробуванні кабелів підвищеною напругою.

Визначення відстані до місця пошкодження методом коливального розряду проводиться за схемою рис. 4. Попередньо кабельна лінія повинна бути відключена від мережі й розряджена. Струмоведачі жили на обох кінцях кабелю повинні бути розімкнуті. Жила з пошкодженою ізоляцією через

зарядний опір заряджається від високовольтної випробувальної установки. Напруга заряду плавно піднімається аж до виникнення пробою в місці дефекту ізоляції. У момент пробою через невеликий перехідний опір дуги відбувається розряд ємності кабелю, що супроводжується поширенням електромагнітної хвилі від місця пошкодження до кінців кабелю. Досягши кінця кабелю, хвиля, відбиваючись від його неоднорідності, спрямовується до протилежного кінця кабелю, але, дійшовши до місця пошкодження, знову відбивається. Таким чином, у кабельній лінії виникає поступово загасаючий коливальний процес.

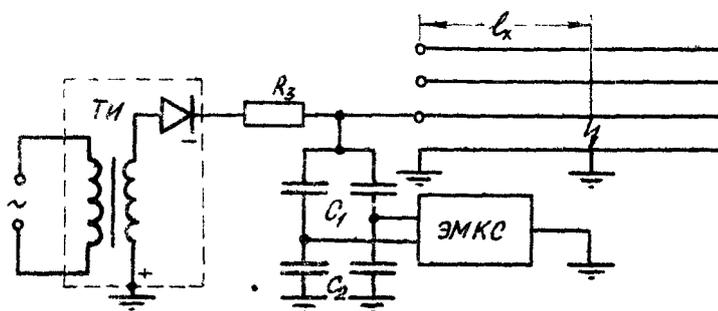


Рис. 4 – Схема відшукування місць пошкодження методом коливального розряду

Час поширення хвилі від місця пошкодження до кінця лінії можна визначити за формулою $t_1 = \frac{l_x}{V}$, де V — швидкість поширення хвилі.

Спеціальні дослідження показали, що для кабелів напругою 6-35 кВ швидкість практично постійна і дорівнює 160 ± 1 м/мкс.

Відбившись від кінця кабелю, хвиля повернеться до місця пробою кабелю через час, $t_x = 2 \frac{l_x}{V}$ звідки відстань до місця пошкодження можна визначити за

формулою

$$l_x = \frac{t_x \cdot V}{2}, \text{ або з урахуванням швидкості } V = 160 \text{ м/мкс: } l_x = 80 \cdot t_x$$

Вимірювальна апаратура для вимірювання часу напівперіоду підключається до контрольованої жили через ємнісний подільник напруги. При використанні електронних мікросекундомірів у момент початку першого напівперіоду відбувається пуск схеми приладу, а в момент закінчення першого

напівперіоду - останов. Відлік відстані до місця пошкодження відраховується за шкалою приладу, відградуйованого в кілометрах.

На результати вимірювання може вплинути наявність неоднорідностей у кабельній лінії, здатних спотворити криву коливального процесу. У цьому випадку може мати місце помилковий останов мікросекундоміра. Для запобігання помилки у вимірюваннях у цьому випадку чутливість каналу «Останов» загрублюють і проводять додаткові вимірювання.

Слід мати на увазі, що оскільки метод коливального розряду дозволяє робити вимірювання в момент пробою ізоляції, то профілактичні випробування кабелів доцільно проводити з підключеним електронним мікросекундоміром.

Перевагами даного методу є:

- можливість вимірювання відстані до місця пошкодження виду «запливаючий пробій»;
- безпосередній відлік відстані до місця пошкодження за шкалою вимірювального приладу;
- висока швидкість одержання кінцевих результатів вимірювання.

Основними недоліками методу є:

- необхідність високовольтної установки;
- реакція апаратури тільки на найближче до місця вимірювання пошкодження;
- вплив неоднорідностей лінії на результати вимірювання.

8.1.4. Імпульсний метод

Імпульсний метод заснований на вимірюванні часу пробігу електромагнітного імпульсу до місця пошкодження і назад:

$$t_x = 2 \frac{l_x}{V}.$$

Оскільки швидкість проходження імпульсу дорівнює 160 м/мкс, то відстань до місця пошкодження l_x можна визначити за формулою

$$l_x = 80 \cdot t_x.$$

Вимірювання інтервалу часу між зондуючим і відбитим імпульсами здійснюється порівнянням його з відомими відрізками часу на екрані електронно-променевої трубки. Відлік результатів вимірювання проводять або за масштабом лінії розгортки (рис. 5) (на цьому принципі працюють прилади типу ИКЛ-5, P5-1, P5-1A), або за шкалою каліброваної часової затримки розгортки при суміщенні відбитого імпульсу (рис. 6) із заданою міткою (прилад P5-5). В останньому випадку електронно-променева трубка відіграє роль нуль-індикатора.

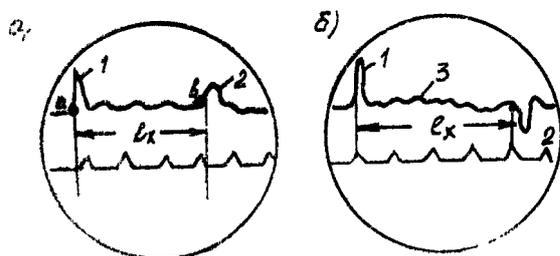


Рис. 5 - Екран приладу типу P5-1A:
 а - коротке замикання; б - обрив жили;
 1 - зондуєчий імпульс; 2 - відбитий імпульс; 3 - перешкоди

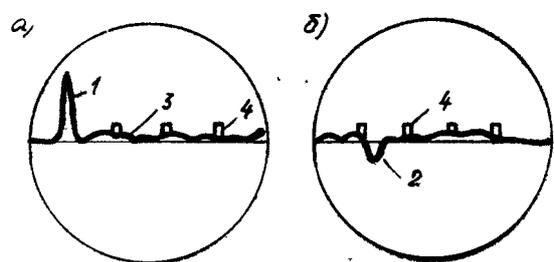


Рис. 6 - Екран приладу типу P5-5:
 а - перевірка збігу зондуєчального імпульсу з нульовою масштабною міткою; б - сполучення відбитого імпульсу з нульовою масштабною міткою; 1 - зондуєчий імпульс; 2 - відбитий імпульс; 3 – перешкоди; 4 - мітки

Як і в методі коливального розряду, полярність відбитого імпульсу визначається коефіцієнтом відбиття, що враховує хвильовий опір і перехідний опір у місці пошкодження.

При обривах жили коефіцієнт відбиття дорівнює одиниці, й відбитий імпульс зберігає знак зондуєчого імпульсу. При зменшенні перехідного опору в порівнянні із хвильовим полярність відбитого імпульсу змінюється.

Основною перевагою імпульсного методу є те, що він дозволяє досить точно визначити не тільки відстань до місця пошкодження, але й уточнити вид пошкодження. Вимірювання відрізняються простотою та наочністю.

Визначення відстані до місця пошкодження можна робити з одного кінця кабельної лінії. Одночасно можна визначити відстань до декількох ушкоджень у кабелі.

До **недоліків методу** необхідно віднести.

- наявність перешкод за рахунок неоднорідностей у лінії;
- збільшення погрішності вимірювання зі збільшенням відстані до місця пошкодження;
- необхідність попереднього зниження перехідного опору в місці пошкодження до величини менш 200 Ом.

8.2. Абсолютні методи пошуку місць пошкодження в кабельних лініях

8.2.1. Індукційний метод

Індукційний метод пошуку місць пошкодження в кабельних лініях електропередачі **заснований** на фіксації характеру зміни електромагнітного поля над кабелем, по жилах якого пропускається струм високої частоти.

Як джерело струму при індукційному методі застосовують електромашинні, лампові або транзисторні генератори звукової частоти порядку 800-1200 Гц.

Наявність і характер електромагнітного поля на поверхні землі над кабелем визначається за допомогою приймального пристрою, що складається з антени, підсилювача і звукового або стрілочного індикатора. Як антена (рамка) звичайно використовується котушка індуктивності з феритовим сердечником, як звуковий генератор - головні телефони, як стрілочний індикатор - стрілочний мікроамперметр.

За інших рівних умов, наведена в антені ЕРС, пропорційна величині струму, що протікає по жилах кабелю, істотно залежить від струморозподілу в кабелі, абсолютної величини струму та взаємного просторового положення антени та кабелю.

У загальному випадку електромагнітне поле над кабелем можна розглядати як результуюче поле двох основних видів струморозподілу: поле

одиначного струму та поле пари струмів. Поле одиначного струму характерне для тих випадків, коли впливом зворотного струму до генератора можна знехтувати. Наприклад, одна із клем генератора підключена до жили кабелю, заземленої на протилежному його кінці, а друга клемма - заземлена. Такий струм створює навколо кабелю концентричне електромагнітне поле, напруженість якого убиває обернено пропорційно відстані від кабелю (рис. 7).

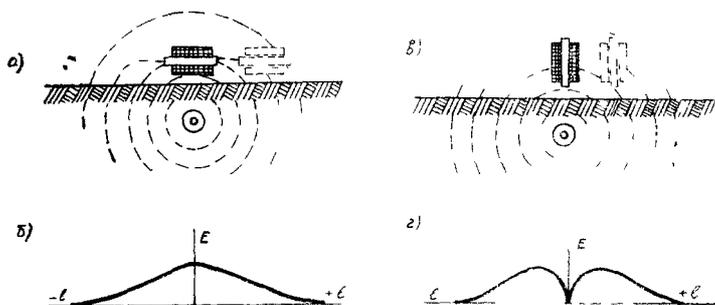


Рис. 7 – Розподіл поля одиначного струму й криві зміни ЕРС при горизонтальній та вертикальній орієнтації магнітної осі антени

Поле пари струмів характерне для тих випадків, коли клема генератора підключені або до двох короткозамкнених жил кабелю або до жил, що мають пошкодження типу «запливаючий пробій», або до жил, що мають замикання через невеликий перехідний опір. У цих випадках прямий та зворотний струм по жилах кабелю створює два концентричні поля, що діють у протилежних напрямках (рис. 8). Напруженість поля в цьому випадку пропорційна відстані між жилами та обернено пропорційна квадрату відстані від кабелю. Таким чином, наявність зворотного струму в одній з жил кабелю істотно послабляє електромагнітне поле над ним.

Слід враховувати й те, що завдяки застосуванню скрутки жил у кабелі кожна з них змінює своє просторове положення відносно осі кабелю та поверхні ґрунту над нею. При цьому можна розрізнити два крайніх випадки розташування жил зі струмом стосовно рівня ґрунту: горизонтальне (рис. 8) і вертикальне (рис. 9).

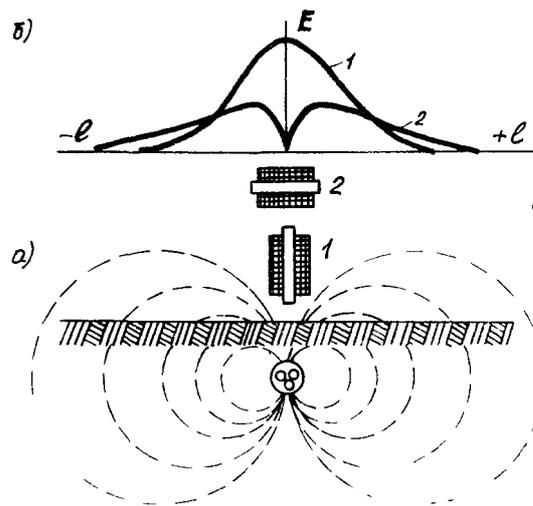


Рис. 8 – Розподіл поля при горизонтальному розташуванні жил зі струмом а та криві зміни ЕРС при горизонтальній (2) і вертикальній (1) орієнтації магнітної осі антени

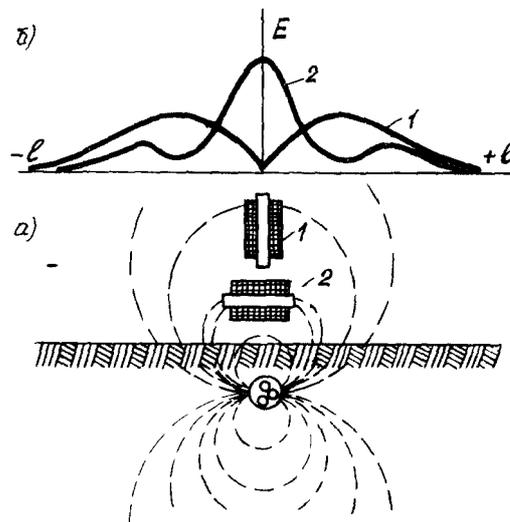


Рис. 9 - Розподіл поля при вертикальному розташуванні жил зі струмом а та криві зміни ЕРС б при вертикальній (1) і горизонтальній (2) орієнтації магнітної осі антени

Допустимо, що вісь прийомної антени орієнтована вертикально 1. Тоді наведена в ній ЕРС виявляється істотно вище при горизонтальному розташуванні жил, чим при вертикальному. Тому при русі оператора уздовж траси кабелю ЕРС в антені буде періодично (відповідно до кроку скрутки) змінюватися від максимуму (горизонтальне розташування жил) до мінімуму (вертикальне розташування). Аналогічна картина буде спостерігатися й при горизонтальній орієнтації осі антени 2, однак у цьому випадку максимуми ЕРС будуть відповідати вертикальному, а мінімуми - горизонтальному

розташуванню жил кабелю.

Індукційним методом можна визначити:

- місце пошкодження в кабельній лінії;
- трасу кабельної лінії;
- місце розташування муфт на трасі;
- глибину закладання кабелю

8.2.1.1. Визначення траси кабельної лінії

Для визначення траси кабельної лінії один з виводів генератора звукової частоти приєднують до неушкодженої жили кабелю, заземленої на протилежному кінці лінії (рис. 10), а інший заземлюють.

Визначення траси кабельної лінії проводиться або за мінімумом, або за максимумом сигналу.

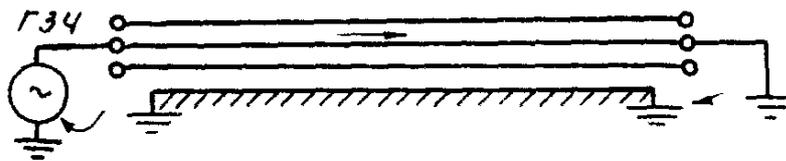


Рис. 10 -- Схема визначення траси кабелю

При визначенні траси за максимумом сигналу вісь антени розташовують у площині, перпендикулярній до осі кабелю, горизонтально відносно поверхні ґрунту (рис. 7, а). У момент, коли антена буде перебувати точно над віссю кабелю, її витки будуть перетинатися максимальним магнітним потоком, та наведена в ній ЕРС буде максимальною. При зсуві антени убік від осі кабелю ЕРС зменшується (рис. 7, б).

При визначенні траси кабельної лінії за мінімумом сигналу магнітну вісь антени розташовують у площині осі кабелю перпендикулярно відносно поверхні ґрунту (рис. 7, в). Якщо антена перебуває точно над віссю кабелю, то лінії магнітного поля проходять паралельно її виткам та ЕРС в антені практично дорівнює нулю. Однак навіть при незначному зсуві антени відносно осі кабелю з'являється сигнал, що різко посилюється (рис. 7, г).

В обох випадках при переміщенні антени уздовж траси кабельної лінії величина ЕРС, а значить й інтенсивність сигналу буде змінюватися тільки за рахунок різної глибини залягання кабелю або за рахунок прокладання його в трубах.

У практиці експлуатації визначення траси кабельної лінії частіше проводиться за мінімумом сигналу, оскільки цей спосіб дає більш чіткі результати незалежно від глибини залягання кабелю. Звичайно в цьому випадку струм від звукового генератора встановлюють у межах від 0,5 до 5 амперів (залежно від глибини залягання кабелю) та, розташували вісь антени перпендикулярно поверхні ґрунту, переміщують її уздовж осі кабелю. Для контролю правильності проходження антени періодично зміщують убік від осі кабелю, при цьому навіть невелике відхилення антени приводить до різкого збільшення сигналу.

При необхідності визначення напрямку осі кабелю вісь антени обертають у площині, горизонтальній поверхні ґрунту. У той момент, коли рівень сигналу буде мінімальним, вісь антени буде спрямована уздовж осі кабелю. У цьому випадку силові лінії поля проходять паралельно виткам прийомної антени, не перетинаючи їх.

8.2.1.2. Визначення глибини залягання кабелю

Для визначення глибини залягання кабелю використовується та ж схема, що й при визначенні траси кабельної лінії. При цьому застосовують два способи орієнтації магнітної осі антени: під кутом 45° і під кутом 90° стосовно поверхні ґрунту. В обох випадках завчасно знаходять трасу кабельної лінії і відзначають її лінією на поверхні землі.

При першому способі вісь антени орієнтують таким чином, щоб вона перебувала під кутом 45° до вертикальної площини, що проходить через вісь кабелю (рис. 11). Зміщуючи антену в напрямку, перпендикулярному до лінії, проведеної над кабелем, знаходять точку, в якій сигнал дорівнює нулю. Найкоротша відстань між цією точкою та лінією над кабелем дорівнює глибині залягання кабелю.

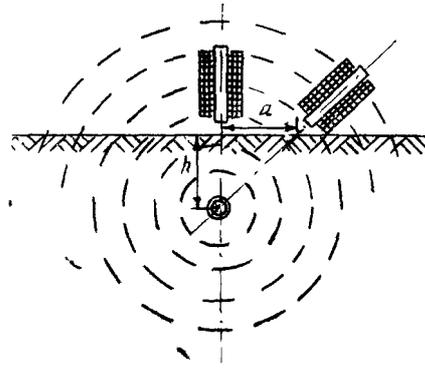


Рис. 11 – Визначення глибини залягання кабелю

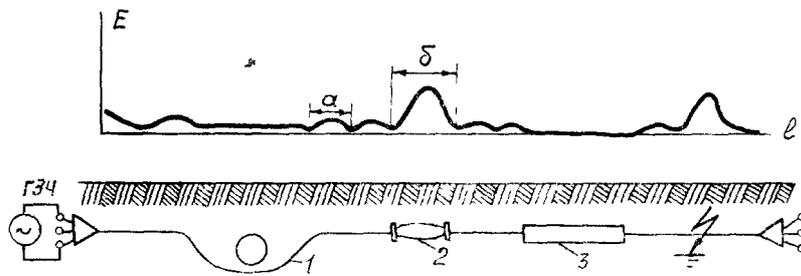
Частіше використовують **другий спосіб**, при якому магнітна вісь антени розташовується вертикально. У цьому випадку при зсуві антени в напрямку, перпендикулярному до лінії над кабелем, визначають точку, в якій сигнал має максимальне значення. Найкоротша відстань від цієї точки до лінії над трасою визначає глибину залягання кабелю. Застосування цього способу більш ефективно, оскільки він дозволяє визначати глибину залягання кабелю безпосередньо в процесі пошуку траси за мінімумом сигналу.

8.2.1.3. Пошук місця замикання між жилами кабелю

При пошуку місця замикання між жилами кабелю обидва виводи звукового генератора приєднуються до пошкоджених жил (рис. 12). Магнітна вісь антени в цьому випадку може бути орієнтована й вертикально й горизонтально як уздовж, так і поперек осі кабелю. У всіх випадках при переміщенні антени уздовж траси кабельної лінії точно над її віссю аж до місця пошкодження спостерігається періодичне посилення і ослаблення сигналу, обумовлене скруткою жил кабелю.

При русі уздовж траси чітку орієнтацію антени щодо осі кабельної лінії забезпечити важко, тому доводиться керуватися наступними міркуваннями.

При вертикальному розташуванні осі антени в площині, перпендикулярній до осі кабелю, найбільше значення ЕРС відповідає горизонтальному розташуванню жил кабелю. Найменше значення ЕРС відповідає їхньому вертикальному розташуванню.



**Рис 12 – Крива зміни напруженості поля над кабелем:
 а — крок скрутки, б — ділянка розташування муфти ($b > a$),
 1 - більш глибоке залягання кабелю; 2 — сполучна муфта,
 3 — кабель у трубі; 4 — місце пошкодження кабелю**

При горизонтальному розташуванні осі антени в площині, перпендикулярній до осі кабелю, найбільші значення ЕРС в антені відповідають вертикальному розташуванню жил кабелю, а найменші значення - горизонтальному.

Відповідні криві зміни ЕРС при зсуві антени в площині, перпендикулярній до осі кабельної лінії, та характер магнітного поля при горизонтальному та вертикальному розташуванні жил кабелю показані на рис. 8, 9.

Пошук місця замикання між жилами проводиться переміщенням антени уздовж траси кабельної лінії. При цьому періодично на відстані половини кроку скрутки жил кабелю в телефонах прослуховується посилення сигналу. Це явище використовують у складних умовах пошуку (при наявності перетинань, вигинів та т.п.). У цьому випадку, зменшивши чутливість приймального пристрою, трасу пошкодженого кабелю можна встановити, відзначаючи лише «точки» сигналу.

При пошуку слід мати на увазі, що сильне ослаблення сигналу спостерігається при прокладці кабелю в трубі (3) або при збільшенні глибини залягання кабелю (1). Прокладку кабелю в трубі можна визначити за появою сигналу на трасі поза місцем мінімальної чутливості. Заглиблення кабелю можна виявити за зсувом максимуму сигналу при переміщенні антени поперек осі кабелю у бік видалення від траси на відстань 0,7-1,0 м.

Над місцем пошкодження сигнал, як правило, збільшується, що

пояснюється зміною напрямку струму звукової частоти при переході з однієї жили кабелю на іншу. Якщо перехідний опір у місці пошкодження великий (десятки Ом), то періодична зміна інтенсивності сигналу триватиме й за місцем пошкодження, однак сам сигнал стає значно слабше і незабаром взагалі пропадає. Наявність такого сигналу за місцем пошкодження пояснюється протіканням ємнісного струму між жилами кабелю або струму розтікання при замиканні однієї з жил на оболонку кабелю.

Щоб не прийняти ділянку траси з ослабленим сигналом за місце пошкодження кабелю, необхідно вловити особливість сигналу від місця пошкодження, яка полягає в деякому посиленні сигналу безпосередньо над місцем пошкодження. У всіх сумнівних випадках для уточнення місця пошкодження звуковий генератор по черзі підключають то до одного, то до іншого кінця кабельної лінії. Зникнення сигналу при замиканні між жилами повинне спостерігатися в тому самому місці.

8.2.1.4. Пошук місця замикання жили на оболонку кабелю

При пошуку місця замикання жили на оболонку кабелю один з виводів генератора підключають до ушкодженої жили, а другий — до оболонки. Але слід мати на увазі, що **особливості струморозподілу в кабелі при таких пошкодженнях істотно обмежують можливості застосування індукційного методу.** Це можна пояснити тим, що струм від звукового генератора при переході в місці пошкодження з жили на оболонку кабелю розтікається по ній в обидва боки від місця замикання. Отже електромагнітне поле над кабелем можна розглядати як результуюче, утворене полем одиночного струму (який чисельно дорівнює струму, що протікає по оболонці за місцем пошкодження) та полем пари струмів, один з яких проходить від генератора до місця пошкодження по жилі кабелю, а інший - по оболонці від місця пошкодження до генератора.

Одиночний струм у місці пошкодження не міняє ні величини, ні напрямку і може поширюватися на десятки метрів за місцем пошкодження. При

цьому відзначається тільки слабо виражений максимум сигналу над точкою замикання.

Поле пари струмів існує тільки до місця пошкодження, однак виявлення його на фоні набагато більш інтенсивного поля одиночного струму пов'язане з великими труднощами. Тому для відшукування місця замикання жили на оболонку кабелю запропоновані різні різновиди індукційного методу, наприклад, індукційно-комутаційний метод, метод диференціального магнітоприймача та ін. Але труднощі, пов'язані з ускладненням застосовуваної апаратури та самої технології пошуку, істотно обмежують можливості їхнього застосування на практиці. В умовах експлуатації однофазне замикання жили на оболонку кабелю пропалюванням частіше переводять у двофазне коротке замикання, пошук якого набагато простіше.

Для відшукування однофазних металевих замикань жили на оболонку відкрито прокладених кабелів широко застосовують **метод накладної рамки**, що є різновидом індукційного методу. Для кабелів, прокладених у землі, цей метод використовують тільки після попередньої розкопки шурфів.

При застосуванні методу накладної рамки звуковий генератор одним виводом підключається до пошкодженої жили, а іншим - до оболонки кабелю (рис 13,а). Як антену приймача використовують накладну рамку, що являє собою прямокутну безкаркасну котушку, вигнуту за формою оболонки кабелю. Місце пошкодження визначають за зміною характеру поля навколо кабелю при обертанні рамки навколо осі кабелю до місця пошкодження та за ним.

Якщо рамку обертати навколо кабелю до місця пошкодження, то за один оборот у телефонах будуть прослуховуватися два максимуми і два мінімуми сигналу (рис. 13,б). Це свідчить про існування над кабелем електромагнітного поля пари струмів. Якщо ж рамку обертати навколо осі кабелю за місцем пошкодження, то в телефонах буде прослуховуватися рівномірне звучання, що відповідає полю одиночного струму (рис. 13,в).

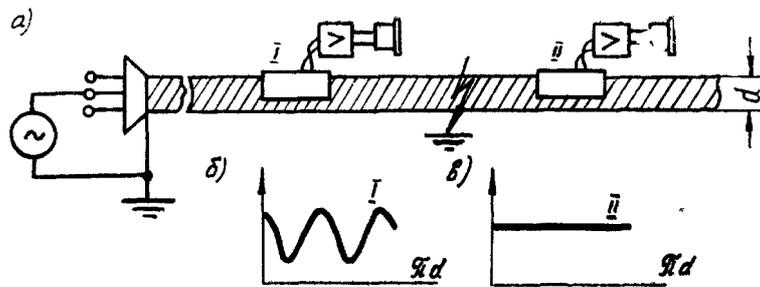


Рис. 13 – Пошук пошкоджень за допомогою накладної рамки

Слід мати на увазі, що застосування методу накладної рамки значно обмежується при підвищенні перехідного опору в місці замикання вище 10 Ом. У цьому випадку ємнісний струм кабелю за місцем пошкодження створює поле, подібне до поля пари струмів, що істотно утрудняє виявлення місця замикання.

Досвід застосування індукційного методу в умовах експлуатації дозволив виявити наступні його переваги:

- абсолютний характер вимірювання (місце пошкодження вказується безпосередньо на трасі або на самому кабелі);
- висока точність (до 0,5 м);
- можливість застосування для відкрито прокладених кабелів;
- можливість застосування для відшукування траси кабельної лінії та глибини залягання кабелю.

До **недоліків** методу належать:

- необхідність попереднього зниження перехідного опору в місці пошкодження до величини не більше 20 Ом;
- труднощі у визначенні однофазного замикання жили на оболонку в кабелях, прокладених у землі.

8.2.2. Акустичний метод

Акустичний метод пошуку місць пошкодження в кабельних лініях електропередачі **заснований** на фіксації коливань ґрунту над місцем пошкодження, викликаних іскровим розрядом у місці порушення ізоляції. **Метод знайшов застосування для відшукування місць пошкодження типу «запливаючий пробій», при обриві жил, а також при замиканнях з**

перехідним опором більше 40 Ом. Метод дозволяє відшукувати пошкодження в кабелях, що перебувають у землі на глибині до 3 м і під водою на глибині до 6 м.

Для створення потужних розрядів у місці пошкодження кабелю електрична енергія попередньо накопичується у високовольтних конденсаторах або в ємності самого кабелю при заряді їх від випрямних установок високої напруги. Запасена при цьому енергія пропорційна ємності конденсаторів і квадрату напруги, до якої вони зарядилися.

У місці пошкодження іскровий розряд створюється за допомогою схеми рис 14, а.

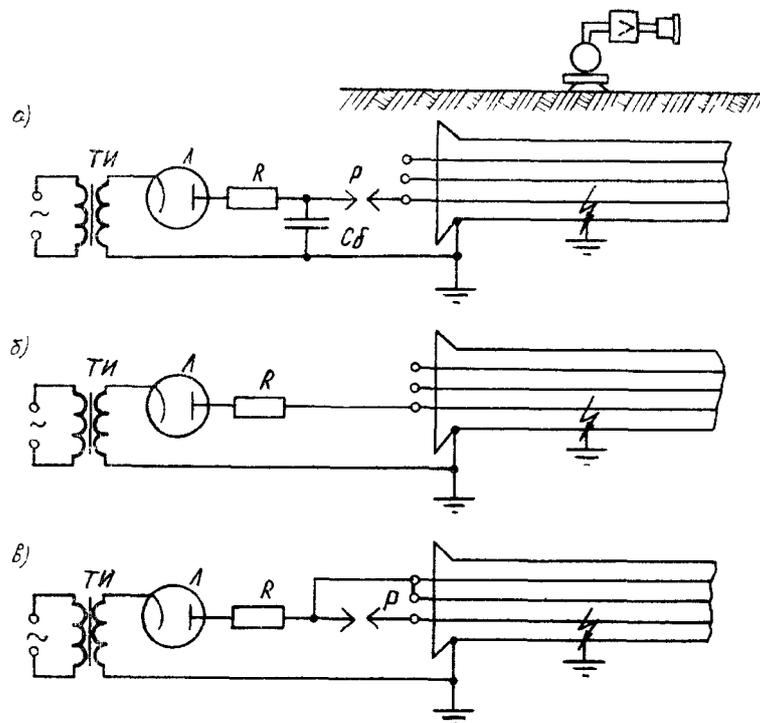


Рис. 14 – Схема пошуку місця пошкодження акустичним методом

Батарею конденсаторів заряджають від звичайної випробувальної високовольтної установки постійного струму. У момент, коли напруга на ній досягне величини, що відповідає напрузі пробною кульового розрядника Р, розрядник пробивається і конденсатори розряджаються на пошкоджену жилу кабелю. При цьому в кабель посилається імпульс високої напруги, який, досягнувши місця пошкодження, створює в ньому іскровий розряд. Оскільки в момент розряду енергія імпульсу розсіюється в дуже короткий проміжок часу

(десятки мікросекунд), то в місці розряду відбувається потужний тепловий удар. Звукові коливання від місця удару поширюються в навколишнє середовище й, таким чином, можуть прослуховуватися на поверхні ґрунту над кабелем. По завершенні розряду електрична дуга в місці пошкодження гасне, ізоляційні властивості розрядника відновлюються та напруга на конденсаторах знову починає збільшуватися аж до нового розряду. Процес розряду й заряду конденсаторів відбувається звичайно з періодичністю в 2-3 с. Для прослуховування періодичних розрядів на поверхні ґрунту застосовується стетоскоп або п'єзоелектричний датчик з підсилювачем, до якого підключаються головні телефони.

Як стетоскоп застосовується дубова тростина діаметром 15 мм та довжиною 1-1,3 м. Для створення доброго контакту із ґрунтом на одному кінці тростини укріплюється дерев'яний диск. Для зручності прослуховування на іншому кінці тростини укріплюється слухова раковина. На п'єзоелектричний датчик коливання від ґрунту передаються за допомогою металевого контактного стрижня. Для захисту датчика від зовнішніх акустичних перешкод у приладі передбачена звукова ізоляція.

У зоні пошкодження пошук проводять установкою акустичного датчика на ґрунт над кабелем через кожні 1-2 м до досягнення максимальної чутливості розрядів. Зона чутливості розряду залежить від характеру розряду та акустичних властивостей середовища поблизу місця пошкодження.

Залежно від властивостей ґрунту зона чутливості на поверхні коливається в межах від 2 до 15 м. Найбільшу зону чутливості забезпечують щільні та однорідні ґрунти, найменшу - пухкі. При великій глибині залягання кабелю важливою умовою успішного відшукування місця пошкодження є наявність наскрізних отворів в оболонці кабелю.

Для створення потужного розряду в місці пошкодження необхідно до ушкодженої ділянки ізоляції прикласти досить високу імпульсну напругу. Напруга на іскровому проміжку в місці пошкодження буде приблизно рівною амплітуді високовольтного імпульсу лише при відносно високих значеннях

перехідного опору в порівнянні із хвильовим опором кабелю. Тому при малих величинах перехідного опору в місці пошкодження іскрового розряду може взагалі не відбутися. Практично стійкий іскровий розряд забезпечується при значеннях перехідного опору більше 40 Ом. При менших значеннях опору метод застосовувати не рекомендується. У деяких випадках струмопровідний місток у місці пошкодження можна зруйнувати при пропущенні більших розрядних струмів або випалюванням за допомогою зварювальних трансформаторів.

При пошкодженнях з перехідним опором, що забезпечує стійкі іскрові розряди, може застосовуватися схема рис. 14,6, в якій як зарядний конденсатор використовується ємність пошкодженої жили кабелю. Слід мати на увазі, що напруга пробою іскрового проміжку в місці пошкодження не повинна перевищувати 70% величини випробувальної напруги кабелю даного типу. Виконання цієї умови необхідне для запобігання перенапруг у кабелі при подвоєнні високовольтного імпульсу з розімкнутого кінця в тому випадку, якщо пробій у місці ослаблення ізоляції не відбудеться. Практично для силових кабелів з номінальною напругою 6 і 10 кВ напруга високовольтних імпульсів не повинна перевищувати відповідно 25 і 30 кВ.

При пошкодженнях типу «запливаючий пробій» або при обривах напруга на ушкоджену жилу звичайно подається безпосередньо від випрямної установки без застосування розрядника. Оскільки в цьому випадку хвильові перенапруги звичайно не виникають, то напругу на іскровому проміжку в місці пошкодження можна збільшувати до рівня іспитової напруги.

При визначенні місця обриву жили кабелю на протилежному кінці всі жили повинні бути заземлені. Для поліпшення чутливості при більших глибинах залягання кабелю або сильних зовнішніх акустичних перешкодах енергію розряду можна підвищити підключенням ємності неушкоджених жил (рис. 14,в) або збільшенням ємності зарядного конденсатора в 2-3 рази.

Практика експлуатації показала, що **застосування акустичного методу найбільш доцільно при** відшуканні місць пошкодження в кабелях,

прокладених у ґрунті й під водою. Якщо хоча б частина траси перебуває в кабельних каналах або колекторах, використання акустичного методу не рекомендується. Це пояснюється тим, що в момент розряду великі імпульсні струми викликають падіння напруги на оболонці кабелю, яке досягає декількох кіловольт. У місцях зіткнення із заземленими конструкціями та іншими кабелями може виникнути пожежонебезпечне іскріння.

До переваг акустичного методу слід віднести:

- абсолютний характер вимірювання (місце пошкодження вказується безпосередньо на трасі кабельної лінії);
- можливість визначення місця пошкодження типу «запливаючий пробій»;
- визначення місця пошкодження з перехідним опором більше 40 Ом без попереднього пропалювання.

До недоліків методу належать:

- необхідність стійкого контакту акустичних датчиків з ґрунтом;
- вплив зовнішніх акустичних перешкод;
- складність застосування методу в пухких ґрунтах і під сніжним покривом;
- необхідність попереднього визначення траси кабельної лінії;
- необхідність дбайливого поводження з приладом, що має чутливий кристал п'єзодатчика;
- пожежна небезпека при пошуку пошкоджень у кабелях, прокладених у тунелях та колекторах.

8.2.3. Контактний метод

Контактний метод пошуку місця замикання жили на оболонку кабелю заснований на вимірюванні величини й знака падіння напруги на металевій оболонці кабелю, по пошкодженій жилі якого пропускається постійний струм. При здійсненні пошуку один з виводів джерела постійного струму приєднується до пошкодженої жили, а інший — заземлюється (рис. 15).

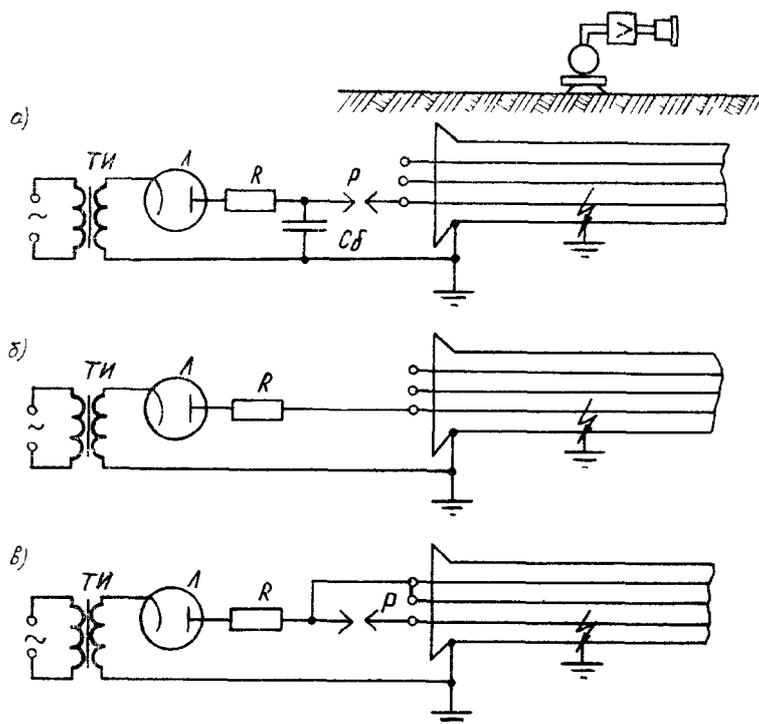


Рис. 15 – Схема пошуку місця пошкодження вимірюванням потенціалу

Від місця пошкодження струм розгалужується по металевій оболонці кабелю в різні сторони. При вимірюванні падіння напруги на оболонці перед та після місця пошкодження прилад покаже відхилення стрілки в різних напрямках. Місце зміни напрямку відхилення стрілки відповідає місцю замикання жили на оболонку кабелю. Для підключення приладу до оболонки застосовуються спеціальні щупи, які встановлюють на відстані 0,5-1,0 м один від одного. Для відвернення від перешкод, викликаних блукаючими струмами, застосовується схема пошуку, в якій передбачається періодичне переривання струму в ушкодженій жилі за допомогою ключа К.

Пошук місця замикання жили на землю в кабелях з пластмасовою оболонкою проводять на поверхні ґрунту. У цьому випадку стрижні вимірювального приладу (гальванометра) установлюють точно по трасі кабельної лінії на глибину 5-8 см. Місце пошкодження відшуковують при послідовному переміщенні стрижнів уздовж траси за зміною напрямку відхилення стрілки гальванометра. Струм в пошкоджену жилу в цьому випадку подається імпульсами тривалістю до 0,5 із шпаруватістю близько 4 с.

Переваги контактного методу:

- абсолютний характер вимірювання (місце пошкодження вказується безпосередньо на кабелі або на трасі кабельної лінії);
- висока точність (у межах декількох сантиметрів);
- можливість визначення металевих замикань жили на оболонку.

До **основних недоліків методу** належать:

- більша трудомісткість, пов'язана з необхідністю розкопки шурфів;
- необхідність оголення оболонки кабелю.

9. Пропалювання пошкоджених місць ізоляції кабелів

9.1. Способи пропалювання дефектних місць ізоляції кабельних ліній

Пропалювання дефектної ізоляції відбувається за рахунок перетворення електричної енергії, що подається до місця пошкодження, в теплову енергію.

Ефективність пропалювання зберігається доти, поки опір у місці пошкодження має той же порядок, що й опір пропалювальної установки. Тому практично використовують східчастий спосіб пропалювання. Суть способу полягає в тому, що в міру зниження перехідного опору в місці пошкодження і напруги пробою застосовуються різні схеми пропалювання.

Слід мати на увазі, що кабель має значну власну ємність, тому час заряду кабелю при пропалюванні на 2-3 порядки більше, ніж при розряді через місце пошкодження.

Таким чином, електрична енергія до місця пошкодження буде подаватися у вигляді періодичних імпульсів, частота проходження і амплітуда яких визначаються параметрами лінії та опором ізоляції в місці пошкодження.

У процесі багаторазових пробів стінки розрядного каналу обуглюються та перехідний опір поступово знижується. Процес безперервного чергування заряду й розряду переходить у стійке протікання через місце пошкодження електричного струму, що супроводжується подальшим зниженням перехідного опору.

Процес пропалювання дефектної ізоляції силових кабелів має складний характер і залежить від цілого ряду факторів, до яких потрібно в першу чергу

віднести напругу пробою, ємність кабелю, величину початкового перехідного опору, місце пошкодження (ціла ділянка кабелю або муфта), зовнішнє середовище і т.п.

Так, **процес пропалювання пошкодження ізоляції на цілій ділянці кабелю** з «сухою» ізоляцією проходить швидше, ніж у кабелях з «жирним» просоченням. При цьому зниження перехідного опору в обох випадках проходить плавно. Аналогічно протікає процес пропалювання дефектів у сухих заробках та епоксидних муфтах. Однак в останньому випадку час пропалювання істотно залежить від властивостей ґрунту й може тривати кілька годин.

При пропалюванні вологої ізоляції перехідний опір у місці дефекту знижується також плавно, однак практично його не вдається знизити до величини менш 1 кОм. При необхідності подальшого зниження опору рекомендується провести попереднє сушіння ізоляції вмиканням кабелю під номінальну напругу на 0,5-1,5 години.

Процес пропалювання сполучних муфт та кінцевих заробок, заповнених кабельною масою, супроводжується коливанням перехідного опору в широких межах, при цьому залежно від конкретних умов, час пропалювання може знаходитися в межах від 5 хвилин до 1—2 годин.

Пропалювання можна проводити на постійному й змінному струмі, для чого створені й широко використовуються в практиці експлуатації пропалювальні установки різних схем і конструкцій.

9.2. Пропалювання постійним (випрямленим) струмом

При пропалюванні постійним струмом найчастіше використовують пропалювальні установки з випрямленням змінного струму за допомогою кенотронів, газотронів, тиратронів і напівпровідникових випрямлячів. Для підвищення ефективності пропалювання установки передбачають двоступінчастий режим пропалювання. Для першого ступеню звичайно використовується однонапівперіодна схема випрямлення на кенотронах, а

другого ступеню - на газотронах або тиратронах (рис. 16).

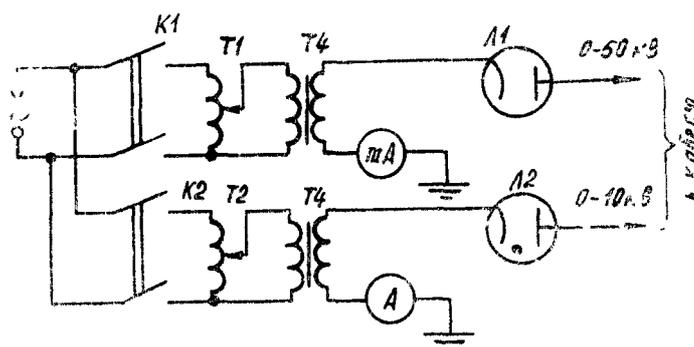


Рис. 16 – Схема пропалювання дефектної ізоляції кабелю

Пропалювання за допомогою таких установок проводиться в певному порядку. Спочатку подається напруга на розжарення катодів кенотронів та газотронів, та їх прогрівають протягом 3-5 хвилин, потім, плавно збільшуючи напругу регульовальним трансформатором, установлюють струм пропалювання порядку 30-50 мА. У процесі пропалювання необхідно контролювати роботу кенотронів, не допускаючи червоного світіння в них, що свідчить про небезпечний ступінь перегріву. Для підтримки заданого струму пропалювання, в міру зменшення перехідного опору, напругу плавно знижують. При зниженні цієї напруги до значень порядку 10-12 кВ паралельно кенотронам підключають газотрони. Переконавшись у появі струму навантаження в колі газотронів, кенотрони відключають.

Режим пропалювання газотронною установкою передбачає поступове збільшення струму через місце пошкодження аж до максимально допустимою струму для даного типу газотронів. Пропалювання вважається закінченим, якщо протягом 3-5 хвилин струм, досягши максимального значення, не змінюється. Достатність пропалювання може бути перевірена незначною зміною показань амперметра при шунтуванні місця пошкодження рубильником.

Вимірювання величини перехідного опору в місці дефекту кабелю проводять після відключення пропалювальної установки. Як вимірювальний прилад використовують мегомметр напругою 2500 В або омметр.

При необхідності подальшого зниження перехідного опору використовують навантажувальні або зварювальні трансформатори, а також водяні реостати.

Останнім часом замість газотронів стали широко використовувати випрямні установки на германійових діодах. Конструктивно такий випрямляч являє собою бак, виконаний з ізолюючого матеріалу й наповнений трансформаторним маслом. Усередині бака встановлюють плати зі змонтованими на них діодами й опорами. При вазі такого випрямляча порядку 2 кг він може забезпечити струм пропалювання до 100 мА.

Пропалювання за розглянутою схемою має ряд **недоліків**, найбільш істотними з яких є:

- відносно невеликий струм пропалювання, величина якого обмежується, головним чином, потужністю випробувального трансформатора;
- необхідність застосування потужного регулювального трансформатора, що розрахований на повну потужність пропалювання;
- можливість порушення безперервності пропалювання за рахунок відключення установки захистом при пропалюванні дефектної ізоляції типу «запливаючий пробій», оскільки в цьому випадку вона опиняється в режимі короткого замикання. Застосування ж баластного опору обмежене необхідністю розсіювання великих потужностей, а використання дроселів значно збільшує вагу й габарити установки.

У той же час при достатній потужності установки й наявності декількох ступенів режиму пропалювання такі схеми дозволяють пропалювати будь-які пошкодження, що є безсумнівною **перевагою** методу.

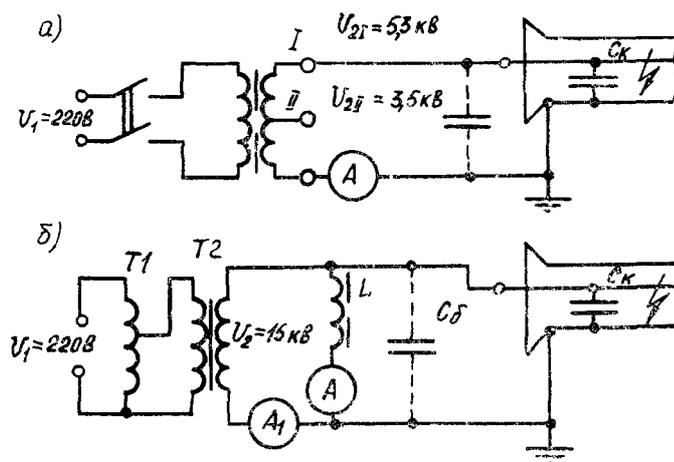
9.3. Пропалювання змінним струмом

Для пропалювання дефектної ізоляції кабелів змінним струмом використовується явище резонансу на частоті 50 Гц. Для створення коливального контуру паралельно або послідовно ємності кабелю підключається індуктивність. Найбільше часто з цією метою використовують

резонансні трансформатори, вторинна обмотка яких відіграє роль індуктивності. Коливання в контурі збуджуються завдяки магнітному зв'язку з первинною обмоткою трансформатора, підключеною до мережі 220 В (рис 17,а)

При настанні резонансу вхідний опір кола стає чисто активним.

Споживаючи від мережі потужність порядку декількох кіловатів, яка йде на покриття активних втрат, у резонансному контурі можна одержати реактивну потужність порядку декількох сотень кіловольт-ампер.



**Рис. 17 – Схема резонансного методу пропалювання:
а - з резонансним трансформатором; б - з паралельним включенням
регульованої індуктивності.**

Виникаючі в місці пропалювання імпульсні розряди супроводжуються різкими акустичними коливаннями, що дозволяє вже в процесі пропалювання уточнити місце пошкодження акустичним методом

Досвід експлуатації свідчить, що пробій дефектної ізоляції при підвищеній напрузі відбувається при обох полярностях напруги, пробої йдуть до десятка та більше раз у секунду, що значно скорочує час пропалювання в порівнянні із пропалюванням на постійному струмі. Скороченню часу пропалювання сприяє також додаткове нагрівання ізоляції поблизу розрядного каналу за рахунок діелектричних втрат при високому рівні напруги пропалювання.

Найбільш ефективно застосування резонансних установок при пропалюванні дефектної ізоляції в довгих кабельних лініях, а також у сполучних муфтах і кінцевих заробках.

Важливою перевагою пропалювання за допомогою резонансних установок є зниження напруги в розрядному каналі в міру зменшення перехідного опору. Це пояснюється розстройкою резонансного контуру за рахунок шунтування його перехідним опором. Через те, що це рівносильно зміні внутрішнього опору джерела, процес пропалювання протікає в найбільш ефективному режимі без зниження коефіцієнта корисної дії установки. По закінченні пропалювання перехідний опір стає настільки незначним, що через розстройку контуру струм у місці дефекту різко зменшується та утворюється струмопровідний місток, що не згорає.

Іноді для настроювання резонансного контуру використовують керовані дроселі. При послідовному включенні дроселя виникає резонанс напруг. У цьому випадку як джерело напруги може бути використаний випробувальний трансформатор з відносно невисокою робочою напругою порядку 1-3 кВ. При пробі ізоляції контур розстроюється і трансформатор виявляється навантаженим на дросель. Схема дозволяє плавно регулювати напругу від номінальної напруги обмотки високої напруги іспитового трансформатора 1,2 кВ до напруги резонансу 25 кВ.

При паралельному вмиканні дроселя (рис. 17,б) у схемі виникає резонанс струмів. Отже в цьому випадку для установки необхідний трансформатор з підвищеною напругою, величина якої повинна відповідати максимально можливій напрузі пробі ізоляції в місці дефекту. Іншим недоліком такої схеми пропалювання є необхідність вживання додаткових заходів з обмеження струму короткого замикання при пробі ізоляції в місці дефекту.

Загальним недоліком резонансного методу пропалювання пошкодженої ізоляції кабелю є:

- небезпека тривалого впливу високої змінної напруги на ізоляцію кабелів з номінальною напругою порядку 6-10 кВ;
- можливість утворення в кабельній лінії стоячої хвилі з утворенням пучностей напруги, що досить небезпечно з погляду виникнення перенапруг у лінії.

ЕКСПЛУАТАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ОБЛАДНАНЬ СЕП ТА ЇХ ЕЛЕМЕНТІВ

1. Загальні положення щодо експлуатації розподільних пристроїв

1.1. «Розподільні пристрої напругою до 1000 В» ПТЕ, глава Э2.9

Э2.9.4. У РП, розташованих у приміщеннях, доступних для неелектротехнічного персоналу, **струмоведучі частини закриваються** суцільними огороженнями.

Э2.9.6. У чергового персоналу повинен бути **запас плавких каліброваних вставок**. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні строго відповідати даному типу запобіжників.

Э2.9.7. **На зовнішніх дверях РП** вказуються їхні найменування. Всі проводи, шини, кабелі, контрольні затискачі та запобіжники **маркуються** за єдиною системою (ізольованими бирками, написом або гравіруванням на корпусі або на щитку над або під затискачами й запобіжниками).

На запобіжниках і запобіжних щитках, крім того, вказують номінальний струм плавкої вставки.

Панелі РП фарбують у світлі тони, на них виконують чіткі написи, що вказують призначення окремих кіл, приводів.

На дверях РП вивішують попереджуючі плакати відповідно до вимог правил техніки безпеки. Такі написи повинні бути на лицьових і зворотних сторонах панелей.

Э2.9.8. **На всіх ключах, кнопках і рукоятках керування** повинні бути написи, що вказують операцію, для якої вони призначені («Включити», «Відключити», «Зменшити», «Додати» та ін.).

Э2.9.9. **На сигнальних лампах** та інших сигнальних апаратах повинні бути написи, що вказують характер сигналу («Вкл.», «Відкл.», «Перегрів» та ін.).

Э2.9.10. **Огляд і чищення розподільних пристроїв**, щитів, зборок, щитків від пилу та забруднення проводять не рідше 1 разу в 3 міс.

1.2. «Розподільні пристрої і підстанції напругою понад 1000 В» ПТЕ, глава Э2.10

Э2.10.4. Для надійного й економічного електропостачання при експлуатації РП повинні постійно перебувати в роботі всі секції й системи шин, а також все електроустаткування, крім резервного.

Э2.10.10. Приміщення розподільних пристроїв довжиною більше 10 м повинні мати не менше двох виходів.

Всі двері в приміщенні розподільного пристрою і двері трансформаторних підстанцій повинні відчинятися в напрямку інших приміщень або назовні й мати замки, що замикаються самі, які відчиняються без ключа з внутрішньої сторони приміщення. Всі замки в дверях приміщень розподільного пристрою однієї напруги повинні відчинятися тим самим ключем.

Для кожного приміщення повинно бути **три комплекти ключів**.

Ключі від приміщень розподільних пристроїв не повинні підходити до замків камер. Двері між відсіками приміщення розподільного пристрою повинні відчинятися в обидві сторони, не повинні мати замків, що замикаються самі, та нормально не повинні замикатися.

У приміщеннях РП вікна повинні бути завжди закриті, а прорізи в перегородках між апаратами, що містять масло, забиті. Всі отвори в місцях проходження кабелів ущільнюють. Для запобігання попадання тварин та птахів всі отвори й прорізи в зовнішніх стінах приміщень зашпаровуються або закриваються сітками.

Э2.10.19. **Огляд РП без відключення повинен проводитися:**

а) на об'єктах з постійним черговим персоналом - не рідше 1 разу на 3 доби, крім того, у темряві для виявлення розрядів, коронування та ін. - не рідше 1 разу на місяць;

б) на об'єктах без постійного чергового персоналу - не рідше 1 разу на

місяць, а в транспортних та розподільних пунктах - не рідше 1 разу на 6 місяців;

в) після відключення короткого замикання.

Про всі помічені несправності робляться записи в журнал дефектів і неполадок з устаткуванням.

Помічені несправності усувають в найкоротший строк.

Э2.10.20. **Випробування електроустаткування проводять** відповідно до Норм (додаток Э1).

Э2.10.21. **Капітальний ремонт устаткування РП виконують:**

а) масляних вимикачів - 1 раз в 6-8 років за умови контролю параметрів вимикача із приводом у міжремонтний період;

б) вимикачів навантаження, роз'єднувачів і заземлюючих ножів - 1 раз в 4-8 років (залежно від конструктивних особливостей).

Капітальний ремонт інших апаратів РП (трансформаторів струму й напруги, тощо) здійснюють в міру необхідності з урахуванням результатів профілактичних випробувань та оглядів.

Поточні ремонти електроустаткування РП, а також перевірку його дії (випробування) проводять в міру необхідності в терміни, установлені енергетиком.

Позачергові ремонти виконуються після вичерпання комутаційного або механічного ресурсу устаткування.

Э2.10.23. **У РП повинні знаходитися:**

а) достатня кількість переносних заземлень;

б) засоби захисту й засоби щодо надання першої медичної допомоги потерпілим від нещасних випадків відповідно до вимог правил техніки безпеки;

в) протипожежні засоби та інвентар відповідно до місцевих інструкцій, погоджених з органами Державного пожежного нагляду.

У приміщеннях розподільних пристроїв повинні бути вивішені плакати з інструкцією щодо надання першої допомоги при ураженнях електричним струмом.

На кожній електричній станції (підстанції) повинна бути така оперативно-технічна документація:

- затверджений робочий проект із пояснювальною запискою, кресленнями, монтажними та принциповими схемами;
- паспорт устаткування з протоколами та актами заводських випробувань;
- інструкції з пожежної безпеки;
- змінний журнал;
- журнал релейного захисту, автоматики та телемеханіки;
- карта уставок релейного захисту та автоматики;
- журнал акумуляторної батареї (при наявності останньої);
- журнал видачі ключів;
- книга розпоряджень;
- журнал для запису дефектів та неполадок;
- добова оперативна схема електричних з'єднань;
- бланки перемикачів;
- журнал показань вимірювальних приладів;
- інструкції з ліквідації аварій та ненормальних режимів при наявності та відсутності зв'язку з вищестоящим начальником;
- правила технічної експлуатації та правила техніки безпеки, інструкції з планово-попереджувальним оглядів та ремонтів устаткування.

У приміщенні щита керування повинні бути вивішені:

- ✓ однолінійна схема первинних кіл станції (підстанції) із нанесеними на ній параметрами встановленого устаткування та ліній, що відходять;
- ✓ експлуатаційні схеми електричних з'єднань на всіх напругах змінного й постійного струму, як для нормальних режимів, так й для режимів при виході з роботи частини основного устаткування;

✓ схема безпосередньо зв'язаних із даною підстанцією мереж, із якої були б зрозумілі можливі способи живлення від інших джерел у нормальних та аварійних режимах;

✓ таблиця обліку кількості відключених вимикачами коротких замикань.

Э2.10.26. **При огляді РП особлива увага** повинна бути звернена на наступне:

а) стан приміщення, справність дверей і вікон, відсутність течі в покрівлі та міжповерхових перекриттях, наявність і справність замків;

б) справність опалення і вентиляції;

в) справність освітлення і мережі заземлення;

г) наявність засобів захисту;

д) рівень і температуру масла і відсутність течі в апаратах;

е) стан контактів;

ж) стан рубильників щита низької напруги;

з) цілість пломб у лічильників та реле при обертанні дисків у лічильників;

и) стан ізоляції (запиленість, наявність тріщин, наявність розрядів та ін.);

к) роботу системи сигналізації та ін.

2. Експлуатація устаткування розподільних пристроїв

Експлуатація електроустаткування розподільних пристроїв складається з оглядів, профілактичних випробувань і ремонтів.

2.1. Особливості огляду комплектних розподільних пристроїв.

При експлуатації КРП **забороняється** відгвинчувати знімні деталі шафи, піднімати й відкривати автоматичні шторки при наявності напруги в тих місцях, доступ до яких ці шторки закривають.

У шафах КРП викотного типу **для заземлення відхідних ліній** за допомогою заземлювальних роз'єднувачів, вбудованих у КРП, треба зробити наступне:

– вимкнути вимикач,

- викотити візочок,
- перевірити відсутність напруги на нижніх роз'єднувальних контактах,
- увімкнути заземлювальний роз'єднувач,
- поставити візочок у випробувальне положення.

Запобіжники в шафі трансформатора власних потреб можна замінювати тільки при знятому навантаженні. При проведенні роботи всередині відсіку викотного візочка на автоматичній шторці слід вивішувати плакат: «Стій, небезпечно для життя!», «Під напругою!».

Викочувати візочок з вимикачем і встановлювати його в робоче положення може тільки оперативний персонал. Вкочувати його в робоче положення дозволяється тільки при вимкненому положенні заземлювального роз'єднувача.

2.2. Експлуатація масляних вимикачів

2.2.1. Загальна характеристика

Вимикачем називається електричний апарат, що має два комутаційних положення і призначений для вмикання та вимикання струму.

Вимикач, комутаційні контакти якого розташовані в масляній ванні, називається **масляним**.

Як ознаки для **класифікації масляних вимикачів** прийняті:

- ✓ метод гасіння дуги;
- ✓ спосіб ізоляції частин, що перебувають під напругою.

Відповідно до цього розрізняють такі **види масляних вимикачів**:

✓ **масляні малооб'ємні або маломасляні вимикачі**, у яких масло служить тільки в якості газогенеруючого матеріалу; для ізоляції частин, що перебувають під напругою, використовуються тверді діелектрики;

✓ **масляні багатооб'ємні вимикачі**, масло в яких використовується як газогенеруючий матеріал та як основний ізоляційний матеріал частин вимикача, що перебувають під напругою.

Вимикачі є основними комутаційними апаратами в електричних установках високої напруги та **служать для комутації електричних кіл в будь-яких режимах**. Найбільш важкою та відповідальною операцією є відключення короткого замикання. У зв'язку із цим до масляних вимикачів пред'являється ряд **вимог**, основними з яких є:

- безвідмовність відключення струмів, перенавантаження та короткого замикання;
- можливість багаторазового вмикання та вимикання без розрегулювання та пошкоджень окремих вузлів та деталей;
- здатність довгостроково витримувати найбільші робочі перенапруги;
- здатність витримувати можливі в експлуатації короткочасні перенапруги без ушкодження ізоляції;
- здатність довгостроково пропускати робочий струм без небезпечного нагрівання струмоведучих частин;
- здатність витримувати певні механічні навантаження, що виникають при нормальних режимах роботи;
- придатність для автоматичного повторного вмикання, тобто швидкого вмикання вимикача відразу ж після відключення;
- зручність для проведення технічного обслуговування тощо.

В окремих випадках ставляться ще інші вимоги, викликані особливими умовами роботи вимикачів або електроустановок, в яких вони встановлені.

Відносна складність масляних вимикачів і робота у важких умовах відключення робочих та аварійних струмів пояснюють найбільшу **пошкоджуваність** цих апаратів. На частку масляних вимикачів доводиться до 50% всіх пошкоджень елементів розподільних пристроїв.

Статистичні дані дозволяють характеризувати розподіл пошкоджень вимикачів (див. табл. 1).

Таблиця 1 – Розподіл пошкоджень між елементами масляних вимикачів

Елементи вимикача	Номінальна напруга, кВ		
	6—10	35	110
Вводи та зовнішня ізоляція	20	30	55
Внутрішньобакова ізоляція	5	15	5
Камери гасіння та контактна система	25	15	10
Тягова система та привод	50	40	30

З таблиці можна зробити висновок, що найбільш слабким місцем у вимикачів на 110 кВ є ізоляція, у вимикачів 35 кВ і нижче - механічна система керування вимикачем та його електропривод.

У процесі експлуатації **ізоляція вимикачів**, піддаючись процесам старіння, погіршує свої механічні й діелектричні властивості.

Внутрішньобакова ізоляція, до якої належать траверси, направляючі і обшивка баків, зволожуються, а порцеляна ізоляторів розтріскується.

У маслонаповнених вводах крім старіння масла може мати місце зниження його рівня, що приводить до зволоження бакелітових циліндрів з наступним їхнім пошкодженням.

Перекриття усередині бака можуть відбуватися через незадовільну якість масла внаслідок забруднення його суспендованими частками вуглецю або зволоження, а також при значних відкладеннях вуглецю на ізолюючих частинах.

При значних забрудненнях поверхні малооб'ємних масляних вимикачів можливе перекриття й по поверхні.

Оскільки **контакти** працюють у виключно тяжких умовах, характерними для них пошкодженнями є обгорання, оплавлення і зварювання.

До несправностей масляних вимикачів відносять також підвищений і знижений рівень масла, оскільки в обох випадках можливий вибух вимикача.

При підвищеному рівні масла й порушенні процесу відключення вибух відбувається внаслідок перевищення тиску, викликаного тривалим горінням дуги.

При зниженому рівні масла виникаючий при відключенні міхур газів може прорватися через поверхню масла перш, ніж вона досягне кришки вимикача. При певнім співвідношенні продуктів розкладання масла та повітря може утворитися вибухонебезпечна суміш.

Якісна перевірка й випробування масляних вимикачів разом з їхніми схемами керування та приводами на етапах монтажу, налагодження та в процесі експлуатації забезпечує надалі тривалу й надійну роботу цих складних апаратів.

2.2.2. Контроль технічного стану вимикача

Контроль технічного стану вимикача передбачає виконання таких операцій:

- перевірка стану ізоляції;
- вимірювання опору струмоведучого контуру;
- контроль ходу рухомих частин масляних вимикачів;
- перевірка швидкісних характеристик масляних вимикачів;
- перевірка функціонування вимикача.

Перевірка функціонування масляних вимикачів є обов'язковою для вимикачів всіх типів. Випробування вимикача проводять разом з приводом у **всіх можливих режимах і циклах роботи**, передбачених схемою електроустановки.

Випробування повинні проводитися при напрузі оперативного струму на затискачах привода, рівній при вмиканні 100 і 80% номінального значення, при вимиканні - рівною 100 та 65% від номінального значення. Складні цикли роботи вимикача, наприклад при АПВ, проводяться при 100 і 80% номінального значення оперативного струму. Число операцій для кожного режиму випробування приймають рівним п'яти.

При перевірці не повинне спостерігатися ослаблення елементів кріплення. Вимикач повинен легко й без затримок з будь-якого проміжного стану переходити в стан «Відключене».

При задовільних результатах перевіряють надійність роботи блокувань від «стрибання» шляхом подачі команди на вмикання при попередньо поданій команді на вимикання від пристроїв релейного захисту.

На закінчення випробувань проводять контроль функціонування вимикача відповідно до алгоритму його дії в конкретній електроустановці. При цьому звертають увагу на чіткість роботи місцевої та дистанційної сигналізації, всіх кіл керування і захисту, пов'язаних зі схемою керування вимикачем.

2.2.3. Профілактичне обслуговування вимикачів

Профілактичне обслуговування масляних вимикачів проводиться при повністю знятій напрузі **одночасно з обслуговуванням розподільного пристрою**. Найважливішим елементом обслуговування незалежно від типу вимикача є **зовнішній огляд**, при якому перевіряють рівень масла в баці та його колір, наявність або відсутність слідів течі або викидів масла.

Особливу увагу при цьому звертають на:

- відсутність слідів масла на пробці для спуска масла та на маслопоказчику;
- стан вводів, зокрема на схоронність та чистоту поверхні порцелянових ізоляторів;
- відсутність слідів кіптяви та бризок металу на шинах, фланцях та інших частинах вимикача;
- відповідність показчиків положення вимикача його дійсному положенню в момент огляду;
- стан проводки кіл вторинної комутації, справність клемних зборок, відсутність зовнішніх пошкоджень кабелів і проводів;
- стан заземлюючої проводки;
- стан контактних з'єднань, при цьому варто переконатися у відсутності ознак надмірного нагрівання шин, що підводять (наприклад, по кольорам мінливості (цветам побежалости) або спучуванню лакофарбових покриттів);

- стан буферів вимикача. У масляних буферах перевіряється наявність необхідного об'єму масла.

При наявності дефектів приймаються заходи до їхнього усунення, у випадку виявлення механічних пошкоджень ізоляції або перегріву полюсів вимикач підлягає повному розбиранню із заміною дефектних деталей.

Обсяг профілактичних робіт залежить від типу вимикача та використання ним ресурсу по комутаційних операціях або механічній стійкості. Зокрема, вимикач типу ВМП-10 підлягає повному розбиранню із заміною зношених деталей та контролем всіх технічних характеристик **після**:

- восьми вимикань та вмикань струмів, рівних номінальному струму вимикання;
- дванадцяти вимикань струмів, рівних 30-60% від номінального значення струму вимикань;
- після вимикання робочих струмів електроустановки, сума значень яких становить 240 кА;
- після здійснення 2000 операцій вимикачем незалежно від величин струму, що був комутований.

Особливу увагу при розбиранні вимикача звертають на стан контактів та дугогасильної камери.

Якщо контакти мають невеликі напливи металу на робочих поверхнях, то досить їх зачистити напилком і дрібним наждаковим папером, а потім промити в трансформаторному маслі.

Якщо контакти мають раковини та наскрізні пропалення тугоплавкого облицювання контактів або є ушкодження мідної частини ламелей та стрижнів, то вони повинні бути замінені.

При поверхневому обвуглюванні перегородок камери без збільшення перетину дуттєвих каналів їх також необхідно зачистити наждаковим папером та промити трансформаторним маслом.

Якщо виявлене збільшення центрального отвору камери або дуттєвих каналів більш ніж на 3 мм, то камера повинна бути замінена на нову.

Після завершення відновлення і регулювання вимикача треба перевірити швидкісні характеристики та опір струмопроводу.

2.3. Експлуатація вимикачів навантаження

2.3.1. Загальна характеристика

Вимикачі навантаження належать до групи **автогазових вимикачів**, у яких для гасіння дуги використовується газ, що виділяється з твердих газоутворюючих матеріалів, встановлюваних у дугогасильних камерах. У вимикачах навантаження типу ВН-16 як газоутворюючий матеріал використовують вкладиші з органічного скла.

Вимикачі навантаження займають проміжне положення між вимикачами й роз'єднувачами і **не розраховані на відключення струмів короткого замикання**, однак можуть застосовуватися для відключення ліній з обмеженим навантаженням, трансформаторів та деяких електроприймачів.

При правильному регулюванні й дотриманні режимів роботи вимикачі навантаження є досить надійним елементом розподільних пристроїв, однак вимагає ретельного виконання операцій щодо контролю технічних характеристик при проведенні профілактичних заходів.

До **несправностей вимикачів навантаження, що найбільше часто зустрічаються**, необхідно віднести:

- порушення послідовності комутації головних та дугогасильних контактів;
- порушення герметичності дугогасильної камери;
- надмірне зношування газоутворюючого вкладиша;
- порушення центрування ножів;
- зменшення швидкості руху рухомих контактів при вимиканні;
- надмірне зношування дугогасильних контактів.

2.3.2. Контроль технічного стану вимикачів

Контроль технічного стану вимикачів передбачає виконання таких операцій:

- ✓ зовнішній огляд;
- ✓ перевірка ізоляції;
- ✓ вимірювання опору контактів;
- ✓ визначення ступеня зношування дугогасильних вкладишів;
- ✓ визначення ступеня обгорання контактів;
- ✓ перевірка дії механізму вільного розчіплювання;
- ✓ перевірка функціонування.

Зовнішній огляд. При зовнішньому огляді перевіряють:

- стан поверхні ізоляторів;
- наявність мастила в шарнірах;
- правильність кріплення рами вимикача та т.п.

Рама повинна бути закріплена строго вертикально та без перекосів, які можуть привести до затирання вала, порушення центрування ножів, утруднення спільного регулювання вимикача з приводом.

Ножі вимикача повинні точно і без ударів входити в пази дугогасильної камери та в нерухомі контакти. Невелике підрегулювання можна проводити поворотом ізоляторів нерухомих контактів навколо осі з наступним затягуванням їхніх болтів, що кріплять.

Хід дугогасильних ножів у камері повинен становити не менше 160 мм. Плече тяги відносно вала вимикача повинне бути більше діючого плеча тяги відносно вала привода в 2,5 рази.

Надійним способом перевірки правильності регулювань є вимірювання швидкості руху ножа вимикача та зіставлення результатів вимірювання з паспортними даними. Пов'язане це з тим, що при недостатній швидкості рухомих частин дугогасильний ніж буде перебувати в камері довше, внаслідок чого тиск у камері буде вище нормального, а зношування вкладишів та контактів збільшиться. При підвищених швидкостях буде мати місце зайве розтягування дуги, що може привести до прориву з камери великої кількості гарячих газів та погіршенню умов гасіння дуги.

Перевірка ізоляції. При контролі вимикачів навантаження опір ізоляції

вимірюють тільки в колах керування. При цьому величина опору повинна бути не менше 10 МОм для окремих кіл керування або захисту і не менше 1 МОм при вимірюванні опору всієї схеми (котушка приводу, контактори, реле, вторинні обмотки, трансформатори струму тощо). Перевірка опору проводиться при приймально-здавальних випробуваннях та випробуваннях після ремонту.

Ізоляцію силових кіл випробовують підвищеною змінною напругою частотою 50 Гц. Величина випробувальної напруги визначається класом напруги розподільного пристрою. При $U_H = 6$ кВ, випробувальна напруга дорівнює 32 кВ, а при $U_H = 10$ кВ ізоляція випробовується напругою, рівною 42 кВ.

Вимірювання опору контактів. Це вимірювання проводиться при приймально-здавальних і післяремонтних випробуваннях. Вимірюванню підлягає опір струмоведучої системи полюса і кожної пари робочих контактів. Значення опору повинне відповідати даним, наведеним у паспорті вимикача.

Визначення ступеня зношування дугогасильних вкладишів. Критерієм оцінки зношування є товщина стінок вкладишів. Відповідно до норм випробування товщина стінки повинна бути не менш 0,5-1 мм. У ряді випадків для оцінки вкладиша технічною документацією передбачається вимірювання ширини каналу, в який входить дугогасильний ніж. При збільшенні каналу більш ніж на 10 мм вкладиш підлягає заміні.

Визначення ступеня обгорання контактів. При цій перевірці визначається ступінь оплавлення та деформації рухомого й нерухомого дугогасильних контактів. При необхідності проводять зачищення контактів. Сумарна величина обгорання рухомого та нерухомого контактів визначається відстанню між рухомим і нерухомим головними контактами в момент замикання дугогасильних контактів. Замір проводиться лінійкою. Для визначення моменту замикання використовується така ж схема, як і при випробуваннях масляних вимикачів.

Перевірка дії механізму вільного розчіплювання. Механізм вільного розчіплювання перевіряють при контролі функціонування вимикача не менш

ніж у двох положеннях рухомих контактів (при вмиканні в момент замикання первинного кола вимикача та при повному включеному положенні).

Перевірка функціонування. Перевірку функціонування вимикача здійснюють багаторазовим випробуванням вмикання і вимикання вручну. При наявності електромагніта дистанційного керування проводять 3-5 операцій відключення при напрузі, рівній 80, 100 та 120% від номінального значення оперативної напруги.

2.3.3. Профілактичне обслуговування

Профілактичне обслуговування вимикачів виконують в період обслуговування основного устаткування. При повністю знятій напрузі:

- проводять очищення вимикача від пилу й бруду;
- перевіряють і підтягують всі кріплення;
- перевіряють шарнірні з'єднання і наявність у них мастила, шплінтів та шайб;
- перевіряють стан дугогасильних контактів і дугогасильних камер; при наявності наскрізних тріщин камери та зношуванні вкладишів вони підлягають заміні;
- перевіряють стан рухомих частин приводу. При зношуванні секторного важеля, собачки, що розчіплює, і засувки (*защелки*) їх заміняють на нові;
- перевіряють функціонування вимикача, дію блокувань і механізму вільного розчіплювання.

2.4. Експлуатація роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів

2.4.1. Загальна характеристика

2.4.1.1. Роз'єднувачі

Роз'єднувачем називається комутаційний апарат, **призначений** для комутації електричного кола без струму або з незначним струмом, що для забезпечення безпеки має у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

Під незначним струмом у цьому разі розуміються струми вимірювальних кіл, струми витoku, емнісні струми коротких кабелів, струми холостого ходу трансформаторів і т.п.

Основне призначення роз'єднувача — створити видимий розрив між струмоведучими частинами, що залишилися під напругою, і струмоведучими частинами апарата, виведеного, наприклад, для ремонту. Оскільки контактна система роз'єднувачів не має дугогасильного пристрою, при помилковому відключенні струму навантаження може виникнути стійка дуга, що може привести до серйозних пошкоджень розподільного пристрою. Як правило, роз'єднувач обладнують двома комплектами заземлюючих ножів, розташованих по обидві сторони полюса.

Таким чином, умовами експлуатації до роз'єднувачів ставлять наступні **вимоги**. Вони повинні:

- забезпечувати видимий розрив силового кола;
- бути електродинамічно та термічно стійкими при перевантаженнях та струмах короткого замикання;
- допускати чітке вмикання і вимикання при найгірших умовах роботи (аварійні ситуації, зледеніння, вітер, сніг та т.п.);
- мати можливо більше просту конструкцію, зручну для монтажу, контролю технічного стану та керування.

2.4.1.2. Короткозамикачі

Короткозамикачем називається комутаційний апарат, призначений для створення штучного короткого замикання в електричному колі.

Імпульс на вмикання подається від релейного захисту. Відключення короткозамикача виконують вручну.

2.4.1.3. Віддільники

Короткозамикачі працюють разом з роз'єднувачами, що від'єднують – віддільниками. Останні являють собою триполюсний роз'єднувач для зовнішньої установки, обладнаний спеціальним приводом для автоматичного

вимикання лінії в безструмову паузу при спрацьовуванні захисту, який реагує на дію короткозамикача. Віддільник може використовуватися і як роз'єднувач із дистанційним відключенням.

Вимикання віддільника здійснюється автоматично, дистанційно або вручну шляхом впливу на осердя електромагніта, що відключає.

Вмикання виконують тільки вручну із взводом пружин, що відключають, обертанням вала привода спеціальною ручкою.

2.4.2. Контроль технічного стану роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів

Контроль технічного стану роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів припускає виконання таких операцій:

- ✓ зовнішній огляд;
- ✓ перевірка стану ізоляції;
- ✓ перевірка стану контактів;
- ✓ перевірка швидкісних характеристик;
- ✓ перевірка функціонування.

Зовнішній огляд. При зовнішньому огляді проводять:

- перевірку стану поверхні порцелянових ізоляторів, їхнє кріплення на станині та кріплення до ізоляторів шин та робочих ножів;
- перевірку контактних поверхонь, на яких не повинно бути раковин, вм'ятин, окисних плівок та іржі;
- перевірку пружин при включеному ножі апарата. У напруженому стані пружини між витками повинен залишатися зазор не менш чим 0,5 мм;
- перевірку справності та стану пластин гнучкого зв'язку між ножами та затискачами шин. Пластини не повинні мати тріщин та надривів;
- перевірка заземлюючої проводки.

Перевірка стану ізоляції. Вимірювання опору ізоляції повідців і тяг, виконаних з органічних матеріалів, проводять при приймально-здавальних випробуваннях та післяремонтних перевірках мегомметром з номінальною напругою 2500 В. При приймально-здавальних випробуваннях величина опору

ізоляції апаратів з номінальною напругою до 10 кВ має бути не менше 1000 МОм, а для апаратів на 35 і 110 кВ цей опір повинен бути не менш 3000 МОм. При післяремонтних випробуваннях величина опору ізоляції апаратів повинна бути не менше 300 і 1000 МОм відповідно.

Вимірювання опору ізоляції проводять також у вторинних колах. Для вимірювання застосовують мегомметри з номінальною напругою 1000 або 500 В. Величина опору повинна бути не менше 1 МОм.

Випробування ізоляції роз'єднувачів, віддільників і короткозамикачів виконують підвищеною змінною напругою при новому вмиканні й післяремонтних перевірках. Величина випробувальної напруги вибирається відповідно до класу напруги електроустановки. Тривалість випробування - одна хвилина.

Перевірка стану контактів. Ознакою незадовільного стану контактів є підвищення температури або сліди нагрівання у вигляді колірів мінливості (цвєтов побежалости). Досить одного перегріву контактів, щоб пружини, які створюють натискання контактів, втратили свою пружність і стали непридатними для подальшого використання.

Щільність прилягання контактних поверхонь перевіряють шляхом п'ятикратного вмикання апарата з наступною перевіркою щупом розміром 10X0,05 мм і шириною 10 мм. У лінійних контактах повинні залишатися дрібні рисочки, а в площинних контактах щуп не повинен проникати на глибину більше 5-6 мм.

Підвищені вимоги ставляться до контактів роз'єднувачів. Стан контактів повинен бути таким, щоб, з одного боку, вмикання і вимикання їх не вимагало від оператора надмірних зусиль, оскільки це може привести до поломки конструкції, а з іншого - забезпечувало б достатню щільність контактів для запобігання нагріву. Контакти повинні витримувати також значні електродинамічні перенавантаження, пов'язані із протіканням струмів короткого замикання.

Для роз'єднувачів у програми випробувань включається перевірка

величини витягуючого зусилля. У роз'єднувачах з номінальним струмом 400 А величина зусилля розмикання для кожного полюса не повинна бути менше 10 кг, при струмі 600 А - не менше 20 кг, а при струмі 1000 А - не менше 40 кг. Звичайно вважають, що величина витягуючого зусилля повинна становити 30-40% величини тиску в контактах.

Як і в інших комутаційних апаратів, у триполюсних роз'єднувачів перевіряють неодноразовість торкання контактів, що не повинна перевищувати 3 мм.

При перевірці контактів у роз'єднувачів і віддільників вимірюють опір струмоведучих частин постійному струму. Припустиме значення цього опору в апаратів з номінальним струмом 600 А становить 175 мкОм, при струмі 1000 А - 120 мкОм, при струмі 1500-2000 А - 50 мкОм.

Перевірка швидкісних характеристик. При прийнятно-здавальних і післяремонтних випробуваннях у короткозамикачів і віддільників проводять вимірювання швидкісних й часових характеристик. Перевірку проводять за методикою, аналогічною методиці перевірки масляних вимикачів.

Обмірювані значення повинні відповідати заводським нормам. Наприклад, для віддільника ОД-35 час відключення не повинен перевищувати 0,5 с, а для короткозамикача КЗ-35 час відключення не повинен перевищувати 0,4 с.

Перевірка функціонування. При перевірці функціонування роз'єднувачів спочатку перевіряють холостий хід (люфт) привода при вмиканні й вимиканні та кут повороту ножів. Люфт не повинен перевищувати встановлених норм (наприклад, для роз'єднувачів типу РВ люфт не повинен перевищувати 5°). Кут повороту ножів для роз'єднувачів типу РВ із номінальним струмом від 40 до 600 А повинен бути не менше 65°.

На закінчення проводять випробування роботи апаратів:

- при ручному керуванні - 5-10 операціями включення та відключення;
- при дистанційному керуванні - 25 операціями при зниженій напрузі на затискачах електромагнітів і електродвигунів керування.

2.4.3. Профілактичне обслуговування

Профілактичне обслуговування роз'єднувачів, віддільників і короткозамикачів проводять одночасно з обслуговуванням розподільного пристрою. Роботи ведуть при повністю знятій напрузі. При цьому **виконують**:

- зовнішній огляд;
- очищення від пилу й бруду;
- перевірку надійності всіх болтових з'єднань та кріплень;
- перевірку контактних з'єднань;
- перевірку точності входження ножів всіх полюсів у нерухомі контакти, які повинні з'єднуватися без ударів та заїдань (при необхідності проводиться регулювання);
- змащення тертьових частин механізмів (влітку - солідолом, а взимку - морозостійким мастилом НК-30 або ГОИ-54);
- перевірку стану механізму привода та якості його регулювання разом з апаратом;
- перевірку функціонування апарата.

2.5. Експлуатація приводів комутаційної апаратури

Приводом називається пристрій, **призначений** для створення необхідних зусиль при здійсненні операцій вмикання, утримання у включеному положенні та вимикання комутаційної апаратури.

Основними частинами приводів є:

- ✓ механізм, що включає;
- ✓ замикаючий механізм, що утримує вимикач у включеному положенні;
- ✓ механізм, що розчіплює, звільняючий засувку замикаючого механізму при відключенні.

В існуючих конструкціях вимикачів основна робота виконується приводом при вмиканні. При цій операції переборюється власна маса рухомих контактів, опір взведення пружин, що відключають, тертя та сили інерції в частинах, що рухаються. При вмиканні на коротке замикання приводи повинні

також переборювати електродинамічні зусилля, що відштовхують контакти один від одного.

Щоб уникнути приварювання контактів при вмиканні на коротке замикання, привод повинен забезпечувати високу швидкість руху рухомих контактів. Чим менше час вмикання, тим менше перевантаження струмами короткого замикання при роботі автоматичного повторного включення.

При вимиканні робота привода зводиться до звільнення засувки, що утримує механізм у включеному положенні. Саме ж вимикання відбувається за рахунок енергії стиснутих або розтягнутих пружин, що відключають.

До всіх типів приводів масляних вимикачів умовами експлуатації ставляться наступні **вимоги**. Вони повинні:

- мати потужність, достатню для вмикання на існуюче в мережі коротке замикання;
- мати досить високу швидкість вмикання;
- здійснювати вільне розчіплювання з рухомою системою вимикача в широкому діапазоні ходу вмикання.

Залежно від способу одержання енергії для вмикання приводи **підрозділяються** на приводи прямої і непрямой дії.

Приводи прямої дії одержують енергію тільки в процесі вмикання вимикача. До таких приводів **належать**:

- ✓ ручні (для вмикання використовується мускульна сила людини);
- ✓ електромагнітні;
- ✓ електродвигунові.

Приводи непрямой дії заздалегідь запасують енергію. До таких приводів **належать**:

- ✓ вантажні, що використовують енергію піднятого вантажу;
- ✓ пружинні, що використовують енергію заведених пружин;
- ✓ пружинно-вантажні, що використовують енергію заведених пружин та піднятого вантажу;
- ✓ пневматичні, що використовують енергію стисненого повітря.

Найбільше поширення одержали ручні, пружинно-вантажні й електромагнітні приводи.

Ручні приводи застосовують для малопотужних вимикачів та роз'єднувачів у тих випадках, коли мускульної енергії оператора достатньо для здійснення роботи щодо вмикання. Вмикання вимикачів може бути автоматичним за рахунок дії реле, вбудованих у привод. В існуючих установках до таких приводів належать приводи типу ПР (привод важільний) і ПРА (привод важільний автоматичний).

Ручні приводи прості за побудовою і надійні в експлуатації, однак їхнє застосування **обмежується** малими швидкостями вмикання вимикачів, оскільки вона залежить від мускульної сили оператора. Вмикання ж контактів при малих швидкостях приводить їх до обгорання або навіть до зварювання, що надалі може викликати відмову при вмиканні вимикача.

Електромагнітні приводи позбавлені недоліків, властивих ручним, але для їхнього вмикання необхідне джерело енергії. Електрична потужність, споживана приводом під час вмикання, досягає 20-50 кВт. Електромагнітні приводи в основному працюють на постійному струмі від акумуляторних батарей, що є їхнім основним недоліком, оскільки потрібні додаткові працевтрати на експлуатацію акумуляторних батарей. У той же час практика експлуатації електромагнітних приводів підтверджує їхню високу надійність.

Пружинні приводи є приводами непрямої дії. Енергія, необхідна для його вмикання, запасється в потужній пружині, що зводиться двигуном невеликої потужності.

Істотним **недоліком** пружинних приводів є зменшення тягових зусиль наприкінці ходу вмикання внаслідок зменшення ступеня затягування пружини. Для зменшення цього недоліку пружинні приводи забезпечуються додатковим маховиком, що поглинає надлишкову енергію на початку вмикання і віддає накопичену енергію наприкінці.

Аналіз причин пошкоджень вимикачів показує, що **понад 30% пошкоджень викликаються несправностями приводів.** Тому в процесі

експлуатації розподільних пристроїв технічному обслуговуванню приводів необхідно приділяти велику увагу. Слід мати на увазі, що без особливої необхідності не рекомендується проводити повне розбирання приводів. Можна розбирати тільки ті пристрої й вузли, які перешкоджають усуненню відзначених при огляді недоліків.

2.6. Експлуатація розрядників

2.6.1. Загальна характеристика

Основними апаратами захисту ізоляції трансформаторних підстанцій від перенапруг є трубчасті й вентильні розрядники.

Трубчасті розрядники встановлюють звичайно на ПЛЕП при підході до РП та знижують амплітуду і тривалість набігаючих хвиль атмосферних перенапруг, у результаті чого розвантажуються основні апарати захисту - вентильні розрядники, встановлені безпосередньо в РП.

Трубчасті розрядники складаються із гасильної трубки 3, виготовленої з фібри або вініпласту, на кінцях якої закріплені наконечники із клемми для приєднання проводу «земля» 4 і зовнішнього електрода 1. У трубці розташовані стрижневий та дисковий електроди, що утворюють внутрішній іскровий проміжок 2 (рис. 1).

Захисна дія розрядника визначається його вольт-секундною характеристикою і опором заземлення. Вольт-секундна характеристика показує залежність імпульсної пробивної напруги від передрозрядного часу й визначає напругу спрацьовування розрядника. Від опору заземлення залежить імпульсна напруга, що залишається на розряднику після його спрацьовування (рис. 2).

Внутрішній іскровий проміжок постійний за величиною і встановлюється на заводі-виготовнику відповідно до дугогасильних властивостей того або іншого типу розрядника. Через те, що від величини цього проміжку залежать межі струмів, що обриває розрядник, то регулювати імпульсну пробивну напругу зміною величини внутрішнього іскрового проміжку не дозволяється. Зовнішній проміжок вибирається та регулюється виходячи, з умов захисту ізоляції.

У мережах з ізольованою нейтраллю для попередження частих спрацьовувань трубчастих розрядників бажано, щоб їхні пробивні напруги були не менше 3-5-кратних значень фазної напруги. Для цього зовнішній іскровий проміжок доцільно збільшувати. Однак з погляду надійного захисту ізоляції його варто зменшувати.

Практика експлуатації показала, що оптимальними величинами зовнішніх іскрових проміжків є:

- 8 мм для мереж 3 кВ;
- 10 мм для мереж 6 кВ;
- 15 мм для мереж 10 кВ;
- 100 мм для мереж 35 кВ.

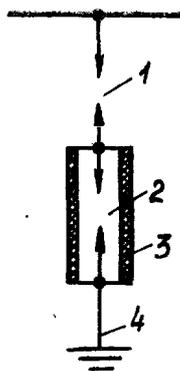


Рис.1 - Схема трубчастого розрядника:

- 1 - зовнішній іскровий проміжок,
- 2 - внутрішній іскровий проміжок;
- 3 - трубка; 4 - заземлююче коло

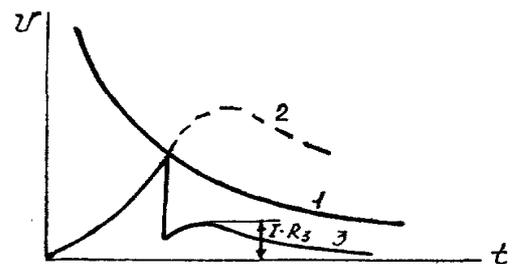


Рис. 2 - Захисна дія трубчастого розрядника:

- 1 – вольт-секундна характеристика;
- 2 - падаюча хвиля перенапруги;
- 3 - залишкова напруга

Надійність захисту ізоляції повинна перевірятися порівнянням вольт-секундних характеристик розрядника і ізоляції, що ним захищається. При цьому характеристики розрядників повинні завжди лежати нижче аналогічних характеристик ізоляції не менш ніж на 25-30% розрядної напруги.

Досить жорсткі **вимоги** ставляться до **величини опору заземлюючого пристрою**, через який імпульсні супровідні струми виділяються в землю. Величина цього опору визначає рівень залишкової напруги на розряднику після його спрацьовування. Очевидно, що чим вище опір, тим більше залишкова напруга та тим менше струм, що проходить через розрядник. Підвищений опір

може настільки обмежити величину однофазного струму короткого замикання, що вона виявиться нижче нижньої межі струму, що обривається розрядником. Тривале горіння дуги приведе до вигорання газогенеруючої трубки та до перекриття дуги по внутрішній поверхні розрядника. Можливі також зворотні перекриття із заземлення через розрядник на провода лінії. Тому в практиці експлуатації розрядників догляд за заземлюючими пристроями має першорядне значення.

Відповідно до правил технічної експлуатації, опір заземлення розрядників на опорах лінії електропередачі повинен бути не більше 10-20 Ом, на опорах при підході до підстанцій з обертовими машинами, приєднаними до шин даної номінальної напруги - не більше 3-5 Ом.

У процесі експлуатації важливе значення має **одержання об'єктивної інформації** про роботу розрядників, тому **всі розрядники забезпечуються стрічковими покажчиками спрацьовування** однократної дії. Але практика показала, що такі покажчики часто виходять з ладу внаслідок перегорання або поломки при монтажі. Неодноразово відзначалося також помилкове спрацьовування покажчиків під дією поривів вітру. У той же час при перевірці стану дугогасильної трубки та надійності її кріплення, при проведенні регламентних робіт у внутрішній порожнині розрядників виявлялися гнізда комах. Тому поряд зі стрічковими покажчиками допускається перев'язування відкритого кінця розрядника марлею, що легко згоряє при спрацьовуванні.

Вентильні влітові розрядники складаються з порцелянового корпусу, що містить багаторазовий іскровий проміжок із шунтувальними опорами, й колонкові **влітові** диски, шунтовані ємністю. Оскільки **вліт** дуже гігроскопічний, корпус розрядника повинен мати герметичне ущільнення на гумових прокладках з озоностійкої гуми.

2.6.2. Контроль технічного стану розрядників

Нагляд за розрядниками, установленими на вводах підстанції, здійснює черговий склад підстанції, а на лініях передачі — обхідники. **Періодичні**

огляди розрядників на підстанціях виконують одночасно з оглядом основного електроустаткування, а на лініях передач — при чергових обходах.

Позачергові огляди проводять після сильних гроз, а також після автоматичного відключення лінії як з успішним, так і з неуспішним автоматичним повторним вмиканням.

При помічених на землі пошкодженнях необхідно здійснити **верховий огляд**, що включає:

- перевірку зовнішнього іскрового проміжку,
- вимірювання діаметра каналу трубки,
- перевірку стану дугогасильної трубки та надійності її кріплення,
- вимірювання внутрішнього іскрового проміжку,
- перевірку стану заземлюючих спусків та покажчика спрацьовування,
- перевірку розташування зон вихлопу,
- перевірку завальцювання наконечників.

При виявленні серйозних дефектів розрядник повинен бути замінений на новий.

Вимірювання опору заземлення опор, обладнаних трубчастими розрядниками, проводиться не менш одного разу в 6 років у найбільш суху пору року.

Обслуговування вентиляних розрядників зводиться до зовнішнього огляду й проведення профілактичних випробувань.

Зовнішній огляд вентиляних розрядників організують аналогічно оглядам трубчастих розрядників. Він передбачає перевірку стану порцелянової ізоляції, наявності ущільнень, надійності кріплення розрядника та його приєднання до заземлюючого контуру.

При профілактичних випробуваннях проводять вимірювання струмів витоку (на випрямленій напрузі), пробивної напруги (промислової частоти), опору елементів розрядника й опору заземлюючого пристрою.

2.7. Експлуатація вимірювальних трансформаторів

2.7.1. Трансформатори струму

Вимірювальні трансформатори струму **призначені** для живлення струмових кіл приладів обліку, контролю, релейного захисту та автоматики і **дозволяють**:

- ✓ забезпечити безпеку обслуговуючого персоналу шляхом відділення низьковольтної апаратури від кіл високої напруги;
- ✓ знизити струм у вторинних колах до рівня, зручного для роботи вимірювальних приладів;
- ✓ встановити прилади й апарати на значних відстанях від кіл високої напруги, у яких контролюється або вимірюється величина струму;
- ✓ жити кола оперативного струму.

Правильна робота перерахованих пристроїв може бути забезпечена тільки при справних трансформаторах струму, що мають такі характеристики, які відповідають умовам роботи пристроїв, що підключаються до них. Тому інструкції з перевірки трансформаторів струму передбачають програми випробувань як при новому включенні, так й при обслуговуванні.

Справність трансформаторів струму при вводі в експлуатацію перевіряють згідно з **програмою випробувань при новому включенні**, при якій проводиться:

- 1) огляд трансформатора та його кіл;
- 2) перевірка опору й електричної міцності ізоляції;
- 3) перевірка однополярності затискачів;
- 4) визначення коефіцієнта трансформації;
- 5) перевірка характеристики намагнічування;
- 6) вимірювання і розрахункове визначення припустимого навантаження;
- 7) перевірка трансформатора на 10%-ну погрішність;
- 8) перевірка схеми з'єднання вторинних обмоток і вторинних кіл первинним струмом від стороннього джерела.

При технічному обслуговуванні обсяг випробувань трохи

скорочується, і в загальному випадку виконуються роботи тільки за пунктами 1, 2, 5 і 8.

Особливість експлуатації трансформаторів струму впливає з принципу дії цього пристрою. Відомо, що трансформатори струму складаються із сердечника, набраного з тонких листів електротехнічної сталі, на якому розташовуються первинна та вторинна обмотки. При роботі на холостому ході ЕРС, що індуктується у вторинній обмотці, може досягати досить значних величин, що найчастіше перевищують електрична міцність ізоляції. Крім того, цей процес супроводжується різким збільшенням вихрових струмів у сердечнику, що веде до підвищеного перегріву ізоляції. Звідси впливає важлива вимога: **якщо в процесі експлуатації з'явилася необхідність у відключенні від працюючого трансформатора струму підключених до нього апаратів, то попередньо вторинну обмотку трансформатора треба замкнути накоротко.**

2.7.2. Трансформатори напруги

Трансформатори напруги в основному **застосовують** в схемах релейного захисту та автоматики для включення в коло, що захищається, обмоток реле напруги і контрольно-вимірювальних приладів, а також як джерело змінного оперативного струму.

Трансформатори напруги, забезпечуючи ізоляцію кіл вторинної комутації від високої напруги, **дозволяють** незалежно від величини номінальної первинної напруги одержати стандартну величину вторинної напруги, звичайно рівну 100 В.

За побудовою і умовами роботи трансформатори напруги подібні до силових трансформаторів, відрізняючись від останніх тільки тим, що в номінальному режимі вони **працюють в умовах, близьких до умов режиму холостого ходу.**

Аналогічно до трансформаторів струму, трансформаторам напруги також властиві похибки, обумовлені спаданням напруги в первинній та вторинній

обмотках та характеристиками магнітопроводу.

У заводській марці звичайно вказується номінальна потужність, під якою мається на увазі максимальне навантаження, що може жити трансформатор напруги в гарантованому класі точності. При перевищенні номінальної потужності погрішність трансформатора виходить за гарантовані межі.

При новому вмиканні трансформаторів напруги:

- 1) оглядають трансформатор та його вторинні кола;
- 2) перевіряють схеми, маркування вторинних кіл та опір ізоляції;
- 3) виміряють первинну обмотку й виводи;
- 4) випробовують ізоляція первинних обмоток підвищеною напругою;
- 5) вимірюють струм холостого ходу;
- 6) перевіряють полярність, схеми з'єднань трансформатора і апаратури кіл контролю та сигналізації;
- 7) визначають струм короткого замикання у вторинних колах і перевіряють їхній захист;
- 8) визначають навантаження трансформатора та втрати напруги у вторинних колах;
- 9) робочою напругою перевіряють вторинні кола, чергування фаз і фазування з іншими трансформаторами;
- 10) проводять скорочений аналіз трансформаторного масла.

При технічному обслуговуванні обсяг випробувань зменшується (виконуються роботи тільки за пунктами 1, 2, 3, 4, 10). Після ремонтів з від'єднанням обмоток від виводів проводять також перевірку однополярності затискачів.

3. Оперативні перемикання в установках напругою понад 1000 В

Перемикання в розподільних пристроях електростанцій і підстанцій виконують на підставі письмового або усного (телефонного) розпорядження. В останньому випадку розпорядження записують у спеціальний журнал,

називаючи прізвище особи, від якої воно надійшло.

У невідкладних випадках (пожежа, нещасний випадок з людьми, стихійне лихо), а також при ліквідації аварії допускається виконувати перемикання без відома керівного персоналу, але потім його обов'язково про це повідомляють.

Особа, яка дає розпорядження про виконання перемикань, зобов'язана попередньо перевірити за оперативною схемою послідовність намічуваних операцій. Розпорядження вважається виконаним тільки після повідомлення про це виконавцем особисто або телефоном.

Усі перемикання в схемах розподільних пристроїв напругою **понад 1000 В** повинні робити **двоє**. Один безпосередньо виконує перемикання, а другий контролює їх правильність. Контролюючою особою є старший за посадою і хто має кваліфікацію з техніки безпеки не нижче **IV групи**. Кваліфікація того, хто виконує перемикання, повинна бути не нижче **III групи**.

Операції з вимикачами в комплектних розподільних пристроях (КРП) і комплектних трансформаторних підстанціях (КТП), а також в установках напругою **до 1000 В** дозволяється виконувати черговому електрику, що має кваліфікацію не нижче **IV групи, одноосібно**.

Переносні заземлення встановлюють і знімають **двоє** незалежно від порядку оперативного обслуговування електроустановок. Одиночному черговому дозволяється встановлювати заземлення одному тільки при умові, коли є стаціонарні заземлюючі ножі з механічним приводом.

Усі прості перемикання в схемах електричних установок напругою понад 1000 В, а також складні перемикання в розподільних пристроях, обладнаних повністю блокувальними пристроями від неправильних операцій з роз'єднувачами, дозволяється виконувати **без бланка перемикань**.

При ліквідації аварій перемикання роблять без бланків, але всі операції записують в оперативний журнал. **Усі складні перемикання в схемах електричних установок напругою понад 1000 В виконують за бланками перемикань установленної форми**. Бланк перемикання, який складають для того, щоб запобігти можливим неправильним операціям, є основним

оперативним документом, що визначає зміст завдання і послідовність виконання особливо небезпечних і складних перемикачів. Бланки перемикачів конче потрібні для складних перемикачів і для операцій у схемах електроустановок напругою понад 1000 В, коли РП не обладнані або обладнані не повністю блокувальними пристроями від неправильних операцій з роз'єднувачами. У бланк перемикачів **вносять:**

- операції з перемикальними апаратами,
- вмикання і вимикання оперативного струму;
- перевірку установок на відсутність напруги;
- операції з захистом або спецавтоматикою;
- вимикання і вмикання кіл живлення захисту, вимірювальних приладів і автоматики;
- введення і виведення АПВ, АВР, АЧР;
- установлення або зняття захисних переносних заземлень.

Бланк заповнюють **безпосередньо перед початком перемикачів** після того, як надійшло розпорядження. Кожна операція, занесена в бланк, повинна мати порядковий номер. Правильність записаних у бланк операцій перевіряють за оперативною схемою, яка повинна точно відображати стан устаткування на момент перед початком перемикачів. Заповнений бланк **підписують** учасники перемикачів і беруть у РП, де мають виконувати операції. Перемикачів за бланком **виконують у такій послідовності:**

✓ на місці перемикачів персонал перевіряє за написом найменування устаткування. Робити перемикачів по пам'яті без перевірки напису на устаткуванні не дозволяється.

✓ упевнившись у тому, що апарати вибрано правильно, контролюючий зачитує з бланка операцію, яку мають виконувати.

✓ той, хто виконує операцію, повторює її зміст і, доставши підтвердження контролюючого, виконує її. Для того щоб запобігти пропуску чергової операції, усі перемикачів виконують точно за бланком; змінювати послідовність перемикачів заборонено.

✓ якщо виникають сумніви в правильності виконання операцій, то перемикання припиняють, послідовність операцій перевіряють за оперативною схемою і в разі потреби заповнюють новий бланк перемикачів.

✓ по закінченні перемикачів персонал записує в оперативний журнал усі операції з комутаційними апаратами, зміни в схемах релейного захисту і автоматики, операції по вмиканню й вимиканню заземлюючих ножів, установленню і зніманню переносних заземлень. Записи про встановлення і зняття переносних заземлень підкреслюють у тексті **кольоровими олівцями**. Червоним олівцем підкреслюють записи про встановлення заземлення, синім — про зняття. Крім того, при зніманні якого-небудь заземлення під червоною рисою зробленого раніше запису про його встановлення проводять синю рису.

✓ у добову оперативну схему зміни вносять олівцем, чорнилом або пастою червоного кольору поряд із символом того комутаційного апарата, положення якого не змінилося в процесі перемикачів. Вимкнуте положення вимикачів і роз'єднувачів позначають горизонтальними лініями (—), увімкнуте — вертикальними (I). Установлені переносні заземлення позначають графічним знаком «земля» із зазначенням номера заземлення. При зніманні заземлень знак перекреслюють.

До **найпростіших оперативних перемикачів** належать: вимикання і вмикання кабельних і повітряних ліній, вимикання двигунів і т. д.

При **операціях з шинними і лінійними роз'єднувачами** на лініях установлено такий **порядок вимикання**: спочатку вимикають вимикач, потім лінійні роз'єднувачі і тільки тоді — шинні. Така послідовність продиктована тим, що в разі помилкового вимкнення навантаження роз'єднувачем релейний захист вимкне вимикач цього приєднання, інакше на шинах розподільного пристрою виникне коротке замикання.

При вмиканні лінії спочатку вмикають шинні роз'єднувачі, потім лінійні й після цього — вимикач. Слід завжди пам'ятати про те, що помилкові дії з шинними роз'єднувачами спричинюють більшу аварію, ніж з лінійними.

Лекція №19

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПЕРЕСУВНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ СЕП

1. Основні положення і визначення

Пересувні трансформаторні підстанції (ПТП) належать до **пересувних електроустановок напругою вище 1000 В** і експлуатуються **без постійного обслуговуючого персоналу**.

До експлуатації ПТП допускаються тільки особи, які пройшли навчання, стажування на місці експлуатації виробу, перевірку кваліфікаційною комісією знань і інструкції з експлуатації й отримали відповідну кваліфікацію по техніці безпеки й правилам технічної експлуатації.

Кваліфікація осіб оперативного персоналу, що обслуговують виріб одноосібно, повинна бути **не нижче III групи**

В оперативного персоналу повинна бути в наявності вся експлуатаційна технічна документація, що надається до виробу.

Всі роботи, що проводяться при експлуатації виробу, стосовно заходів безпеки розділяються на **три категорії**:

✓ при повному знятті напруги (відключені кабелі високовольтного та низьковольтного блоків з боку ЛЕП і навантаження); при цьому допускається проводити всі види робіт;

✓ при частковому знятті напруги; при цьому допускається проводити наступні роботи:

➤ зняття або установку шафи керування, заміну запобіжників шафи керування - у випадку їхнього перегорання;

➤ всі роботи, що виконуються в розподільному пристрої (огляд, чищення, ремонт, приєднання й від'єднання кабелів) - при знятій напрузі в

розподільному пристрої, у тому числі й в низьковольтних кабелях;

- ремонт високовольтних кабелів— при знятій з них напрузі;
- заміну запобіжників високої напруги - при знятій напрузі у відсіку

запобіжників високовольтного блоку;

➤ узяття проби масла з високовольтного перемикача - при знятій напрузі на силовому трансформаторі.

✓ без зняття напруги; при цьому допускається робити наступні роботи:

- оперативні вмикання і відключення,
- приєднання переносних електроінструментів;
- спостереження за показаннями приладів,
- огляд високовольтного блоку без відкриття сітчастих огорожень;
- чищення й обтирання виробу зовні,
- заміну ламп освітлення і сигналізації положення головного (100%-

го фідерного) автомата,

- відбір проби масла,
- заміну силікагелю в маслорозширнику

УВАГА! Забороняється провадження робіт на невідключених струмоведучих частинах під час дощу, грози, туману!

Забороняється користуватися ЗІП при невідключеному виробі!

Для забезпечення безпеки при провадженні робіт на виробі при частковому знятті або без зняття напруги необхідно користуватися захисними засобами, що надаються до виробу.

2. Організація експлуатації пересувних трансформаторних підстанцій

Підготовка виробу до вмикання здійснюється після спорудження заземлюючого пристрою й приєднання до нього виробу. Підключення виробу до високовольтної ЛЕП рекомендується робити через роз'єднувач.

2.1. Зовнішній огляд

При зовнішньому огляді виробу необхідно:

- Перевірити стан болтових з'єднань.
- Перевірити стан ізоляторів і розрядників. Не повинно бути пилу, вологи, бруду, тріщин і відколів порцеляни. Протирання ізоляторів і розрядників робити бензином Б-70. Особливу увагу звернути на стан ізоляторів роз'єднувача, тому що умови їхньої роботи більше важкі в порівнянні з іншими ізоляторами.

- Перевірити з'єднання заземлюючих проводів внутрішніх захисних заземлень і зовнішнього контуру заземлення.

- Перевірити цілісність пробивного запобіжника. Для цього необхідно відвернути його пробку й перевірити відсутність пробою проміжків у слюдяній пластині.

- Перевірити рівень масла.
- Перевірити відсутність течі масла з-під ущільнень.
- Перевіряти відсутність масла в скляному ковпаку повітроосушувача.

При наявності масла необхідно очистити систему повітроосушувача від масла.

Чищення робити в наступному порядку

а) розгвинтити гайки й зняти три кільця, що кріплять скляний ковпак, зняти фланець

б) очистити ковпак і трубу від масла,

в) установити ковпак. фланець і затягти трьома болтами

- Всипати в трубу масляного затвора силікагель.
- Перевірити відкрите положення рукоятки плоского крана.
- Перевірити відсутність слідів вологи усередині шафи керування.
- Перевірити наявність і стан захисних засобів.
- Перевірити справність і термін придатності вогнегасників.

- Перевірити цілісність фарбування виробу.
- Перевірити спосіб з'єднання ВВ обмоток силового трансформатора й тип розрядників залежно від напруги ЛЕП, що підключається.

2.2. Випробування

- ✓ Перевірити величину опору розтіканню струму заземлюючого контуру. Опір повинний бути не більше 25 Ом.
- ✓ Перевірити правильність установки плавких вставок запобіжників.
- ✓ Виміряти опір ізоляції кіл.
- ✓ Зробити скорочений аналіз трансформаторного масла.
- ✓ Перевірити надійність дії блокувальної системи.

Для цього необхідно.

- відімкнути блокувальний замок головного автомата, включити його й перевірити неможливість звільнення ключа із замка;
- відключити головний автомат і, замкнувши його блокувальний замок, звільнити ключ. Перевірити неможливість включення головного автомата;
- ключем, вийнятим із блокувального замка головного автомата, відімкнути замок роз'єднувача, відключити роз'єднувач і перевірити неможливість звільнення ключа із блокувального замка роз'єднувача;
- при відключеному роз'єднувачі ключем від дверей високовольтного блоку звільнити болти, що кріплять сітчасте огороження відсіку високовольтних запобіжників. Відкрити сітчасте огороження й перевірити неможливість включення роз'єднувача. Ізолюючою штангою включити заземлюючі ножі, закрити сітчасте огороження й перевірити неможливість включення роз'єднувача;
- включити роз'єднувач, замкнути блокувальний замок роз'єднувача й, вийнявши ключ, перевірити неможливість відключення роз'єднувача;
- при включеному роз'єднувачі ключем від дверей високовольтного блоку звільнити два болти, що кріплять сітчасте огороження відсіку високовольтних запобіжників, і перевірити неможливість відкриття сітчастого огороження.

2.3. Підключення кабельної мережі

Конструкція виробу передбачає підключення кабелів із сухим обробленням кінців як у високовольтному блоці, так і в розподільному пристрої.

Кабелі повинні вводитися заздалегідь обробленими й підготовленими для підключення.

Для закріплення кабелів необхідно затиснути їх скобами, попередньо обернувши яким-небудь ущільнювальним матеріалом з підручних засобів.

Високовольтний кабель підключити до спеціальних вхідних шин високовольтного блоку.

Низьковольтні кабелі підключити до панелей затискачів фідерних автоматів розподільного пристрою.

При необхідності підключити до спеціальних клем високовольтного блоку транзитний кабель, а до клем розподільного пристрою - кабель від дизель-генераторної установки.

Для забезпечення можливості дистанційного керування головним автоматом виріб постачений блоком дистанційного керування з кабелем.

2.4. Включення виробу на холостий хід

Включення виробу робити в наступній послідовності:

✘ Відкрити зовнішні двостулкові двері розподільного пристрою й установити рукоятки автоматів фідерів у положення «ОТКЛ».

✘ Замкнути блокувальний замок головного автомата. При цьому автомат відключається, і включення його стає неможливим.

✘ Відкрити дверцята відсіку привода роз'єднувача у високовольтному блоці й ключем від блокувального замка головного автомата відімкнути замок привода.

✘ Включити роз'єднувач, установивши рукоятку привода роз'єднувача в положення «ВКЛ».

✘ Замкнути блокувальний замок привода, звільнити ключ і закрити дверцята відсіку привода роз'єднувача.

2.5. Перевірка функціонування апаратури на холостому ході

- Відімкнути блокувальний замок головного автомата ключем від замка привода роз'єднувача.
- Включити головний автомат.
- Перевірити функціонування вольтметра й мегомметра.
- Перевірити роботу автоматичного регулюючого пристрою.
- Перевірити роботу схеми захисту ЛЕП при паралельній роботі ЛЕП з дизель-генераторною установкою.

Для цього необхідно при включеному положенні тумблера В6 передати від дизель-генераторної установки до ЛЕП струм величиною більше 45 А с не менш 0,85. Головний автомат повинен відключитися протягом 5 хв.

2.6. Вмикання виробу під навантаження й відключення

2.6.1. Порядок операцій при вмиканні навантаження

1. Відімкнути блокувальний замок головного автомата ключем і увімкнути головний автомат, при цьому ключ блокувального замка залишається на місці.

2. Увімкнути автоматичні вимикачі фідерів 50%-ного навантаження, установивши їх рукоятки в положення «ВКЛ», якщо до них підключені навантаження.

2.6.2. Контроль за нормальною роботою виробу під навантаженням

Після вмикання навантаження необхідно контролювати:

1. Величину струмів в окремих фазах
2. Функціонування лічильника електричної енергії. Диск лічильника повинен обертатися в напрямку стрілки.
3. Опір ізоляції мегомметром. Мегомметр повинен давати показання не нижче 0,5 Мом.
4. Температуру масла трансформатора.

Температура масла трансформатора не повинна перевищувати 55 °С над температурою охолодного середовища при навантаженні номінальним струмом.

5. Характер гудіння трансформатора.

Гудіння повинне бути рівномірним. Нерівномірний шум і потрiскування усередині трансформатора свiдчать про несправності трансформатора.

6. «Перекиc» фаз по вольтметру.

Розходження напруги по фазах у декілька десятків вольтів говорить про неправильний режим роботи трансформатора.

2.6.3. Відключення виробу

Відключення виробу необхідно робити в такій послідовності:

1. Рукоятки автоматів фiдерів 50%-ний навантаження встановити в положення «ОТКЛ».
2. Кнопкою «СТОП» відключити головний автомат.
3. Замкнути блокувальний замок головного автомата.
4. Відімкнути замок у привода роз'єднувача, відключити роз'єднувач.

3. Розгортання пересувних трансформаторних підстанцій

3.1. Установка

ПТП можуть бути встановлені в будь-якому зручному місці. Найбільш придатною для установки є суха, трохи піднесена площадка, що виключає можливість скупчення дощових вод у виробі.

При установці ПТП на кам'янистих і твердих ґрунтах, не розмивних дощами, попередньої підготовки місцевості не потрібно.

Установка ПТП на слабких ґрунтах при тривалості експлуатації на одному місці більше року повинна вироблятися на бетонних блоках. При меншій тривалості експлуатації на слабких ґрунтах достатньо установити ПТП на дерев'яні балки.

Розміщення виробу поруч із джерелами агресивних рідин і газів не допускається.

3.2. Розгортання

1. Розконсервувати виріб.
2. Установити й закріпити низьковольтні й високовольтні ввідні шини.

3. Контактні поверхні очистити від пилу.
 4. Установити термометр на кришці силового трансформатора.
 5. Перевірити затягування болтів і гайок, як електричного монтажу, так і механічних з'єднань і при необхідності затягти їх.
 6. Установити перемички, запобіжники й розрядники відповідно до напруги живлячої мережі.
 7. Забезпечити роботу повітроосушувача.
 8. Установити вогнегасники.
 9. Спорудити й приєднати заземлюючий пристрій.
- Розрахунковий час розгортання виробу бригадою із двох чоловік - 20 год.

3.3. Згортання

Згортання виробу повинне виконуватися при його повному відключенні від високовольтної лінії електропередачі й низьковольтної розподільної мережі в такому порядку:

1. Приєднати переносне заземлення до клем високовольтного блоку.
 2. Приєднати переносне заземлення до клем низьковольтного блоку.
 3. Від'єднати і вийняти із шаф низьковольтні й високовольтні кабелі.
 4. Від'єднати ввідні шини високовольтного блоку.
 5. Від'єднати вступні шини розподільного пристрою від затискачів низьковольтних виводів трансформатора.
 6. Від'єднати заземлюючий пристрій від виробу й демонтувати його.
 7. Зняти термометр із кришки трансформатора.
 8. Витягти силікагель із повітроосушувача.
 9. Законсервувати виріб. Виріб підлягає консервації у випадку знаходження його в неробочому стані більше 30 днів.
 10. Закрити й замкнути всі двері шаф.
- Розрахунковий час на згортання виробу бригадою із двох чоловік - 10 год.

4. Технічне обслуговування пересувних трансформаторних підстанцій.

4.1. Загальні вимоги

Для підтримки виробу в постійному справному стані передбачені нижчеперелічені технічні обслуговування:

- а) ТО-1 (щомісячне);
- б) СО (сезонне);
- в) ТО-2 (особливі).

Результати технічних обслуговувань записують у формуляр виробу відповідно до порядку його ведення.

Технічні обслуговування виконують працівники, які обслуговують виріб.

При проведенні технічних обслуговувань необхідно дотримувати правила техніки безпеки, перераховані в питанні № 1.

Після закінчення будь-якого виду технічних обслуговувань необхідно:

- ✓ відключити додаткові контрольно-вимірювальні прилади й укласти їх на свої укладальні місця;
- ✓ підключити всі від'єднані кабелі й проведення;
- ✓ установити у відключене положення всі автоматичні вимикачі.

4.2. ТО-1 (щомісячне технічне обслуговування)

1. Зробити зовнішній огляд відповідно до питання 2.1;
2. Зробити нічний огляд виробу. При цьому перевірити:
 - відсутність ковзних розрядів на ізоляторах і розрядниках;
 - відсутність іскрінь у контактних з'єднаннях. Для огляду необхідно відчинити двері високовольтного блоку й розподільного пристрою й робити спостереження.

4.3. СО (сезонне технічне обслуговування)

1. Зробити зовнішній огляд усього устаткування відповідно до питання 2.1.
2. Перевірити фарбування силікагелю повітроосушувача.

Якщо більша частина силікагелю прийме рожеве фарбування, весь силікагель повітроосушувача повинен бути замінений або відновлений.

Відновлення силікагелю виробляється шляхом прожарювання його при температурі 115 °С — 120 °С протягом 10 — 12 год доти, поки весь силікагель офарбиться в блакитні кольори.

3. Перевірити справність вогнегасників шляхом зважування.
 4. Перевірити цілісність пломб у лічильника.
 5. Перевірити справність дверей і замків.
 6. Перевірити функціонування освітлення й сигналізації положення головного автомата.
 7. Зробити нічний огляд виробу.
 8. Перевірити замкове блокування.
 9. Перевірити функціонування апаратури на холостому ході.
 10. Проконтролювати нормальну роботу виробу при навантаженні.
 11. Зробити змащення замків мастилом приладовим МВП.
 12. Перевірити роз'єднувач шляхом визначення стану контактів головних і заземлюючих ножів, надійність кріплення роз'єднувача, правильність вмикання роз'єднувача. Змазати привод роз'єднувача мастилом ПВК
 13. Перевірити стан захисних засобів.
 14. Роботи з п.п. 4.3.1, 4.3.5, 4.3.8, 4.3.11 і 4.3.12 проводяться при повному знятті напруги
- Роботи з п.п. 4.3.2, 4.3.3, 4.3.4, 4.3.6, 4.3.7, 4.3.9 і 4.3.10 проводяться без зняття напруги.

4.4. ТО-2 (особливі технічні обслуговування)

- 1. Перевірка автоматичних вимикачів (проводиться не рідше одного разу в рік).**
- 2. Змащення приводного механізму високовольтного перемикача (проводяться не рідше одного разу в рік).**
- 3. Скорочений аналіз трансформаторного масла**

Проводиться з бака трансформатора й з порожнини перемикача не рідше одного разу в рік після вводу в експлуатацію або капітального ремонту і один раз у два роки надалі.

Випробування вважаються задовільними, якщо вони відповідають нормам.

Якщо при випробуванні кислотне число перевищить 0,20 мг КОН, необхідна заміна масла.

Якщо при випробуванні кислотне число перебуває в межах 0,05-0,25 мг КОН, проводиться зміна силікагелю в термосифонному фільтрі

Якщо при випробуванні пробивна напруга масла менше 20 кВ, необхідно зробити сушку виймальної частини трансформатора,

4. Перевірка точності щитових і переносних приладів (крім мегомметра) і лічильника електричної енергії.

Перевірка щитових і переносних приладів і лічильників електроенергії провадиться не рідше одного разу в два роки.

5. Ревізія і поточний ремонт перемикача відгалужень (провадиться не рідше одного разу в два роки).

6. Перевірка відхилення параметрів шафи керування (провадиться не рідше одного разу в два роки)

7. Перевірка захисних засобів

Захисні засоби повинні відповідати вимогам «Правил користування й випробування захисних засобів, що застосовуються в електроустановках».

Перевірці підлягають:

- показчик високої напруги УВН-80М оглядається 1 раз в 6 міс. і випробовується 1 раз у рік. Власне показчик випробовується напругою 20 кВ протягом 1 хв, тримач - напругою 40 кВ протягом 5хв,

- штанга ізолююча випробовується напругою 40 кВ протягом 5 хв 1 раз у два роки й оглядається 1 раз у рік;

- боти діелектричні випробовуються напругою 15 кВ протягом 1 хв 1 раз в 3 роки й оглядаються 1 раз в 6 міс.;

- килим гумовий оглядається 1 раз у рік і випробовується 1 раз в 2 роки напругою 3,5 кВ;

- рукавички діелектричні випробовують напругою 6 кВ протягом 1 хв 1 раз в 3 міс. і оглядаються перед застосуванням;

- індикатор напруги МІН-1 випробовується напругою 1 кВ протягом 1 хв 1 раз у рік і оглядається перед застосуванням.

8. Перевірка розрядників

Величина тока витоку й величина пробивної напруги розрядників струмом промислової частоти 1 раз у 3 роки.

5. Експлуатація пересувних електроагрегатів СЕП в польових умовах.

5.1. Основні положення та визначення при експлуатації та технічному обслуговуванні силових електростанцій

Загальні вимоги безпеки

До роботи на засобах електропостачання допускається персонал, який пройшов спеціальну підготовку, вивчив експлуатаційну документацію, матеріальну частину, має кваліфікаційну групу з електробезпеки не нижче III і склав залік щодо допуску до самостійної роботи.

Обслуговуючий персонал перед тим, як приступити до самостійної роботи, повинен пройти теоретичне навчання з присвоєнням кваліфікаційної групи, відповідно до якої він повинен:

- ✓ забезпечувати правильну й безпечну експлуатацію електростанції;
- ✓ твердо знати та чітко виконувати вимоги інструкції з експлуатації електростанції, дизель-генератора, дизельного двигуна та синхронного генератора, а також уміти користуватися захисними засобами та приладами для виміру опору ізоляції та заземлення, інструментом та пристроями;
- ✓ добре знати, які елементи електростанції повинні бути відключені для виробництва ремонтних робіт, уміти знайти всі ці елементи й уміти виконувати заходи, передбачені інструкціями з експлуатації;
- ✓ знати правила надання першої допомоги при ураженні електричним

струмом й вміти практично зробити першу допомогу;

✓ вміти організувати на місці безпечне виробництво робіт та вести контроль за працюючими.

Заходи безпеки при обслуговуванні

- біля дизель-генератора забороняється користуватися відкритим вогнем та курити. Заправку палива й мастила робити за допомогою спеціальних лійок;

- стежити за тим, щоб не було течі палива й мастила з баків і в з'єднаннях трубопроводів;

- ретельно очищати й витирати всі частини дизель-генератора від палива й мастила;

- періодично зливати незгоріле паливо із глушителя через зливальні пробки;

- стежити за тим, щоб під час роботи дизель-генератора поблизу нагрітих трубопроводів не знаходилися легкозаймисті матеріали;

- стежити за справністю вогнегасника й утримувати його завжди в готовності до застосування;

- у випадку запалення палива потрібно користуватися вогнегасником, а також землею, піском або накривати полум'я брезентом, кошмою або іншими підручними засобами. При гасінні пально-мастильних матеріалів категорично забороняється заливати полум'я водою;

- стежити за справністю огороження вентилятора, не торкатися лопастей вентилятора, приводних ременів та шківів;

- не можна робити змащення, регулювання та обтирання працюючого дизель-генератора;

- забороняється відчиняти кришку заливної горловини водяного радіатора під час роботи дизель-генератора;

- при появі ознак несправності, що загрожують аварією, необхідно зупинити дизель, виконав всі операції останова та прийняти необхідні заходи до усунення несправностей;

- корпус електростанції повинен бути заземлений відповідно до вимог інструкції з експлуатації станції.

Для забезпечення безпечної роботи персоналу, який обслуговує електростанцію, електроагрегат споряджений приладом контролю ізоляції Ф419, який призначений для безперервного контролю ізоляції відносно землі кіл електроагрегата, кабельної лінії, підключеної до електроагрегату та споживачів електроенергії. Прилад складається з релейного устаткування РУ1 і мегомметра, який фіксує значення опору ізоляції на працюючому електроагрегаті. Релейне устаткування РУ1 спрацьовує при зменшенні опору ізоляції контрольованих кіл до 50-60 кОм. При цьому загорається лампа «ІЗОЛЯЦІЯ НИЖЧЕ НОРМИ» на щиту керування і лампа АВАРІЯ на пульті дистанційного керування.

Для запобігання ураження персоналу, який обслуговує систему електропостачання, електричним струмом під час роботи від промислової мережі, в схемі передбачено реле безпеки персоналу РБП. Котушка реле РБП увімкнена між корпусом електростанції та землею. При появі на корпусі електростанції небезпечного потенціалу (більше 24 В) реле РБП спрацьовує, вимикає систему від промислової мережі й вмикає лампу «ПОТЕНЦІАЛ НА КОРПУСІ».

5.2. Порядок розгортання силових електростанцій

Установка

ДЕС установлюють на рівну площадку, ухил якої не перевищує 5 - 10%.

Якщо площадка має ухил, під колеса шасі причепа встановлюють упори: на підйомі - під обидва колеса заднього моста, на спуску - під обидва колеса переднього моста.

Для зручності обслуговування ДЕС повинні бути під'їзні дороги й вільний прохід навколо ДЕС.

При установці ДЕС необхідно:

- ✓ установити ДЕС на площадку, загальмувати стояночним гальмом

причепа. Тривале загальмування причепа стояночним гальмом (більш 1 доби) **забороняється;**

- ✓ очистити шасі причепа і кузов від бруду й пилу;
- ✓ підняти ДЕС домкратами до положення, при якому колеса причепа будуть вільні від навантаження, а потім шляхом регулювання домкратів вирівняти кузов у горизонтальне положення. Горизонтальне положення кузова визначають візуально.

Після установки ДЕС на домкрати розгальмувати причіп.

Розгортання

При розгортанні необхідно:

- ✓ установити вхідні сходи в робоче положення;
- ✓ відчинити двері, люки (кришки) блоків виводів, люки викиду та забору повітря;
- ✓ надягти чохли на відкриті люки блоків виводів та забору повітря та закріпити чохли ременями до кабелів;
- ✓ зняти стрижні (заземлювачі) із зовнішньої стінки кузова, узяти з ЗІП елементи заземлюючого пристрою (молот, замки, затиски та провід), установити та з'єднати заземлюючий пристрій, попередньо переконавшись, що заземлювачі та болтові з'єднання кріплень заземлюючих проводів не мають іржі, фарбування та поверхневого змащення;
- ✓ виміряти опір заземлюючого пристрою вимірником заземлення типу М416, узятим із ЗІП. Опір заземлюючого пристрою повинен бути не більш 25 Ом. При необхідності потрібно забити додаткові заземлювачі з металеві труби діаметром 40 - 50 мм та довжиною 1 - 1,5 м або стрижні з уголкової сталі, приєднати їх до шпильок шин зовнішнього заземлення ДЕС та знову виміряти опір заземлюючого пристрою;
- ✓ приєднати контур заземлення проводами заземлення до шпильок «ЗЕМЛЯ» на рамі причепа;
- ✓ оглянути та підготувати до роботи дизельні агрегати;
- ✓ виміряти опір ізоляції електричних кіл ДЕС. Опір ізоляції повинен

бути не менше 0,5 МОм для кіл 50 Гц, 0,2 МОм для кіл 400 Гц та 0,1 МОм для кіл постійного струму. Якщо внаслідок тривалого перебування ДЕС у несприятливих умовах опір ізоляції знизився, потрібно просушити електромонтаж за допомогою електричної печі, що входить у комплект ДЕС;

✓ привести акумуляторні батареї в робочий стан відповідно до документації на них, установити й підключити їх відповідно до функціональної схеми.

Огляд і підготування дизельних агрегатів, перевірка опору ізоляції та приведення акумуляторних батарей у робочий стан проводяться при введенні в експлуатацію, після тривалого збереження і ремонтно-відбудовних робіт.

Всі роботи з розгортання ДЕС контролює керівник робіт.

Згортання

Перед згортанням ДЕС усі роботи, пов'язані з прийомом та подачею електроенергії, повинні бути припинені.

При згортанні необхідно:

✓ відстикувати кабельну мережу;
✓ зняти контур заземлення, від'єднавши провід «ЗЕМЛЯ» від болта заземлення;

✓ за допомогою пристосування вибити заземлювачі з ґрунту та укласти їх на місце;

✓ зняти чохла, закрити блоки виводів, приточні та витяжні люки, кришки люків забору та викиду повітря;

✓ зняти ДЕС з домкратів і закріпити їх у похідному положенні;

✓ закрити двері, люки (кришки) блоків виводів. Зняти сходи та установити їх у похідне положення.

Всі роботи зі згортання ДЕС контролює керівник робіт.

5.3. Організація експлуатації силових електростанцій

При введенні в роботу силової електростанції після її ремонту або отримання силової електростанції від постачального органа **необхідно**:

1. Оглянути вузли кріплення дизель-генератора, його допоміжні агрегати, пускові пристрої, усунути усі виявлені несправності, переконатися у відсутності сторонніх предметів біля обертових частин. Кожух системи збудження генератора повинен бути встановлений.
2. Перевірити наявність охолоджуючої рідини, мастила й палива в системах, запірний кран паливного бака.
3. Переконатися в тому, що автомат головного кола розімкнутий.
4. Переконатися у відсутності течі в системах паливopодавання, змащення та охолодження, при необхідності підтягнути гайки, затиски та хомути на дюрітових шлангах та ін.
5. Включити вимикач батарей і перевірити за приладами напругу в колі акумуляторних батарей.
6. Перевірити тиск повітря в пусковому балоні. Він повинен бути не менше 55 кгс/см².
7. Переконатися у відсутності повітря в паливній системі.
8. Перевірити за допомогою мегомметра опір ізоляції обмоток генератора (перевіряють в терміни, зазначені в інструкції з експлуатації генератора).
9. Відчинити запірний кран паливного бака.
10. Включити вимикач батарей.
11. Провернути вручну колінчастий вал дизеля на 2 - 3 оберти. У холодний час розігріти дизель-генератор за допомогою засобів підігріву.

5.4. Експлуатація дизель-генератора

Пуск дизель-генератора

Пуск дизель-генератора робиться електростартером або стиснутим повітрям вручну з щитка дизеля або автоматично відповідно до технології системи автоматики.

Підготовку до пуску виконують в такому порядку.

1. Переконатися у відсутності сторонніх предметів біля обертових

частин. Кожух системи збудження генератора повинен бути встановлений.

2. Переконалися у відсутності течі в системах.
3. Перевірити тиск повітря в пусковому балоні (при повітряному пуску).
4. Переконалися у відсутності повітря в паливній системі.
5. Переконалися в тому, що автомат головного кола розімкнутий.
6. Відчинити запірний кран паливного бака.
7. Включити вимикач батарей.

Порядок операцій ручного пуску

1. Насосом, що нагнітає мастило, створити тиск мастила в системі змащення не менше 2 кгс/см^2 і одночасно рейку паливного насоса вивести на пускові обороти.

2. Включити стартер. Тривалість безупинної роботи стартера не повинна перевищувати 3 - 5 секунд. Якщо дизель не запустився, наступний пуск можна робити не раніше, ніж через 20 - 30 секунд. Рекомендується робити не більш чотирьох послідовних спроб пусків, після чого, якщо дизель не запустився, вжити заходів до встановлення причин невдалого запуску.

3. При пуску стиснутим повітрям необхідно відчинити вентиль пускового балона й швидкодіючий кран.

4. Після того, як дизель почне працювати, відпустити ручку вимикача стартера або закрити швидкодіючий кран та вентиль балона. Установити обороти 600 - 800 об/хв. Після пуску поступово довести обороти до 1000 - 1200 об/хв. та прогріти дизель. Дизель вважається прогрітим, якщо температура охолодної рідини на виході з дизеля досягне $+50-55^{\circ}\text{C}$ та мастила $+50^{\circ}\text{C}$.

5. Довести обороти дизеля до максимальних холостих, відповідно до нахилу характеристики регулятора. При нахилі характеристики 3%, що звичайно виставляється на заводі-виготовнику, обороти холостого ходу повинні бути 1545 (частота струму - 51,5 Гц).

6. Розімкнути автомат гасіння поля, якщо він був замкнутий; для збудження генератора натиснути (при необхідності) на 2 - 3 сек. кнопку

початкового збудження генератора й відпустити її.

7. Установити номінальну напругу генератора, включити головний автомат. Перевірити показання приладів.

При пуску дизель-генератора, що працює в паралель, додатково до перерахованого вище необхідно виконати всі умови синхронізації генератора при вмиканні його на паралельну роботу:

- напруги генератора й паралельно працюючого джерела повинні бути однакові;
- частоти генератора та паралельно працюючого джерела повинні бути однакові;
- порядок чергування фаз генератора й паралельно працюючого джерела повинні збігатися;
- зрушення за фазою між напругою генератора та напругою паралельно працюючого джерела повинне дорівнювати нулю.

Пуск в екстрених випадках

В екстрених випадках допускається прискорений пуск і прийом дизель-генератором 100% навантаження. При цьому перед пуском температура навколишнього повітря, мастила, охолоджуючої рідини та дизеля в цілому повинна бути не нижче +200С, а в системі паливоподавання не повинно бути повітря.

Пуск дизель-генератора в екстрених випадках виконують в такому порядку.

1. Насосом, що нагнітає мастило, створити тиск мастила в системі змащення не менше 2 кгс/см² і одночасно рейку паливного насоса вивести на пускові обороти.

2. Включити стартер. Тривалість безупинної роботи стартера не повинна перевищувати 3 - 5 секунд. При пуску стиснутим повітрям необхідно відчинити вентиль пускового балона і швидкодіючий кран.

3. Після того, як дизель почне працювати, відпустити ручку вимикача стартера або закрити швидкодіючий кран та вентиль балона. Плавно довести

обороту дизеля до максимальних холостих, відповідно до нахилу характеристики регулятора.

4. Розімкнути автомат гасіння поля, якщо він був замкнений; для збудження генератора натиснути (при необхідності) на 2 - 3 сек. кнопку початкового збудження генератора й відпустити її.

5. Установити номінальну напругу генератора, включити головний автомат. Перевірити показання приладів.

Обслуговування під час роботи

При роботі дизель-генераторів електростанції обслуговуючому персоналу необхідно уважно стежити за показаннями щитових приладів. Сила струму, напруга й частота повинні бути в межах номінальних значень, що відповідають фактичному навантаженню генератора. Тиск мастила в головній магістралі повинен складати 5 - 10,5 кгс/см², температура води та мастила має бути в межах +80 - 90⁰С. Припустимі відхилення частоти при незмінному навантаженні повинні бути в межах ±0,5 Гц.

При роботі електростанції в умовах підвищених температур або висоті вище 1000 м потужність дизель-генератора повинна бути знижена. Розрахунок зниження потужності вказується в технічному описі та інструкції з експлуатації електростанції.

Для зменшення викиду суміші незгорілого мастила й палива з випускного трубопроводу на малих навантаженнях потрібно температуру мастила та охолоджуючої рідини підтримувати ближче до верхніх рекомендованих меж, незалежно від температури навколишнього повітря, а також не допускати роботу дизель-генератора на малих навантаженнях (менше 40% номінальної потужності).

Для очищення випускного тракту дизеля від незгорілого палива, мастила та смол рекомендується періодично (через 10 - 12 годин роботи з малими навантаженнями) прогріти дизель роботою при 100 - 110% навантаженні протягом однієї години. При цьому температуру охолоджуючої рідини й мастила в системі потрібно підтримувати в межах 95 - 100⁰С.

Останов дизель-генератора

Останов дизель-генератора при ручному керуванні робиться в такій послідовності.

1. Виключити головний автомат.

2. Поступово знизити обороти дизеля до 600 - 1200 об/хв. та дати дизель-генератору проробити без навантаження протягом 5 - 7 хвилин. Температура охолоджуючої рідини на виході при останові повинна бути не вище $+75^{\circ}\text{C}$. **Робота дизель-генератора при прогріві та охолодженні на оборотах нижче 600 об./хв. не допускається.** Загальна тривалість роботи дизель-генератора при охолодженні звичайно складає 8 - 30 хвилин залежно від температури навколишнього середовища.

3. При досягненні зазначеної температури повільно перевести ручку подачі палива до зупинки дизель-генератора.

4. Виключити вимикач акумуляторних батарей.

5. Закрити запірний кран паливного бака.

Після останову дизель-генератора необхідно зробити його огляд і привести в готовність до наступних пусків.

5.5. Технічне обслуговування дизельних електростанцій

Технічне обслуговування дизельних електростанцій **включає:**

✓ заправку паливом, мастильними матеріалами, охолоджуючою і гальмівною рідинами, повітрям електротехніки та засобів рухливості з двигунами внутрішнього згорання;

✓ чищення та мийку електротехніки;

✓ промивання (заміну) паливних, масляних, повітряних фільтрів двигунів внутрішнього згорання;

✓ перевірку кріплення і стану (технічне діагностування) агрегатів, монтажних одиниць та механізмів, їхнє регулювання та змащення, усунення виявлених несправностей;

✓ профілактичні виміри й електричні випробування

електроустаткування і апаратів;

- ✓ перевірку їхньої укомплектованості.

Щоденне технічне обслуговування

Щоденне технічне обслуговування (ЩТО) включає такі операції.

1. Очистити агрегат від пилу і бруду.
2. Оглянути вузли двигуна й генератора; підтягти кріплення.
3. Перевірити відсутність течі води, палива, мастила; при наявності - усунути.
4. Промити сітку повітряочищувача (при великій забрудненості повітря), долити в піддон повітряочищувача мастило.
5. Заправити агрегат паливом, мастилом, охолоджуючою рідиною до норми.
6. Злити воду із системи охолодження (взимку).
7. Змазати підшипники водяного насоса й вентилятора.
8. Відключити всі автомати й вимикачі.
9. Перевірити на автопричепі стан шасі, підвісок, кріплення коліс, тиск у шинах, електроустаткування і справність гальм.
10. Забрати інструмент, щільно закрити кожух (дверцята капота) агрегату.

Технічне обслуговування № 1

Технічне обслуговування № 1 (ТО-1) включає такі операції.

1. Виконати всі роботи ЩТО та, крім того:
2. Промити корпус та фільтруючий елемент фільтра грубого очищення мастила.
3. Промити корпус та замінити елемент фільтра тонкого очищення мастила.
4. Промити сітку та деталі повітряного фільтра, замінити мастило.
5. Промити паливні фільтри.
6. Перевірити механізм газорозподілу, відрегулювати зазори.
7. Зняти кришки люків й оглянути картер двигуна, перевірити

шплинтовку гайок шатунних болтів.

8. Промити систему змащення, перемінити мастило в картері двигуна.
9. Замінити мастило в корпусі регулятора числа оборотів.
10. Долити мастило в корпус регулятора до рівня контрольної пробки.
11. Підтягнути гайки шпильок впускного й випускного колекторів.
12. Перевірити електромонтаж, зачистити й підтягти контакти.
13. Протерти дрантям із бензином Б-70 колектор та контактні кільця.
14. Виміряти опір ізоляції електричних кіл між корпусом та собою (повинно бути не менше 0,5 МОм).
15. Перевірити межі регулювання напруги.
16. Перевірити роботу комутаційної апаратури.
17. Зробити змащення всіх точок відповідно до карти змащення.
18. Перевірити стан акумуляторних батарей та виміряти щільність електроліту.
19. Перевірити електричний агрегат під навантаженням.
20. Записати дату й трудовитрати ТО-1 у формуляри.

Технічне обслуговування № 2

Технічне обслуговування № 2 (ТО-2) включає такі операції.

1. Виконати всі роботи ТО-1 та, крім того:
2. Промити паливний бак та паливопроводи.
3. Промити картер малов'язким мастилом та перемінити мастило.
4. Замінити фільтруючий елемент фільтра тонкого очищення мастила.
5. Замінити мастило в паливному насосі.
6. Замінити мастило в корпусі регулятора.
7. Відрегулювати роботу форсунок та кут випередження подачі палива.
8. Відрегулювати зазори між потилицями кулачків й тарілками клапанів.
9. Очистити від нагару камеру згоряння, поршень, поршневі кільця.
10. Притерти клапани, відрегулювати зазор у клапанах.

11. Перемінити змащення в підшипниках вентилятора.
12. Перевірити стан і натяг ременів вентилятора.
13. Змазати підшипник водяного насоса.
14. Замінити змащення в підшипниках стартера та генератора.
15. Протерти колектори й контактні кільця генератора, збуджувача, стартера та зарядного генератора дрантям з бензином Б-70.
16. При висоті щіток електростартера, генератора, збуджувача, зарядного генератора менше 12 мм - замінити їх новими й притерти.
17. Перевірити затягування всіх шпильок головки блока, підтягнути гайки.
18. Оглянути радіатор, при необхідності запаяти та промити.
19. Промити паливну систему, промити бензином диски муфти зчеплення пускового двигуна.
20. При необхідності замінити гумову сполучну муфту.
21. Продути генератор сухим стиснутим повітрям.
22. Вивести коректорами стрілки приладів на нуль шкали.
23. Перевірити систему регулювання напруги; усунути несправності.
24. Перевірити стан кабельної мережі; ушкоджені кабелі відремонтувати.
25. Перевірити ЗІП; оформити списання використаного ЗІП.
26. Записати дату та трудовитрати ТО-2 у формуляр.

Сезонне технічне обслуговування

Сезонне технічне обслуговування (СО) включає такі операції.

1. Виконати роботи чергового ТО-1 або ТО-2 та, крім того:
2. Злити із систем воду, мастило, паливо, промити системи; залити зимові або літні сорти мастила та палива, зимову охолоджуючу рідину або м'яку воду (відповідно сезону).
3. Здати акумуляторну батарею на зарядну станцію для проведення контрольно-тренувального циклу (тільки при переході на зимовий режим експлуатації).

4. Зняти з консервації підігрівальний пристрій, перевірити його роботу або відключити й законсервувати його (відповідно сезону).

Примітка: цей перелік робіт приблизний та уточнюється по заводських експлуатаційних інструкціях конкретних електроагрегатів; для електростанцій приведений перелік робіт доповнюється роботами відповідних видів технічного обслуговування засобів рухливості та допоміжного електротехнічного майна.

Категорії робіт при технічному обслуговуванні

Заходи безпеки роботи в електроустановках поділяються на **три категорії:**

- ✓ зі зняттям напруги;
- ✓ без зняття напруги на струмоведучих частинах;
- ✓ без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, які перебувають під напругою.

До робіт, що виконуються зі зняттям напруги, належать:

- ✓ відкривання виробів, огляд і чищення електромонтажу;
- ✓ вимірювання опору ізоляції переносними мегомметрами;
- ✓ просушування електромонтажу виробів;
- ✓ заміна блоків при усуненні несправностей;
- ✓ перестиккування кабельних ліній;
- ✓ перевірка захисного заземлення.

До робіт, що виконуються без зняття напруги на струмоведучих частинах, належать:

- ✓ визначення несправностей в електроустановках.

До робіт, що виконуються без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, належать:

- ✓ зовнішній огляд без відкривання виробів;
- ✓ вмикання та вимикання електроустановок, використання їх за своїм призначенням;
- ✓ перевірка елементів електроустановок на функціонування;
- ✓ дозаправлення агрегатів паливом та охолоджуючою рідиною.

Заходи безпеки при роботах із зняттям напруги:

- ✘ упевнитися в тому, що напруга знята, відповідні плакати вивішені;
- ✘ упевнитися в надійності захисного заземлення;
- ✘ упевнитися у відсутності напруги на струмоведучих частинах індикатором МИН-1.

Заходи безпеки при роботах без зняття напруги:

- ✘ проводити роботи групою не менш 2-х осіб з кваліфікаційною групою з електробезпеки не нижче за III;
- ✘ використовувати інструмент тільки із складу ЗІП;
- ✘ працювати тільки із заземленими електроустановками;
- ✘ сповіщати персонал про вмикання (вимикання) живлення.

КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СЕП

1. Задачі та зміст планування експлуатації СЕП

Планування експлуатації ЕТЗ і СЕП має на меті забезпечити:

- ✓ підтримку ЕТЗ і електрообладнання СЕП у справному стані;
- ✓ використання ЕТЗ тільки за прямим призначенням в межах встановлених річних норм витрати ресурсів;
- ✓ раціональну й ощадливу витрату моторесурсу техніки, електричної енергії, запасних частин і експлуатаційних матеріалів;
- ✓ своєчасне проведення технічного обслуговування ЕТЗ, електрообладнання СЕП і рівномірний вихід їх у ремонт протягом року;
- ✓ правильне використання персоналу з технічного обслуговування і ремонту ЕТЗ.

Планування експлуатації і ремонту ЕТЗ вільної наявності

покладається на енергетика - начальника електротехнічної служби.

При плануванні розробляють:

- ✓ перспективний план експлуатації і ремонту ЕТЗ ;
- ✓ річний план експлуатації і ремонту ЕТЗ ;
- ✓ місячний план експлуатації і ремонту ЕТЗ ;
- ✓ виробничий план (розділ загального плану) і план-графік технічного обслуговування і ремонту ЕТЗ у на місяць.

Для якісного й своєчасного проведення технічного обслуговування великої періодичності додатково складають мережні й стрічкові графіки їх проведення.

2. Сутність методу мережного планування та керування.

Планування складних комплексів робіт та керування ними вимагають створення уніфікованих процедур та прийомів, що підвищують якість керування та надійність їх виконання, що можливо лише при використанні

сучасної електронно-обчислювальної техніки із застосуванням економіко-математичних методів.

Мережні методи планування та керування з повним правом можна віднести до класу процедур, широко використовуваних у даний час для розв'язання задач упорядкування та координації.

Відмінною рисою мережних методів є подання комплексу робіт, спрямованих на досягнення наміченої цілі, у **вигляді мережного графіка**, що являє собою орієнтований ациклічний граф. Така модель відображає взаємозв'язок між окремими роботами, їх параметри й послідовність виконання.

Кожна **робота** позначається в мережі дугою, орієнтованою за напрямком виконання комплексу робіт. Вузли мережі, називані також **подіями**, установлюють відносини передування серед робіт.

Робота - це певний процес, що може мати різний зміст. Насамперед це реальні господарські або технологічні процеси, що вимагають витрат часу й ресурсів для їх здійснення. Так, будь-який виробничий або іншого характеру процес, що протікає протягом певного часу і для реалізації якого затрачаються трудові та матеріальні ресурси, є роботою. Але під роботою при цьому маються на увазі й процеси, що вимагають витрат тільки часу. Так, природне сушіння матеріалів, процес твердіння бетону вимагають не матеріальних витрат та трудових ресурсів, а певного часу.

Нарешті, роботами називаються й процеси, що не вимагають витрат ні часу, ні ресурсів. Це так звані залежності або фіктивні роботи. Вони показують, що деяка подія не може здійснитися раніше деякої іншої події. На мережних графіках їх звичайно зображують пунктирними лініями.

Подія - момент часу, коли виконані всі роботи, що входять у цю подію, та можуть бути початі усі безпосередньо наступні роботи. На мережних графіках події позначаються кружками або іншими геометричними фігурами.

Розрізняють такі термінологічні різновиди події мережного графіка:

- **вихідна подія** - результат, у відношенні якого умовно припускається, що він не має попередніх робіт;

- **завершальна подія** - результат, у відношенні якого передбачається, що за ним не відбувається жодна робота, і який є кінцевою метою виконання всього комплексу робіт та настання всієї сукупності попередніх подій;
- **початкова подія** - подія, що безпосередньо передує даній конкретній роботі;
- **кінцева подія** - подія, що безпосередньо відбувається за даною роботою.

Шлях мережного графіка - будь-яка послідовність робіт, що зв'язує які-небудь дві події. При цьому шляхи, що зв'язують вихідні й завершуючі події, вважаються **повними**, а всі інші шляхи - **неповними**. Кожний шлях характеризується своєю тривалістю, яка дорівнює сумі тривалостей складових його робіт.

Повний шлях, що має найбільшу тривалість, називається **критичним шляхом**.

Роботи і події, що лежать на критичному шляху, називаються відповідно **критичними роботами** та **критичними подіями**. Повна тривалість виконання всього комплексу робіт, відображеного мережним графіком, дорівнює тривалості критичного шляху. На графіку критичний шлях звичайно виділяється жирною лінією.

3. Побудова мережного графіка

Побудова мережного графіка заснована на таких правилах (рис. 1):

Правило 1. Кожна робота на графіку представляється однією і тільки однією дугою.

Правило 2. Кожна робота ідентифікується двома кінцевими вузлами (подіями).

З цих двох правил випливає, що на мережному графіку не повинно бути паралельних дуг. Для їх виключення вводяться фіктивні роботи, що не поглинають часових та інших ресурсів, а відбивають лише логічний взаємозв'язок подій.

Правило 3. Для підтримки правильних відношень передування при вмиканні в мережу будь-якої роботи необхідно відповісти на такі запитання:

1. Яка робота безпосередньо передуює поточній?
2. Яка робота повинна виконуватися після завершення поточної роботи?
3. Яка робота виконується паралельно з поточною?

Відповіді на ці запитання, можливо, потребують включення в мережу фіктивних робіт, щоб правильно відбити послідовність виконання робіт.

Припустимо, що роботи повинні задовольняти таким умовам:

- робота С повинна початися відразу після завершення робіт А та В;
- робота Е повинна початися безпосередньо після завершення роботи В.

На рис. 2, а показане неправильне представлення цих робіт, тому що з нього випливає, що робота Е повинна початися після виконання як роботи В, так й роботи А. Для усунення цієї невідповідності необхідно ввести фіктивну роботу D (рис. 2).

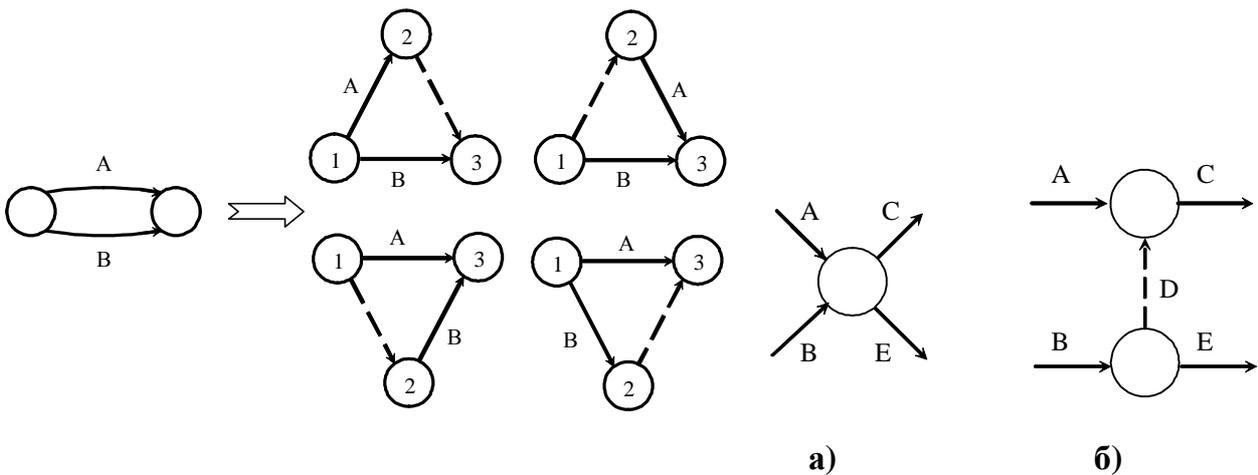


Рис. 1 - Правила побудови мережного графіка

Рис. 2 - Правила побудови мережного графіка

4. Параметри мережних графіків та методика їх розрахунку

З кожною подією і мережного графіка асоціюються два терміни настання “події”: ранній термін настання події $t_p(i)$ і пізній $t_{\Pi}(i)$. Якщо прийняти $i = 1$, тобто вважати, що номер вихідної події дорівнює одиниці, то при визначенні часових параметрів подій мережі $t_p(1) = 0$. Позначимо тривалість виконання роботи (i, j) мережного графіка через $t(i, j)$. Тоді ранні терміни настання подій

можуть бути визначені за формулою 1

$$t_{\delta} = \max [t_{\delta}(i) + t(i, j)] , \quad (1)$$

для всіх робіт (i, j) .

Для того щоб формалізувати процес обчислень, необхідно пронумерувати події мережного графіка таким чином, щоб для всіх робіт (i, j) мережного графіка виконувалася умова $i < j$. Це може бути досягнуте при використанні таких правил нумерації подій:

1. Вихідній події присвоїти номер 1.
2. Позначити всі роботи, що виходять з пронумерованих подій.
3. Пронумерувати події, в які входять тільки позначені роботи.

Пункти 2 й 3 повторювати доти, поки не будуть пронумеровані всі події. Дотримання наведених правил при нумерації подій дає можливість встановити за формулою (7.1) значення ранніх термінів настання подій у порядку зростання їхніх номерів, починаючи з першого.

Пізній термін настання події i визначається за формулою

$$t_i(i) = \min [t_i(j) - t(i, j)] , \quad (2)$$

для всіх робіт (i, j) .

Визначення пізніх термінів настання подій починається з $i = n$, де n — номер завершальної події мережного графіка. При цьому приймається $t_{\Pi}(n) = t_p(n)$, а пізні терміни настання інших подій визначаються за формулою (2) у порядку убуття номерів подій.

Після того як знайдені ранні й пізні терміни настання подій мережного графіка, можна визначити критичні роботи, що утворюють один або кілька критичних шляхів. Робота є критичною, якщо часові параметри її початкової та кінцевої подій задовольняють таким трьома умовам:

$$\begin{aligned} t_p(i) &= t_{\Pi}(i); & t_p(j) &= t_{\Pi}(j); \\ t_p(j) - t_p(i) &= t_{\Pi}(j) - t_{\Pi}(i) = t(i, j), \end{aligned} \quad (3)$$

тобто якщо резерв часу її початкової та кінцевої подій $R(i) = t_{\Pi}(i) - t_p(i)$, $R(j) = t_{\Pi}(j) - t_p(j)$ дорівнює нулю.

Роботи мережного графіка характеризуються наступними **часовими параметрами:**

- ранній термін початку роботи дорівнює ранньому терміну здійснення її початкової події;

$$t_{pv}(i, j) = t_p(i);$$

- пізній термін закінчення роботи дорівнює пізньому терміну здійснення її кінцевої події

$$t_{no}(i, j) = t_n(j);$$

- пізній термін початку роботи дорівнює пізньому терміну її закінчення мінус її тривалість

$$t_{nv}(i, j) = t_n(j) - t(i, j);$$

- ранній термін закінчення роботи дорівнює ранньому терміну початку роботи плюс її тривалість

$$t_{po}(i, j) = t_p(i) + t(i, j).$$

Повний резерв часу — це максимально можливий запас часу для виконання даної роботи понад тривалість самої роботи за умови, що в результаті такої затримки кінцева для даної роботи подія наступить не пізніше ніж у свій пізній термін:

$$R_n(i, j) = t_n(j) - t_p(i) - t(i, j).$$

Вільний резерв часу — це запас часу, яким можна розташовувати при виконанні даної роботи в припущенні, що попередня та наступна події цієї роботи наступають у свої самі ранні терміни:

$$R_c(i, j) = t_p(j) - t_p(i) - t(i, j).$$

Приклад 1. Розглянемо мережну модель, показану на рис. 3. Тривалості виконання кожної роботи подані біля стрілок. Визначимо часові параметри подій та знайдемо *критичний шлях мережного графіка*.

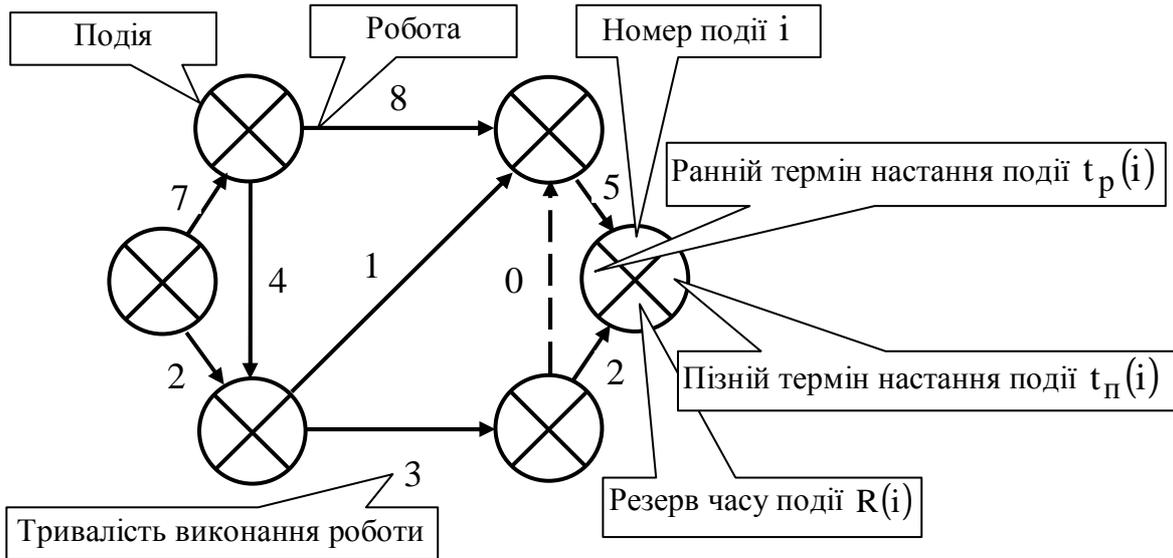
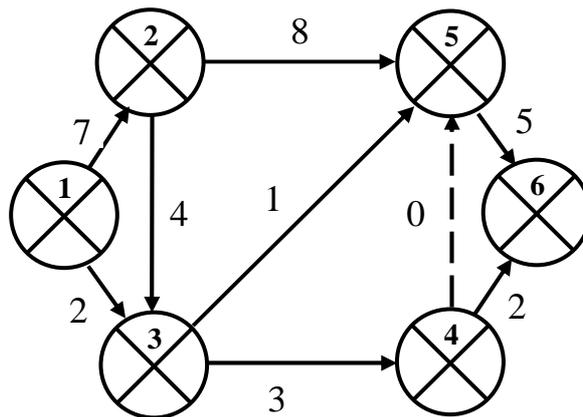


Рис. 3 – Сітьовий графік

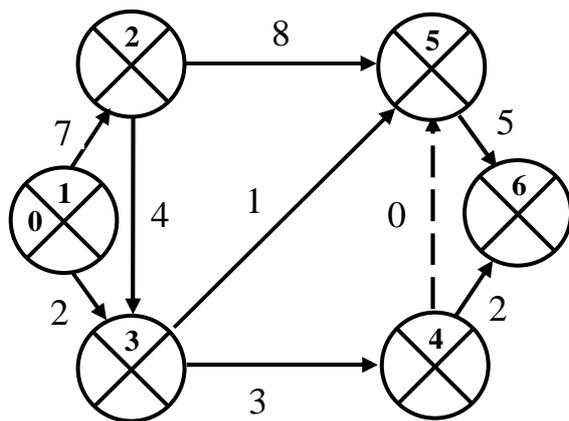
Вирішення. Всі необхідні розрахунки будемо виконувати безпосередньо на рисунку. Кружки, що відповідають подіям, розділимо на чотири сегменти: у верхньому будемо писати номер події i , у лівому $t_p(i)$, у правому $t_п(i)$ та в нижньому резерв часу події $R(i) = t_п(i) - t_p(i)$.

Вирішення починаємо з нумерації подій відповідно до правил, наведених раніше.



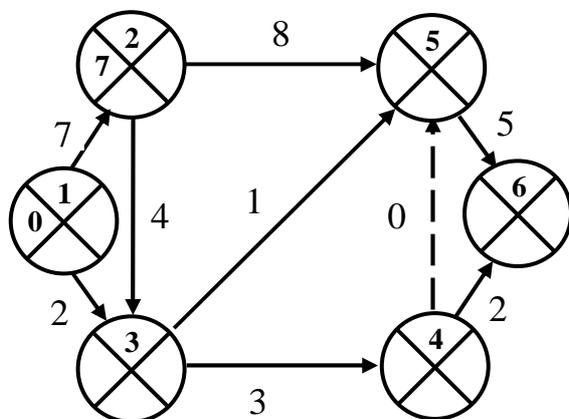
Далі визначаємо ранні терміни настання подій, починаючи з вихідного, для якого вважаємо:

$$t_p(1) = 0.$$



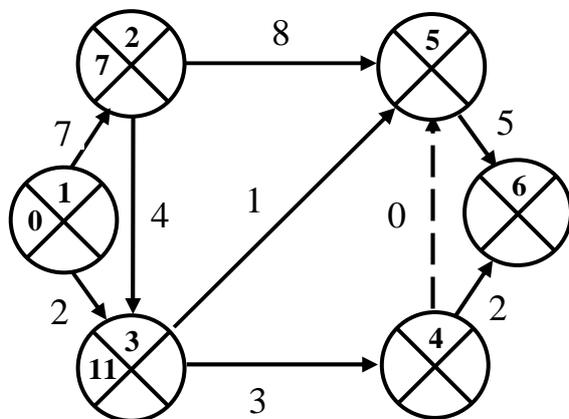
Переходимо до події 2. До неї входить тільки одна робота (1,2), тому

$$t_p(2) = t_p(1) + t(1, 2) = 0 + 7 = 7.$$



Цей результат записаний у лівому секторі події 2. Перейдемо до події 3. Оскільки до неї входять дві роботи (1,3) та (2,3):

$$t_p(3) = \max_{i=1,2} [t_p(i) + t(i, 3)] = \max [(0 + 2), (7 + 4)] = 11.$$

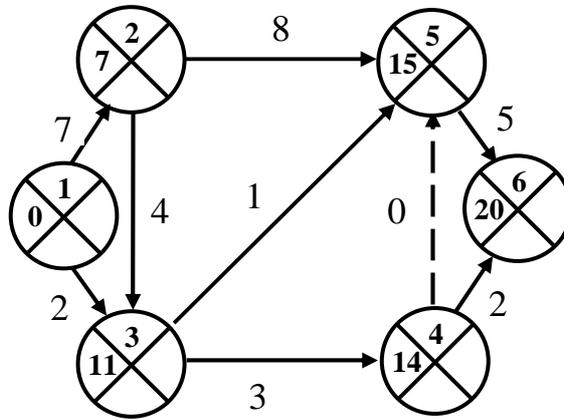


Цей результат записаний у лівому секторі події 3. Далі обчислення тривають аналогічно:

$$t_p(4) = t_p(3) + t(3, 4) = 11 + 3 = 14,$$

$$t_p(5) = \max_{i=2,3,4} [t_p(i) + t(i, 5)] = \max [(7 + 8), (11 + 1), (14 + 0)] = 15,$$

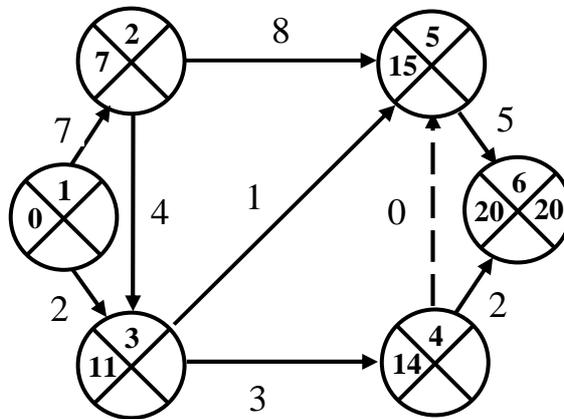
$$t_p(6) = \max_{i=4,5} [t_p(i) + t(i, 6)] = \max [(11 + 2), (15 + 5)] = 20.$$



Визначення пізніх термінів настання подій починаємо із завершального.

Вважаємо

$$t_n(6) = t_p(6) = 20.$$

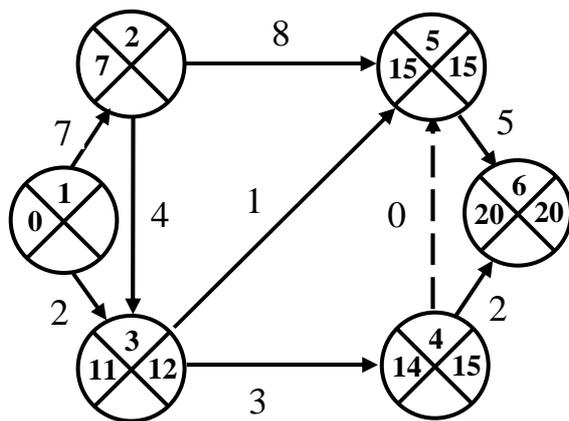


Значення $t_n(i)$, $i = \overline{1, 5}$, обчислюємо в такий спосіб:

$$t_n(5) = t_n(6) - t(5, 6) = 20 - 5 = 15,$$

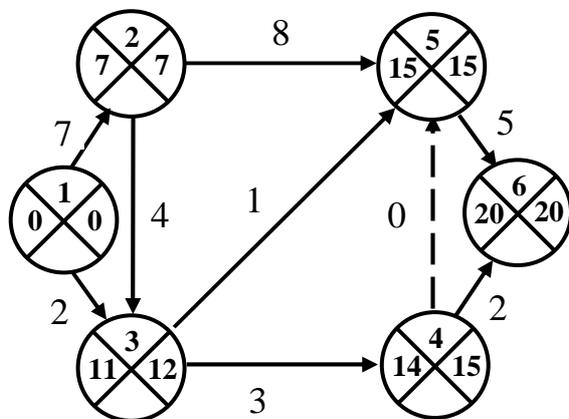
$$t_n(4) = \min_{j=5,6} [t_n(j) - t(4, j)] = \min [(20 - 2), (15 - 0)] = 15;$$

$$t_n(3) = \min_{j=4,5} [t_n(j) - t(3, j)] = \min [(15 - 3), (15 - 1)] = 12;$$

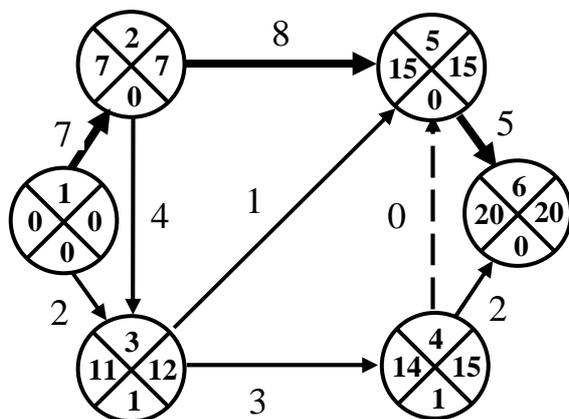


$$t_n(2) = \min_{j=3,5} [t_n(j) - t(2, j)] = \min [(12 - 4), (15 - 8)] = 7$$

$$t_n(1) = \min_{i=2,3} [t_n(i) - t(1, i)] = \min [(7 - 7), (12 - 2)] = 0.$$



Визначимо для кожної події резерв часу подій $R(i) = t_n(i) - t_p(i)$ та перевіримо умови (3). Умовам (3) відповідають роботи (1,2), (2,5) і(5,6). Ці роботи є критичними й утворюють критичний шлях мережного графіка, що з'єднує вихідну подію із завершальною і що визначає тривалість виконання робіт усього комплексу.



Мережний графік дає чітке подання про взаємозв'язок робіт та порядок їхнього проходження, однак він незручний для визначення складу робіт, які повинні виконуватися в кожний момент часу. Тому рекомендується після розрахунку часових параметрів мережного графіка побудувати лінійний графік виконання робіт, кожна з яких зображується паралельним від шкали часу відрізком. Довжина відрізка дорівнює тривалості виконання роботи. Час, у межах якого можуть виконуватися некритичні роботи, показують пунктиром. На рис. 4 показаний лінійний графік виконання робіт для мережі, розглянутої в прикладі 1.

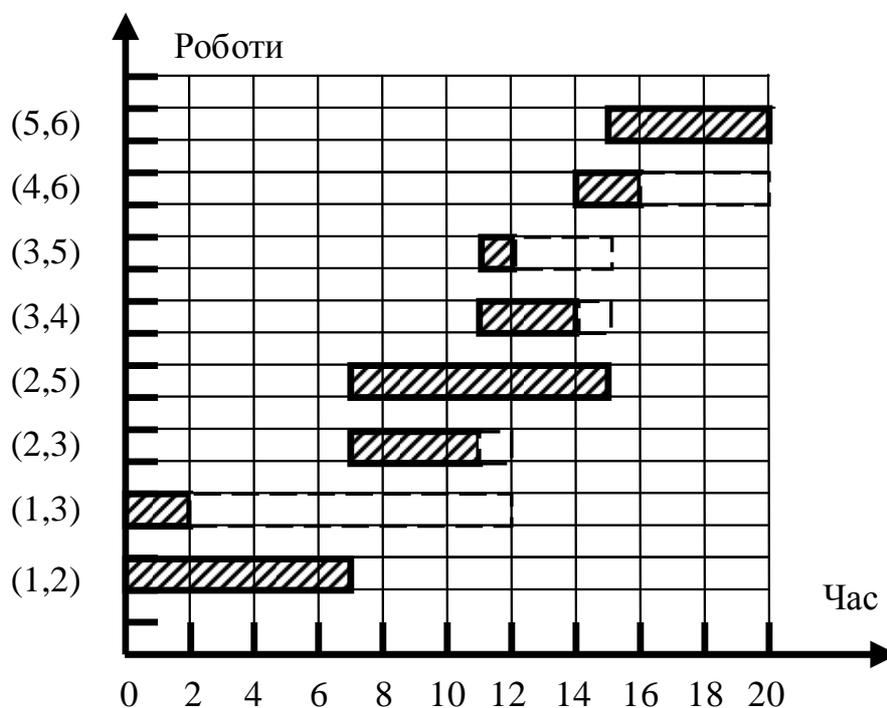


Рис. 4 – Лінійний графік виконання робіт

5. Оптимізація мережних графіків

Мережні методи аналізу та керування дозволяють упорядковувати роботи комплексу таким чином, що в остаточному підсумку комплекс буде завершений за умови дотримання заданої послідовності виконання робіт. Крім того, для виконання комплексу робіт необхідні ресурси, наявність яких гарантує фізичну реалізованість комплексу.

При виконанні переважної більшості реальних проектів ресурси, як правило, обмежені, внаслідок чого на послідовність виконання робіт накладаються додаткові обмеження, пов'язані з наявністю вільних ресурсів у цей момент часу.

Визначення часових параметрів подій та робіт і знаходження критичного шляху мережного графіка в цьому випадку — це тільки частина планування, наступним етапом є перевірка фізичної реалізованості проекту. Відправною точкою цього етапу є визначення загальної потреби в ресурсах для кожного одиничного інтервалу часу. Для вирішення цього завдання найкраще скористатися лінійним графіком виконання робіт із зазначенням потреби кожної роботи в необхідних ресурсах. **Процедура розподілу ресурсів** полягає у плануванні початку виконання робіт відповідно до умов попередження та наявністю вільних ресурсів. Для реалізації цієї процедури розроблено кілька **методів**. Ми розглянемо два таких методи: послідовний і паралельний.

Послідовний метод. Суть цього методу полягає в тому, що ресурси, виділені для виконання роботи, закріплюються за цією роботою до її закінчення. Обмеженість ресурсів приводить до того, що не всі роботи, початок яких можливий, можуть бути початі одночасно. У подібних ситуаціях необхідні критерії, що дозволяють віддати перевагу тій чи іншій роботі. Міркування, що визначають прийняті рішення, можуть бути сформульовані як наступні **правила переваги**:

1. Направити ресурси на виконання роботи, яка має найменший повний резерв часу (при рівних умовах).
2. Направити ресурси на виконання роботи, яка вимагає найбільшого числа ресурсо-днів (при рівних умовах).
3. Направити ресурси на виконання роботи, яка використовує найбільшу кількість ресурсів (при рівних умовах).
4. Направити ресурси на виконання роботи з меншим номером.

При виконанні робіт мережного графіка необхідний контроль часу,

протягом якого споживання ресурсів відповідає їхньому плановому розподілу. Одночасно необхідне урахування кількості вільних ресурсів, оскільки початок роботи визначається не тільки раннім терміном її початкової події, але й наявністю вільних ресурсів. Через те, що ресурси закріплюються за роботою на весь термін її виконання, то очевидно, що зміна кількості вільних ресурсів буде відбуватися в дискретні моменти часу, що відповідають закінченню тієї або іншої роботи. Для фіксації таких моментів введемо поняття поточного часу. У початковий момент значення поточного часу приймається рівним нулю. Потім поточний час стає рівним часу закінчення першої роботи, другої тощо.

З урахуванням сказаного може бути запропонована наступна **послідовність розподілу ресурсів**. Формують список робіт, які можуть бути початі за умовами попередження. Відповідно до правил переваги для цих робіт визначаються пріоритети, що вказують, у якій послідовності розподіляються вільні ресурси.

Роботи, для яких були виділені ресурси, фіксуються як такі, що виконуються, і серед них знаходиться та, яка буде закінчена раніше всіх інших. Час закінчення цієї роботи визначає нове значення поточного часу, а вільні ресурси поповнюються за рахунок ресурсів, що вивільнилися. При кожному вимірюванні поточного часу провадиться коректування часових параметрів робіт, після чого множина робіт, які можуть бути початі, поповнюється за рахунок робіт, ранні терміни яких дорівнюють поточному часу, а із множини виконуваних робіт виключається виконана. Описана процедура циклічно повторюється доти, поки всі роботи не будуть виконані. Час закінчення останньої роботи визначає час виконання всього комплексу.

Приклад 1. Використаємо викладену вище методику та сформульовані правила переваги для розподілу обмежених ресурсів. Припустимо, що в прикладі 1 для виконання різних робіт потрібні ресурси в кількості, зазначеній у табл. 1.

У розглянутому прикладі мінімальне число людей, необхідних для виконання комплексу робіт, у першому наближенні повинне дорівнювати $111/20 = 5,55$ або, округляючи, 6. Переглянувши третій стовпець таблиці 1, переконуємося, що отримана кількість ресурсів достатня для виконання будь-якої роботи комплексу.

Визначимо тепер, скільки буде потрібно часу для виконання всього комплексу робіт при заданій кількості ресурсів, що дорівнює 6. Це значить, що в будь-який момент часу для виконуваних робіт можуть бути виділені тільки ці ресурси. У процесі вирішення завдання будемо аналізувати тільки дискретні моменти часу, що відповідають закінченню якої-небудь роботи. У такі моменти будемо насамперед фіксувати наявність вільних ресурсів, аналізувати роботи, які можуть бути початі за технологічними умовами, та використовувати для прийняття рішень сформульовані вище правила переваги. Послідовність розрахунків будемо викладати поетапно. Прийняті рішення будемо фіксувати в таблиці 1, указуючи кількість виділюваних ресурсів для виконання тієї або іншої роботи, у відповідному їй рядку, у стовпцях, що визначають дні виконання роботи.

Перший етап. Поточний час відповідає початку виконання комплексу робіт, тобто дорівнює нулю. У цей момент часу можуть бути початі роботи (1,2) та (1,3), оскільки їхня початкова подія 1 є вихідною. Сумарна кількість необхідних для їхнього виконання ресурсів не перевищує вільних; вирішуємо почати ці роботи одночасно. Відповідно до прийнятого рішення в лівій стороні таблиці (див. рис. 7.3) записуємо в перших сімох стовпцях правої частини таблиці число 2. Це значить, що для виконання роботи (1,2) з першого по сьомий день виділяється два робітника, тому що за умовою саме за цей час (другий стовпець таблиці) зазначене число людей (третій стовпець таблиці) виконує роботу (1,2). На основі аналогічних міркувань у другому рядку таблиці записуємо число необхідних ресурсів (чотири) у стовпцях, що відповідають першому й другому дням.

i,j	t(i,j)	Ресурси	Ресурсо-дні	Повний резерв часу R _п	Час, дні																															
					1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.		
5,6	5	3	15	0																																
4,6	2	5	10	4																																
4,5	0	-	-	1																																
3,5	1	2	2	3																																
3,4	3	6	18	1																																
2,5	8	4	32	0																																
2,3	4	3	12	1																																
1,3	2	4	8	10	4	4																														
1,2	7	2	14	0	2	2	2	2	2	2	2																									

Другий етап. На другий день буде закінчена робота (1,3), але подію 3 не можна вважати такою, що наступила, тому що до неї крім роботи (1,3) входить робота (1,2). Отже у цей момент не може бути почата (за умовами попередження) жодна із ще не початих робіт.

Третій етап. На сьомий день закінчена робота (1,2), наступила подія 2, що дозволяє почати виконання робіт (2,3) та (2,5).

i,j	t(i,j)	Ресурси	Ресурсо-дні	Повний резерв часу R _п	Час, дні																																
					1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.			
5,6	5	3	15	0																																	
4,6	2	5	10	4																																	
4,5	0	-	-	1																																	
3,5	1	2	2	3																																	
3,4	3	6	18	1																																	
2,5	8	4	32	0								4	4	4	4	4	4	4																			
2,3	4	3	12	1																																	
1,3	2	4	8	10	4	4																															
1,2	7	2	14	0	2	2	2	2	2	2	2																										

ресурсах, показаного в таблиці 1, впливає, що ця потреба вкрай нерівномірна. Якщо потрібно скоротити тривалість виконання комплексу, необхідно збільшити рівень використовуваних ресурсів. Рішення з використанням семи одиниць ресурсу, показане в таблиці 2, дає тривалість виконання комплексу 25 днів. Для досягнення мінімально можливої тривалості виконання, рівної 20 дням, буде потрібно 10 од. ресурсу. Пропонується перевірити це ствердження самостійно.

Таблиця 2 – Використання семи одиниць ресурсу

i,j	t(i,j)	Ресурси	Ресурсо-дні	Повний резерв часу Rп	Час, дні																																		
					1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.					
5,6	5	3	15	0																			3	3	3	3	3												
4,6	2	5	10	4																	5	5																	
4,5	0	-	-	1																																			
3,5	1	2	2	3								2																											
3,4	3	6	18	1													6	6	6																				
2,5	8	4	32	0						4	4	4	4	4	4	4	4																						
2,3	4	3	12	1						3	3	3	3																										
1,3	2	4	8	10	4	4																																	
1,2	7	2	14	0	2	2	2	2	2	2	2																												
Ресурси	7																																						
	6																																						
	5																																						
	4																																						
	3																																						
	2																																						
	1																																						

Паралельний метод. Виконавець може вибрати метод щоденного розподілу ресурсів. Щодня він вирішує, яка робота найбільш важлива і

відповідно розподіляє ресурси. До уваги беруть тільки ті операції, які можуть виконуватися в поточний день, а також наявні на цей день ресурси: ресурси розподіляються тільки на один день. Наступного дня можна не використати ресурси на колишніх роботах, навіть якщо вони не завершені. Вони будуть завершені в наступні дні.

Щоб вирішити питання про важливість робіт, керівник щодня розподіляє пріоритети між ними, виходячи з необхідності завершення всього комплексу робіт у найкоротший строк. Крім того, він віддає перевагу вже початим роботам, а також бере до уваги кількість ресурсів, що потрібні для роботи. Така ситуація аналізується паралельним методом. **Правила переваги** для робіт (за умови завершення всіх попередніх їм робіт) полягають у наступному.

1. Направити ресурси на виконання роботи, що має найменший резерв часу (при рівних умовах).
2. Направити ресурси на виконання вже початої роботи (при рівних умовах).
3. Направити ресурси на виконання роботи, що вимагає найбільшого числа ресурсо-днів (при рівних умовах).
4. Направити ресурси на виконання роботи, що вимагає найбільшого числа одиниць ресурсів на день (при рівних умовах).
5. Розглянути послідовність робіт.

На початку й наприкінці кожного робочого дня всі ресурси вважаються вільними. У перший робочий день пріоритет визначається резервом часу (чим менше резерв, тим вище пріоритет). Розподіл ресурсів виконують щодня, вид розподілу може змінюватися також щодня. На початку кожного дня, коли відбувається розподіл ресурсів, деякі роботи вже закінчені, інші закінчені частково, інші ще не початі. Наведені вище правила переваги використовуються для розподілу ресурсів між роботами, що перебувають у стадії виконання, а також тими, які в принципі можуть бути початі.

6. Склад і призначення технічної експлуатації

Нагадаємо, що **технічна експлуатація містить у собі такі процеси:**

- зберігання і транспортування ЕТЗ СЕП:
 - забезпечення умов зберігання та транспортування ЕТЗ;
 - підтримання характеристик ЕТЗ на потрібному рівні при зберіганні і транспортуванні;
- технічне обслуговування ЕТЗ СЕП:
 - контроль параметрів ЕТЗ;
 - попередження відмов ЕТЗ;
 - усунення несправностей ЕТЗ;
- ремонт (відновлення) ЕТЗ СЕП:
 - поточний ремонт ЕТЗ;
 - капітальний ремонт ЕТЗ;
 - відновлення ЕТЗ після аварій;
- супроводження експлуатації ЕТЗ (СЕП):
 - контроль якості експлуатації ЕТЗ;
 - контроль технічного стану ЕТЗ;
 - категорювання ЕТЗ;
 - доробки ЕТЗ;
 - рекламацийна робота щодо ЕТЗ;
 - ведення і контроль експлуатаційної документації на ЕТЗ

**ЗМІСТ ТА ОСНОВНІ ЗАВДАННЯ РЕМОНТУ ОБЛАДНАННЯ СЕП
РЕМОНТ ДИЗЕЛЬНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ СЕП
(ПЕРВИННІ ДВИГУНИ)**

***1. Види ремонтів первинних двигунів дизельних електростанцій і
термін їх проведення***

Для первинних двигунів дизельних електростанцій передбачені такі **види ремонтів**: поточний, капітальний, регламентований.

Поточний ремонт первинних двигунів дизельних електростанцій виконують для відновлення чи забезпечення їх працездатності із заміною чи відновленням окремих складових частин.

Поточний ремонт первинного двигуна **полягає** в його частковому розбиранні, ремонті зношених (пошкоджених) деталей чи їх заміні й проведенні необхідних кріпильних, регулювальних, налагоджувальних та інших робіт.

Капітальний ремонт первинних двигунів дизельних електростанцій виконують для відновлення справності і повного чи близького до повного відновлення їх ресурсу із відновленням чи заміною основних складових частин, таких як блоку циліндрів, картеру і колінчатого валу.

Капітальний ремонт первинного двигуна **полягає** в його повному розбиранні, дефектації, заміні чи ремонті всіх зношених, пошкоджених деталей, збірці й випробуванні відповідно до технічних умов на капітальний ремонт усіх вузлів і агрегатів у цілому, а також відновленні лакофарбових покриттів.

Ремонт деталей полягає в усуненні дефектів шляхом проведення слюсарних, ковальських, зварювальних, термічних, електролітичних і інших робіт, у результаті виконання яких геометрична форма, розміри деталей і їх механічних властивостей приводяться у відповідність з технічними умовами на ремонт деталей.

Регламентований ремонт виконують для забезпечення (підтримки, відновлення) надійності первинних двигунів дизельних електростанцій, що перебувають на тривалому збереженні, а також при тривалій її експлуатації з обмеженою витратою ресурсу.

Ресурс первинного двигуна, що підлягає регламентованому ремонту, встановлюється такий же, як і для двигуна, що пройшов капітальний ремонт. Регламентований ремонт первинного двигуна виконують за документацією на його капітальний ремонт.

2. Обсяг поточного і капітального ремонтів первинних двигунів дизельних електростанцій

Поточний ремонт (перебирання) проводять в спеціалізованій майстерні з метою відновлення ресурсу до наступного перебирання або капітального ремонту.

При поточному ремонті необхідно керуватися гранично припустимими величинами зазорів та натягів у сполученнях деталей і рекомендованими способами відновлення.

Необхідно виконати наступні роботи:

- провести демонтаж голівок блоків;
- зняти нагар з камер згоряння, клапанів, випускних вікон голівок та внутрішніх порожнин випускних трубопроводів, очистити порожнини розподільних валів;
- перевірити щільність прилягання клапанів газорозподілу до сідел;
- зняти розподільні вали та розібрати клапанний механізм;
- перевірити стан клапанів та сідел, для відновлення герметичності клапани замінити, сідла прошарошити; для впускних клапанів допускається шліфування фаски, при цьому зішлифувати не більше 0,3 мм;
- герметичність всіх клапанів відновити притиранням; зробити демонтаж поршнів із шатунами. Зняти кільця, очистити від нагару;
- при необхідності кільця та поршні замінити;

➤ зняти форсунки, розібрати, промити їх у дизельному паливі, оглянути та відрегулювати, розпилювачі із завислими голками або закоксованими отворами замінити;

➤ зняти паливний насос та перевірити початок подачі палива плунжерами та рівномірність подачі палива секціями. При необхідності відрегулювати насос;

➤ установити на дизель поршні із шатунами, головки блоків, паливний насос та форсунки, зробити регулювання фаз газорозподілу, установити кут випередження подачі палива, зазначений у формулярі дизеля, та відрегулювати повітророзподільник;

➤ після проведення поточного ремонту зробити обкатування дизеля з наступною дообробкою дизеля (див. п. 2);

➤ зробити відповідні записи у формулярі дизеля про проведені роботи.

Порядок розбирання дизель-генератора при ремонті

Розбирання дизель-генератора необхідно робити в наступному порядку:

- роз'єднати дизель із генератором та системами керування, живлення, змащення, охолодження та підігріву;

- зняти:

- трубопровід високого тиску та трубки об'єднаного зливу палива з дизеля;

- паливний та масляний трубопроводи;

- масляний та паливний фільтри;

- впускні колектори;

- паливний насос;

- випускні колектори;

- водяний та масляний насоси, кришку люків блока-картера, розташовану під насосами;

- стартер, контактор стартера, кришки люків блока-картера (3 шт.); кришки голівок та головки блоків;

- демонтувати шатуни з поршнями.

Зняття і установка голівок блоків

Для зняття голівки блоку гайки відвертають у кілька прийомів: у перший прийом - на одну грань, а в наступні - на дві.

Кільця газового стику й гумові ущільнення заміняють новими. При цьому товщина кільця повинна бути однаковою, записаною у формулярі на даний дизель. При установці головок потрібно стежити за тим, щоб не було торкання шестірень привода газорозподілу голівки блоку та блока-картера.

Гайки накручувати на стяжні шпильки попарно в порядку, визначеному інструкцією з експлуатації в такій послідовності:

- ✓ гайки закрутити до упору,
- ✓ поставити нові мітки на верхніх торцях гайок проти міток на торцях стяжних шпильок, що визначають положення гайок на упорі; затягування гайок до упору повинна робити одна людина.

- ✓ остаточно затягти гайки в порядку, визначеному інструкцією з експлуатації; затягування гайок робити за п'ять прийомів, накручуючи гайку на одну грань за прийом;

- ✓ після затягування гайок повернути їх у зворотному напрямку на 2—3° для зняття напруг скручування.

Демонтаж, дефектація і монтаж шатунно-поршневої групи

Для демонтажу шатунно-поршневої групи:

- ✓ повернути колінчатий вал у положення, зручне для доступу до гайок кріплення кришки першого внутрішнього шатуна;

- ✓ відвернути гайки шатуна;

- ✓ установити поворотом колінчатого вала першу шатунну шийку колінчатого вала в положення в. м. т., після чого зняти кришку шатуна та висунути шатун з поршнем із циліндра. У такій же послідовності зняти інші шатуни.

Після демонтажу шатунів:

- ✓ розчленувати поршні із шатунами;

- ✓ зняти поршневі кільця, промити всі деталі й очистити поршневі канавки та кільця від нагару (при знятті та установці зберігати порядок

розташування кілець);

✓ оглянути шатуни, поршні й усунути виявлені дефекти (глибокі натирання, риси, забоїни).

Заміну поршнів робити в наступних випадках:

✓ при наявності дефекту, пов'язаного з явним руйнуванням поршня;
✓ при бічних зазорах ущільнювальних кілець у канавках поршнів, що перевищують 0,3 мм.

Маслознімні кільця підлягають заміні в таких випадках:

➤ при витраті масла в експлуатації більше припустимих величин;
➤ при наявності на робочих кромках кілець глибоких рисок та надирів;
➤ при зношуванні шару хрому до появи матових ділянок чавуну на робочих кромках кілець;
➤ при зазорі в замку у вільному стані менше 10 мм.

Монтаж шатунно-поршневої групи робити у зворотному порядку.

Перевірка і регулювання паливного насоса

Перевірку і регулювання паливного насоса виконують на регулювальному стенді. Ці операції повинен виконувати фахівець із паливної апаратури.

Перевірку рівномірності чергування початку подачі палива секціями паливного насоса рекомендується проводити в наступному порядку:

✓ установити паливний насос на регулювальний стенд;
✓ установити зовнішній важіль регулятора в положення повної подачі палива;
✓ відкрити кран подачі палива до паливного насоса;
✓ повернути кілька разів кулачковий вал паливного насоса до заповнення конуса на виході з нагнітального клапана першої лівої секції;
✓ повільно повернути кулачковий вал насоса по ходу до початку руху палива в конусі нагнітального клапана першої лівої секції, після чого повернути кулачковий вал на 5—7° у протилежну сторону;
✓ установити пристосування для регулювання початку подачі палива паливним насосом на нагнітальний клапан першої секції;

✓ повільно повертаючи кулачковий вал по ходу, зупинити його в момент припинення зриву краплі з носка трубки пристосування;

✓ проти стрілки, укріпленої на стенді, зняти показання із градуйованого диска стенда; це положення кулачкового вала паливного насоса відповідає моменту початку подачі палива першою лівою секцією паливного насоса;

✓ визначити в послідовності порядку роботи секцій паливного насоса описаним вище способом момент початку подачі палива кожною секцією насоса; інтервал початку подачі між двома (сусідніми один по одному роботи) секціями повинен відповідати куту 60° повороту кулачкового вала насоса, при цьому допускається неточність інтервалу між початком подачі будь-якої секції та першої лівої не більше $20'$. Якщо неточність інтервалів перевищує допустиму, відновити інтервали.

Операції з відновлення інтервалів чергувань початку подачі палива секціями насоса проводити в такому порядку:

✓ зняти лючки паливного насоса;

✓ послабити контргайку регулювального болта штовхача;

✓ домогтися завертанням, або вивертанням регулювального болта заданої величини інтервалу чергувань початку подачі секціями насоса; при цьому зазор між плунжером і болтом штовхача повинен бути в межах $0,5-1,2$ мм. Зазор виміряти щупом, який встановити між болтом штовхача і плунжером в його крайньому верхньому положенні (кулачок вала насоса повинен перебувати в положенні в.м.т.);

✓ після закінчення регулювання затягти контргайку та встановити лючки насоса.

Продуктивність та рівномірність подачі палива секціями паливного насоса перевіряються при температурі палива $18-25^\circ\text{C}$, тиску палива після фільтра $0,05-0,01$ МПа ($0,5-1,0$ кгс/див²) та виході рейки 11 мм від упору і гвинт зупинки.

За 400 ходів плунжера при частоті обертання вала паливного насоса 750 ± 15 об/хв продуктивність секції повинна бути $60-62$ см³, а нерівномірність подачі між секціями — не більше 5 дсм³.

Якщо продуктивність або нерівномірність подачі перевищують зазначені значення, зробити регулювання насоса в наступному порядку:

- послабити гвинт 1 (рис. 62) зубчастого вінця 2 поворотної гільзи;
- повернути гільзу 3 (вліво, якщо дивитися з боку віночка, для збільшення подачі, вправо - для зменшення) й затянути гвинт 1.

3. Випробування первинних двигунів дизельних електростанцій після ремонту

Після проведення поточного ремонту зробити обкатування дизель-генератора на режимах, зазначених у табл. 1.

Таблиця 1 – Режими роботи дизель-генератора

Номер режиму	Частота обертання, об/хв	Час, хв	Режим навантаження, % від номінальної потужності
1	1000	20	0
2	1200	20	0
3	1500	20	0
4	1500	20	25
5	1500	20	50
6	1500	20	75
7	1500	20	100

Перед обкатуванням прогріти дизель підігрівником до температури охолодної рідини 90°C.

Температура охолодної рідини і масла на виході з дизеля повинна бути в межах 85—90°C, починаючи з режиму 5, та на режимі 7 температура охолодної рідини повинна бути 115—120°C, масла — не менш 95°C (гарячий режим) протягом 10 хв.

У ході обкатування необхідно виявити всі наявні течі та інші несправності. Після закінчення обкатування усунути їх. Оглянути й промити масляний фільтр.

При виявленні свинцево-бронзової або алюмінієвої стружки дизель підлягає розбиранню.

ЗМІСТ І ОСНОВНІ ЗАВДАННЯ РЕМОНТУ ОБЛАДНАННЯ СЕП РЕМОНТ ПЕРЕСУВНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ СЕП

1. Види ремонтів силових трансформаторів і термін їх проведення

Поточні ремонти трансформаторів з їх вимиканням, але без виймання осердя проводять у міру потреби, але не менш як **1 раз на 3 роки**, а для трансформаторів 35/6— 10 кВ не менш як **1 раз на рік**.

Капітальний ремонт трансформаторів електростанцій і знижувальних підстанцій з напругою 35 кВ з вийманням осердя роблять перший раз **через 6 років після введення в експлуатацію**, а в дальшому — **у міру потреби** залежно від результатів вимірювань і стану трансформатора. Проте залежно від типу трансформатора, умов транспортування, монтажу і експлуатації строки поточних і капітальних ремонтів можуть бути змінені.

2. Обсяг поточного і капітального ремонтів силових трансформаторів

В обсяг поточного ремонту трансформаторів з обов'язковим їх вимиканням входять:

- усі операції зовнішнього огляду (див. вище) і ліквідація виявлених несправностей,
- чищення і фарбування бака,
- ремонт пробивних запобіжників у трансформаторах з ізолюваною нейтраллю,
- ремонт і заміна заземлювальних провідників, маслопокажчикових пристроїв, контактів і з'єднань.
- зливають відстій з розширювача, доливають масло, підтягують болти ущільнень, вимірюють опір ізоляції і визначають електричну міцність масла.

Обсяг капітального ремонту трансформатора у кожному конкретному

випадку специфічний і залежить від видів і ступеня пошкодження. Часто капітальний ремонт є відновним, включає в себе заміну (перемотування) обмоток трансформатора та інших подібних операцій і, таким чином, наближається за обсягом робіт до виготовлення трансформатора.

Поточний ремонт трансформаторів проводять на місці їх установлення з обов'язковим вимиканням від джерела живлення. Капітальні ремонти роблять на електроремонтних підприємствах.

3. Виявлення несправностей силових трансформаторів

Приймання в ремонт і визначення обсягу робіт

Приймаючи в ремонт трансформатор, його оглядають, визначають наявність і якість масла (випробування на пробій і скорочений хімічний аналіз), ознайомлюються з експлуатаційно-технічною документацією про роботу і несправності трансформатора в період експлуатації і з технічними умовами на ремонт, поставленими замовником.

Приймання в ремонт супроводжується оформленням приймально-здавального акта. При цьому заводять картку (формуляр) ремонту або відомість дефектів, куди записують номер замовлення, паспортні дані трансформатора, вимоги замовника, несправності, виявлені під час огляду і в процесі розбирання, тобто відкривають замовлення. На основі цих даних визначають обсяг ремонту.

Іноді для визначення пошкоджень на місці розбирання або на випробувальній станції підприємства проводять потрібні випробування.

Розбирання трансформатора

Перед розбиранням трансформатор очищають від пилу і бруду ганчірками, змоченими в гасі.

Розбирання проводять тільки в закритому приміщенні, захищаючи виймальні частини від забруднення і вологи.

Виймальну частину трансформатора піднімають після зливання масла до

рівня нижче від ущільнювальної прокладки кришки

Виймальну частину можна піднімати тільки в тому разі, коли її температура (її визначають за температурою масла) нижча від температури приміщення не більш як на 5°. Щоб цьому запобігти, рекомендується трансформатори потужністю до 1000 кВА перед розбиранням витримувати в приміщенні не менш як 24 год.

Паралельно з цим оглядають, чистять і ремонтують бак, розширювач, замінюють ущільнювачі і т. п.

При ремонті трансформаторів слід обмежуватись мінімальним потрібним розбиранням, щоб не перевищувати обсягу робіт і не пошкодити під час розбирання справні елементи виймальної частини.

Визначення стану ізоляції трансформатора — найбільш трудомісткий процес при ремонті. Нова ізоляція може мати низький опір тільки через зволоження, а стара ізоляція може мати великий опір, але бути механічно неміцною і розсіпатися від будь-якої дії.

Про стан ізоляції можна судити і за опором, і за її механічною міцністю. Наприклад, смужку електрокартону, вирізану з головної ізоляції ярма, згинають пальцями під прямим кутом і потім вільно складають удвоє, не стискаючи місця згину. Якщо при повному згинанні вдвоє електрокартон не ламається, то ізоляція доброякісна (свіжа); якщо при повному згинанні утворюються тріщини, то ізоляція задовільна; якщо електрокартон при цьому ламається, то ізоляція обмежено придатна; якщо при згинанні до прямого кута електрокартон ламається, то ізоляція зовсім непридатна.

Закінчивши розбирання, проводять **остаточну дефектацію трансформатора**, заповнюють відомість і визначають обсяг ремонту. У трансформаторі може бути **три пошкодження електричних кіл**:

- обрив в обмотці або в обмотках,
- замикання між обмотками або між обмотками і баком,
- міжвиткове замикання.

Усі ці пошкодження легко визначити відомими методами: мегомметра

або контрольної лампи, симетрії струмів або напруг і методом мілівольтметра.

До **інших пошкоджень** належать:

- замикання листів осердя між собою, так звана «пожежа» в сталі,
- обрив заземлювального пристрою магнітопроводу,
- ненормальне гудіння магнітопроводу трансформатора
- пошкодження бака.

«Пожежа» в сталі може виникнути в результаті замикання шпильки, що пресує магнітопровід, з листами магнітопроводу. Таке замикання може виникнути при транспортуванні трансформатора через дефекти виготовлення і монтажу шпильки та старіння її ізоляції. Крім того, «пожежа» в сталі може виникнути внаслідок руйнування міжлистової ізоляції і замикання листів сталі магнітопроводу між собою (через погіршення запресування сталі). «Пожежа» в сталі призводить до потемніння масла, зниження температури його спалаху, появи шламу. В експлуатації таке пошкодження можна визначити за допомогою досліду холостого ходу трансформатора.

Коли трапляється **обрив заземлювального пристрою**, між магнітопроводом і баком усередині трансформатора виникає тріск, який порушує його рівномірне гудіння. Цей тріск спричинений появою статичних зарядів на магнітопроводі і переходом їх на заземлений бак трансформатора.

Ненормальне гудіння трансформатора зумовлене рядом причин:

- підвищеною напругою мережі,
- перевантаженням,
- асиметрією струмів по фазах,
- недостатнім запресуванням магнітопроводу та ін.

Складають трансформатор у зворотній послідовності порівняно з розбиранням.

Якщо виймальна частина трансформатора перед складанням була поза масляним середовищем не більш як 12 год. при відносній вологості повітря, що не перевищувала 75%, то її можна не сушити.

Складений трансформатор заливають чистим сухим маслом спочатку

через пробку в кришці бака, а потім через пробку розширювача. При цьому температура масла повинна дорівнювати температурі виймальної частини.

Ремонт обмоток

Обмотки трансформатора виконують циліндричними одно- і двошаровими на стороні нижчої напруги (НН) і циліндричними багат шаровими на стороні вищої напруги (ВН). Провід обмотки НН звичайно має прямокутний переріз, його ізолюють кабельним папером (провід марки ПБ) або кабельним папером з бавовняним обплетенням (ПББО).

Провід обмотки ВН має круглий переріз і може мати ізоляцію з кабельного паперу, емалеву або комбіновану, наприклад провід марки ПЕЛБО.

Ремонт обмотки ВН полягає практично в її намотуванні. З нового або відновленого проводу намотують нову котушку, розміри якої повинні повністю відповідати розмірам старої. Для намотування котушок застосовують спеціальні або універсальні розсувні шаблони. Котушки намотують на спеціальних намотувальних або звичайних токарних верстатах.

Аналогічно виконують **ремонт обмоток НН**.

Виготовлені котушки ВН і НН перевіряють перед просочуванням на відповідність фактичних розмірів, перерізу і числа витків розрахунковим даним. Число витків перевіряють за допомогою визначення коефіцієнта трансформації на магнітопроводі з розсувним ярмом і еталонними котушками.

Просочування і сушіння обмоток

Просочування волокнистих матеріалів обмоток ізоляційними лаками збільшує їх електричну і механічну міцність, підвищує вологостійкість, хімічну стійкість, теплостійкість і т. д.

Технологія просочування обмоток така. Перед просочуванням котушки сушать при температурі близько 105°C протягом кількох годин. Тривалість сушіння залежить від розмірів обмоток. Після остигання котушок до 50—60° С їх опускають у ванни з просочувальним лаком. Для просочування котушок масляних трансформаторів застосовують маслостійкі бакелітовий і гліфталевий

лаки. Гліфталевий лак більш доброякісний і теплостійкий, ніж бакелітовий. Просочування закінчують після того, як припиниться виділення бульбашок з лаку; звичайно просочування триває 15—20 хв. Після просочування котушки виймають з лаку, ставлять на ґратки, щоб стекли надлишки лаку, а потім знову сушать. Висушені котушки відправляють на складання трансформатора.

Несправності й ремонт магнітопроводів

Ремонт пошкодженого магнітопроводу полягає в заміні прогорілих листів новими і відновленні їх ізоляції. З пошкоджених листів зчищають напливи металу, задери і пошкоджену ізоляцію, оголені місця листів ізолюють електроізоляційним лаком або папером. Якщо нових листів немає, можна пускати в складання тільки ті пошкоджені (раніше) листи, які мають переріз у місцях пошкодження не менш як 60% нормального, а випалену площину — не більш як 10% загальної площі листа. При цьому допускається зменшення перерізу ярма або стержня в місці пошкодження не більш як на 2% порівняно з початковим. У цьому разі пошкоджені листи можна розміщувати на одному стержні або ярмі, чергуючи їх при шихтуванні з непошкодженими.

4. Випробування силових трансформаторів після ремонту

Після ремонту трансформатори піддають **двом видам випробувань**: контрольним і типовим. **Контрольне випробування** проводять для кожного трансформатора, випущеного з ремонту. **Типові випробування** застосовують для трансформаторів, при ремонті яких було внесено будь-які зміни параметрів: напруги, типу обмотки, марки проводу і т. п.

В обсяг **контрольних випробувань** входять:

- 1) визначення коефіцієнта трансформації;
- 2) перевірка групи з'єднання обмоток;
- 3) вимірювання опору обмоток постійному струму;
- 4) випробування трансформаторного масла;
- 5) вимірювання опору ізоляції між собою і відносно бака;

- б) випробування електричної міцності ізоляції обмоток;
- 7) дослід холостого ходу;
- 8) випробування виткової ізоляції обмоток;
- 9) дослід короткого замикання;
- 10) випробування бака на щільність.

В обсяг **типових випробувань** додатково входять:

- 1) випробування на нагрівання;
- 2) випробування герметичності бака трансформатора (для трансформаторів потужністю 630 кВА і більше);
- 3) випробування динамічної міцності обмоток при раптових коротких замиканнях.

5. Види, обсяг і термін ремонтів розподільчих пристроїв пересувних трансформаторних підстанцій

Види, обсяг і термін ремонтів РП вище 1000 В

У процесі експлуатації електроустаткування проводять **поточний і капітальний ремонт**. **Поточним** називається мінімальний за обсягом ремонт, при якому за допомогою заміни окремої, як правило, невеликої деталі або регулювання електроустаткування подовжують строк його роботи до чергового поточного або капітального ремонту. При поточному ремонті усувають дефекти, виявлені під час оглядів.

У процесі **поточного ремонту** розподільних пристроїв виконують наступне:

- а) оглядають усе устаткування і чистять його;
- б) чистять приміщення;
- в) перевіряють кріплення і підтяжку контактів ошинування, замінюють пошкоджені ізолятори;
- г) перевіряють роботу викатних камер комплектних розподільних пристроїв і усувають помічені дефекти;
- д) перевіряють заземлювальний пристрій і відгалуження від нього до апаратури;

- е) перевіряють захисні релейні пристрої і вимірювальні прилади;
- ж) беруть проби масла і доливають його в усі маслоснаповнені апарати.

В обсяг капітального ремонту входять:

а) перевірка введів і внутрішньої ізоляції вимикачів, стан рухомих і нерухомих контактів;

б) перевірка надійності кріплення контактів, камер, решіток, а в разі потреби — і зміна контактів та дугогасильних пристроїв;

в) перевірка стану частин привода вимикачів, пружин, болтів, гайок, стану приводного механізму, перевірка вмикання й вимикання вимикачів, регулювання контактів вимикачів на одночасність вмикання, огляд кришок, баків, підйомних пристроїв, вихлопних пристроїв, запобіжних клапанів, сигнальних і блокувальних контактів і шайб, розбирання, прочищення і складання маслоснаповненого пристрою, доливання, заміна і очищення масла;

г) перевірка стану рухомих і нерухомих контактів вимикачів навантаження і надійності їх кріплення, вмикання вимикача навантаження, входження всіх фаз у гасильну камеру, перевірка щупом надійності складання гасильної камери і відсутності зазорів між півкамерами, перевірка пружин, болтів, гайок шплінтів, стану приводного механізму і роботи приводу, справності механізму автоматичного вимикання вимикача навантаження при перегорянні плавких вставок запобіжників, огляд сигнальних і блокувальних контактів і шайб.

Плановий **поточний ремонт** проводять не менш як **раз на рік**. Усі роботи з поточного ремонту електроустаткування РУ виконує персонал, який обслуговує електроустановку.

Капітальний ремонт масляних вимикачів і їх приводів роблять не менш як **один раз на 3 роки**. Залежно від конструкції вимикача, кількості виконаних ним операцій і потужності короткого замикання в місці його встановлення період між капітальними ремонтами може бути збільшений. Позачерговий капітальний ремонт вимикачів призначає відповідальний за розподільний пристрій. При цьому він урахує кількість вимикань коротких замикань, конструкцію вимикача, стан масла, потужність короткого замикання

в місці встановлення вимикача, опір контактів.

Капітальний ремонт роз'єднувачів, заземлюючих ножів та їх приводів роблять не менш як **один раз на 3 роки**; ремонт роз'єднувачів, що потребує знімання напруги з шин, проводять тільки при виявленні несправності роз'єднувача.

Капітальний ремонт усіх інших апаратів розподільних пристроїв проводять у відповідності з результатами профілактичних випробувань, але не менш як **один раз на 9 років**.

Види, обсяг і термін ремонтів РП до 1000 В

Капітальний ремонт апаратів і електроустаткування розподільних пристроїв напругою до 1000 В проводять у строки, установлені енергетиком, але не менш як **1 раз на 3 роки**.

Поточний ремонт розподільних пристроїв проводять між капітальними ремонтами в строки, установлені графіком, затвердженим відповідальним за електрогосподарство, але не менш як **1 раз на рік**.

При **поточному ремонті РП напругою до 1000 В** перевіряють:

а) стан контактних з'єднань збірних шин, наявність місцевих нагрівань.

При цьому підтягують усі болтові з'єднання;

б) стан спусків від шин до апаратів, губок рубильників, запобіжників, місць приєднання кабелів і проводів;

в) стан заробок кабелів і їх закріплення;

г) стан трансформаторів струму і вторинних кіл;

д) стан захисних заземлень і ґратчастих огорожень. Під час капітального ремонту розподільного пристрою виконують усі операції поточного ремонту.

При капітальному ремонті РП особливу увагу звертають на стан болтових контактних з'єднань. При цьому **перевіряють**:

а) якість затягування болтів. Розкривають 2—3% з'єднань;

б) цілість ізоляторів, надійність кріплення шин на ізоляторах;

в) відсутність прогинів шин, стан їх зафарблення і наявність зачищених місць для накладання переносних заземлень. Згідно з прийнятими позначеннями фази шин трифазного змінного струму позначають буквами А, В,

С, буквам відповідають номери 1, 2, 3. Шини фарбують у такі кольори: жовтий – фаза А, зелений — фаза В і червоний — фаза С.

У процесі ремонту ошиновки РП якість підгонки плоских поверхонь у контактах перевіряють за допомогою щупа на 0,02—0,03 мм. У місцях з'єднань щуп не повинен проходити вглиб більш як на 5 мм від краю.

Тиск болтових контактів перевіряють, виконуючи контрольне підтискання звичайним ключем з динамометром або ключем з регульованим крутячим моментом із змінними головками.

Під час ремонту розподільного пристрою фарбують панелі в світлі тони, відновлюють написи на панелях, ремонтують контур заземлення, замки захисних ґратчастих огорожень, двері РП, освітлення та ін.

Перед здаванням розподільного пристрою з капітального ремонту в експлуатацію вимірюють опір ізоляції РП і його елементів, а також випробовують його підвищеною напругою 1000 В промислової частоти протягом 1 хв. Опір ізоляції кожної секції РП вимірюють мегомметром на напругу 1000 В. Він повинен бути не менш як 0,5 МОм.

Випробування ізоляції РП до 1000 В проводять одночасно з випробуваннями електропроводок силових і освітлювальних мереж, приєднаних до випробовуваних розподільних пристроїв.

6. Ремонт і випробування комплектних розподільчих пристроїв

Несправності апаратури і їх усунення

На **масляні вимикачі** припадає від 45 до 60% усіх пошкоджень, причому коли підвищується напруга абсолютна і відносна пошкоджуваність зростає.

Аналіз статистичних даних показує, що у **вимикачів напругою 35 кВ і нижче найслабкішим місцем є механічна система керування вимикачем і привод**. Пристрої гасіння дуги, що виконують дуже відповідальні функції, виходять з ладу відносно рідше.

У **вимикачів на напругу 10 кВ і нижче** вводи і зовнішню ізоляцію (наприклад, опорні ізолятори в горшкових вимикачів) виконують, як правило, з суцільного фарфору. Така ізоляція відзначається великою надійністю. Кількість

пошкоджень через порушення внутрібакової ізоляції невелике. **Значний процент пошкоджень масляних вимикачів становлять контактні і дугогасильні пристрої**, які працюють у дуже важких умовах.

Статистика показує, що найчастіше **на збірних шинах** пошкоджуються приєднані до них апарати — **вимірювальні трансформатори і розрядники**. Чим вища напруга, тим більше цих пошкоджень. Дальшими за частотою є пошкодження ізоляції, число яких також зростає з підвищенням напруги установки.

До збірних шин безпосередньо прилягають **спуски до шинних роз'єднувачів і самі роз'єднувачі**. Пошкоджуються ці елементи найчастіше через помилки персоналу при перемиканні роз'єднувачів і накладанні переносних заземлень. При цьому пошкоджуються ошиновування спусків і роз'єднувачі. **Пошкодження через помилки персоналу в кілька разів перевищують пошкодження з усіх інших причин**. Усі інші пошкодження спусків і роз'єднувачів виникають внаслідок поломок і перекриття ізоляторів, нагрівання з'єднань, поломки приводів.

На ділянці між вимикачем і вводом лінії найчастіше спостерігаються пошкодження **трансформаторів струму і перекриття ізоляторів**. У несправному трансформаторі струму опір його ізоляції знижується більш як на 40%. У трансформаторах напруги спостерігаються виткові замикання на вторинній обмотці і пошкодження ізоляції стяжних болтів.

Якщо струм холостого ходу трансформатора напруги виявився вищим від попередніх значень, то треба розкрити трансформатор і уважно його оглянути.

Основною причиною порушення експлуатаційної надійності **вентильного розрядника** є проникнення вологи в його внутрішню порожнину, особливо в область іскрового проміжку. Відкладання продуктів корозії на електродах іскрових проміжків зменшує розрядну відстань між ними (а в деяких випадках призводить до закорочування частини проміжків), що створює небезпеку їх пробою при незначних комутаційних перенапругах або навіть у нормальному режимі.

Перед **ремонтм вимикачів** їх чистять, проводять зовнішній огляд і дефектацію.

✓ При розбиранні масляного вимикача зливають масло з баків,

відокремлюють усі з'єднання (шинні і гнучкі зв'язки) від контактних частин, від'єднують фарфорові та інші тяги вимикаючих пристроїв, знімають циліндри з опорних ізоляторів (для горшкових малооб'ємних вимикачів), відкручують болти і знімають кришки разом з прохідними ізоляторами.

✓ Підгорілі *контакти* обпилюють або замінюють новими. У ввімкненому положенні контакти повинні бути щільно притиснуті один до одного за допомогою пружин. Ступінь натискання торцевих контактів регулюють, переміщаючи контактотримачі нерухомих контактів угору ' або вниз, а також вкручуючи або викручуючи рухомий контакт. Ступінь натискання контактів вимірюють за допомогою динамометра. Його задано заводом-виготовлювачем і наведено в паспорті вимикача.

✓ Щоб підігнати *осі* (відцентрувати) в бакових вимикачах, переміщають рухомий контакт уздовж осі траверси або поперек неї в прорізах контактотримача, а також переміщають контактотримач уздовж траверси. Стикання контактів перевіряють за допомогою фарби. Після закінчення ремонту систему контактів перевіряють повторно.

Вважають, що ремонт масляного вимикача виконано правильно, якщо всі механічні характеристики — хід рухомої частини (траверси), втиск контактів і різночасність замикання і розмикання контактів — відповідають заводським даним. Якщо пошкодження ізоляторів знижують їх електричну або механічну міцність, то їх замінюють.

Регулюють **привод** так:

а) вимірюють хід рухомої частини вимикача, вмикаючих і вимикаючих пристроїв;

б) вимірюють заходження за кінцеве положення і утворюваний при цьому зазор у запираючому пристрої і в обмежувачів;

в) перевіряють дію механізму вільного розчеплення;

г) вимірюють зазор між бойком вимикаючої котушки і важелем вимикаючого пристрою;

д) випробують ізоляцію вмикаючих і вимикаючих котушок, проміжного реле. Результати зіставляють із заводськими даними.

Для перевірки приводу після ремонту його багаторазово вмикають і вимикають, при зниженій напрузі оперативного струму. У ремонті будь-якого

приводу є свої особливості. Наприклад, у **ручних приводів типу ПРБА** основною операцією при ремонті є регулювання зачеплення важеля 1 за релейну планку 7 (рис. 1); його регулюють гвинтом упору з лицьової сторони або подовженням тяги 4. Потім перевіряють зачеплення собачки 2 за піввісь важеля 1 при доведенні важеля керування приводу вниз до упору. Якщо зачеплення відбувається раніше, ніж важіль керування доходить до нижнього упору, то тягу від приводу до вимикача слід укоротити.

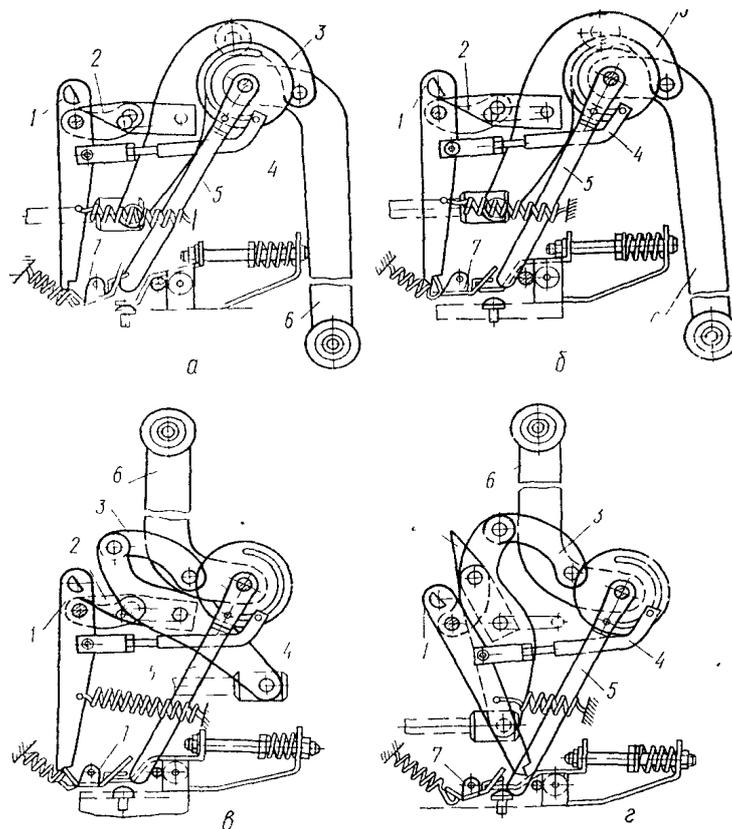


Рис. 1 - Механізм приводу ПРБА в різних положеннях:
а—при заведенні механізму; б—у вихідному положенні;
в—у ввімкненому положенні; г—після вимкнення;
1, 6—важелі керування; 2—собачка; 3— з'єднувальна ланка; 4— тяга;
5 — важіль фрикціону; 7 — релейна планка

Після цього перевіряють роботу фрикційного зчеплення важеля керування 6 приводу з важелем 5. На рис. 2 показано конструкцію фрикціону, який повинен давати можливість важелю 1 вільно рухатися знизу вгору при вмиканні вимикача і зверху вниз при повертанні важеля керування приводом. За рахунок тертя у фрикціоні важіль 5 повинен відхилитися і повернути планку

7 до її розчеплення з важелем /, після чого вимикач вимикають.

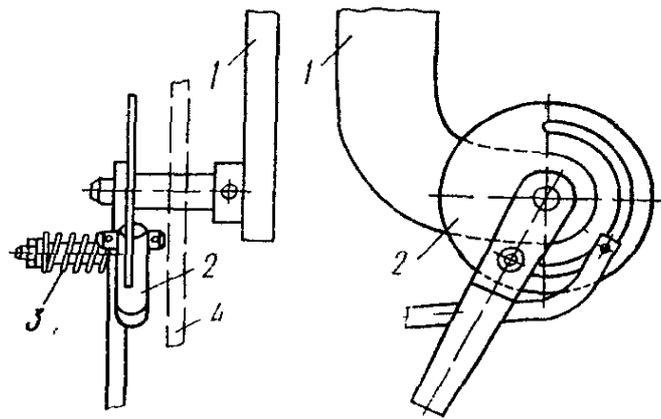


Рис.2 - Фрикціон приводу ПРБА:
1 – важіль керування; 2 – диск; 3 – пружина фрикціону;
4 – кожух приводу

Вимикач повинен вимкнутися при повертанні важеля керування зверху вниз на кут не більш як 10° , у протилежному разі слід підтиснути пружину 3 (рис. 2) фрикціону. Якщо пружина втратила пружність, то її замінюють. Слід пам'ятати, що деталі 2 і 4 фрикціону не змащують, щоб не зменшилося тертя.

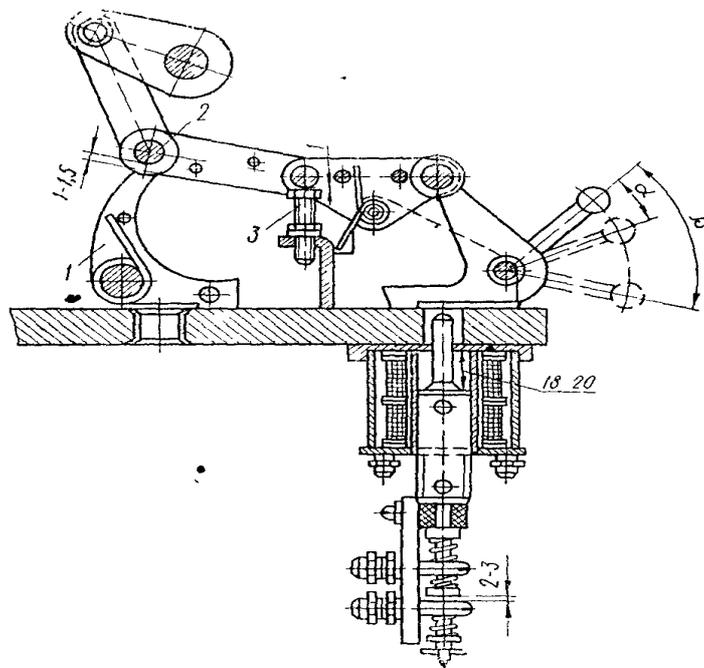


Рис. 3 - Розріз приводу типу ПЕ-11:
1 — вимикальна собачка; 2 — ролик; 3 — болт

При регулюванні важільного механізму електромагнітних приводів

типу ПЕ-11 треба витримати зазори, наведені на рис. 3. Зазор між вимикаючою собачкою 1 і роликом 2 треба встановити 1—2 мм (регулюють упорним болтом 3). Хід осердя вимикаючої котушки повинен становити 18—20 мм, кут розчеплення $\alpha = 15^\circ$, повний кут повороту $\beta = 60^\circ$. Зачеплення між запираючою заскочкою і упором не нормують, а точка стикання вимикаючої заскочки і упору повинна бути в середній частині сідла вимикаючої заскочки. Хід якоря електромагніту вмикання повинен бути таким, щоб був забезпечений зазор 1—1,5 мм між заскочкою і упором у процесі зачеплення.

При регулюванні **блок-контактів типу КСА** замикаючі і розмикаючі контакти повинні бути взаємно зсунуті на кут 90° , щоб блок-контакт, використовуваний у колі контактора вмикання (КСУ), забезпечував достатню тривалість імпульсу на вмикання й розмикання тільки в кінці цієї операції. Блок-контакт у вимикаючому колі повинен замикатися на початку операції вмикання, щоб підготувати це коло на випадок короткого замикання. Регулюють блок-контакти або за допомогою зміни довжини тяг, або переставлянням важеля КСА.

Кут між важелем КСА і напрямом тяги повинен бути не менше 30° , щоб передача не підходила близько до мертвої точки, поблизу якої виникають великі згинальні зусилля у важелі й тязі. У розімкненому положенні відстань між рухомими і нерухомими контактами має становити 4—8 мм.

У пружинно-вантажних приводах перевіряють опір ізоляції, стан підшипників і щіток електродвигуна заведення приводу, а також дію кінцевого вимикача в колі двигуна.

Остаточно правильність регулювання перевіряють під час знімання електричних характеристик. Перед цим вимірюють опір ізоляції обмоток електромагнітів і кола приводу, який повинен бути не меншим від 1 МОм. Потім визначають мінімальну напругу спрацьовування, при подаванні якого поштовхом провід чітко спрацьовує. Згідно з ПВЕ значення мінімальної напруги спрацьовування вимикаючого пристрою електромагніту повинно становити 30—65% номінальної напруги, а контактора і електромагніту

вмикання — не більш як 80% номінальної напруги.

Випробування вимикача багаторазовими вмиканнями й вимиканнями проводять при напругах у момент вмикання на затискачах приводу, що становлять 110, 100, 90 і 80% номінальної. При кожній з цих напруг виконують 3—5 операцій. Вимикачі, призначені для роботи в циклі автоматичного повторного вмикання (АПВ), два—три рази випробовують у циклі вимикання — вмикання — вимикання при номінальній напрузі на затискачах приводу. При налагоджуванні вимикачів і їх приводів перевіряють надійність дії блокування від «стрибання», подаючи команду на вмикання вимикача після того, як подано команду на його вимикання.

При **ремонті шин** перевіряють їх кріплення і в разі потреби замінюють болтові з'єднання та інші частини. Болтові з'єднання дають надійний контакт при умові, коли з'єднані поверхні чисті й гладенькі, а болти затягнуті. Нерівності і плівки окису видаляють з контактних поверхонь напилком; при цьому загальний переріз шини допускається зменшувати не більш як на 1,5%. Алюмінієві шини після грубого зачищення зачищають під шаром вазеліну, а перед установленням контактну поверхню зачищають м'якою сталюю щіткою.

Якщо вм'ятини або виїмки зменшують переріз шин більш як на 1,5% для алюмінію і більш як на 1 % для міді, але не більш як на 10% їх загального перерізу, то на дефектне місце накладають підсилювальну накладку, яку з'єднують болтами. Шини після ремонту фарбують, крім тих місць відгалужень і приєднань до апаратів, які після виконання приєднань покривають прозорим гліфталевим лаком.

При ремонті трансформаторів струму перевіряють:

- цілість фарфорових ізоляторів і їх армування,
- міцність кріплення стержня в ізоляторі,
- справність кола вторинної обмотки,
- стан ізоляції між первинною і вторинною обмотками.

Ізолятори з невеликими сколами і частково зруйнованими армувальними

швами ремонтують. Опір ізоляції між обмотками, а також між ними і металевим корпусом трансформатора повинен бути не менш як 50 МОм. При меншому значенні опору ізоляції обмотки трансформатор треба сушити.

Трансформатори струму напругою до 10 кВ звичайно нагрівають (сушать) струмом, пропущеним через вторинну обмотку при замкненій накоротко первинній обмотці або навпаки.

Якщо будуть виявлені серйозніші несправності (повне зруйнування ізоляторів струмопровідних частин та ін.), трансформатор струму розкривають і замінюють пошкоджені деталі, не порушуючи обмотки. Замикання між листами сталі не допускаються. При частковому або повному виході з ладу сталі осердя його відновлюють, замінюючи листи з однотипного трансформатора струму, що вийшов з ладу/ Коли тривалість ремонту перевищує 6 год., обмотки кладуть у бак з маслом, електрична міцність якого не нижча за міцність масла в ремонтваному трансформаторі.

Під час **капітальних ремонтів трансформаторів напруги** вимірюють намагнічувальний струм при номінальній напрузі на вторинній обмотці 100 В. Якщо струм холостого ходу вищий за значення попередніх вимірювань, треба розкрити і оглянути трансформатор.

Якість ізоляції обмотки вищої напруги оцінюють за рядом характерних величин: тангенсом діелектричних втрат (крім чисто фарфорових введів),

коефіцієнтом абсорбції $\frac{R_{60}}{R_{15}} > 1,2$, а також порівнянням знайдених даних з

результатами попередніх вимірювань. В останньому випадку при зниженні показників більш як на 30% ізоляцію треба сушити.

Ремонт роз'єднувачів полягає в обпилюванні пошкоджених частин контактів. Якщо з'явиться плівка окису внаслідок надмірного нагрівання, контакти роз'єднувача чистять скляною шкуркою і покривають тонким шаром технічного вазеліну. Натиск пружин перевіряють динамометром і порівнюють з допустимим (за інструкцією). При ремонті роз'єднувачів типу РВО і РВТ звертають увагу на цілість запираючих пристроїв і міцність кріплення сталевих

пластин електромагнітних замків до ножів роз'єднувачів.

Якщо зруйноване армування ізолятора на ділянці, що не перевищує 1/3 обводу фланця або ковпака, то його відновлюють. Якщо воно зруйноване на ділянці, що перевищує 1/3 обводу фланця або ковпака, ізолятор замінюють.

У роз'єднувачів РЛНЗ і РЛНД під час ремонту звертають увагу на цілість гнучких зв'язків і надійність їх з'єднання з нерухожими контактами. Відрегульований роз'єднувач перевіряють за допомогою 10-разового вмикання й вимикання.

При **ремонті вимикача навантаження** очищають контактні поверхні від кіптяви і слідів оплавлення. Відгвинтивши гвинти, кріпильні щоки дугогасильного пристрою, знімають щоку і оглядають вкладиші. Вкладиші, в яких вигоріли стінки, замінюють новими. Ослаблені пружини або такі, що мають дефекти, замінюють новими заводського виготовлення; спрацьовані гумові шайби буфера замінюють шайбами відповідних розмірів, виготовленими з листової гуми завтовшки 4—6 мм.

Усі рухомі й тертьові поверхні механізму вимикача старанно очищають від старого мастила, потім на них наносять свіже мастило, що відповідає навколишній температурі. При регулюванні вимикачів навантаження добиваються, щоб ножі точно й одночасно входили в дугогасильні пристрої і нерухомі контакти і виходили з них.

Ремонт трубчастих розрядників полягає в:

- перевірці стану внутрішньої поверхні,
- вимірюванні внутрішнього діаметра і внутрішнього іскрового проміжку,
- перевірці стану лакового покриття фібро-бакелітової трубки,
- міцності кріплення на ній сталевих наконечників,
- правильності взаємного розміщення всередині трубки електродів,
- справності покажчика спрацьовування.

Пошкоджене лакове покриття трубки відновлюють, наносячи на неї два шари бакелітового лаку. Ослаблені наконечники обтискують на трубці спеціальними кліщами або в лещатах за допомогою двох півкілець.

Перевіряють і в разі потреби регулюють внутрішній іскровий проміжок стержневим і плоским електродами.

Перевіряють справність покажчика спрацьовування, що являє собою смужку з латунної фольги. Пошкоджену смужку замінюють новою, виготовленою з листової латуні завтовшки 0,02 мм. Перевіряють також внутрішній діаметр дугогасильного каналу і довжину внутрішнього іскрового проміжку розрядника. Закінчивши ремонт, фарбують наконечник чорною або сірою емалевою фарбою.

При **ремонті вілітових розрядників РВП** перевіряють цілість кришки, щільність укладки внутрішніх деталей. Без особливої потреби розрядник під час ремонту не розкривають. Його розкривають тільки при незадовільних результатах випробувань. У цьому разі перевіряють цілість вілітових дисків та іскрових проміжків, справність натискної пружини. Пошкоджені деталі замінюють новими.

При складанні старанно герметизують покришку розрядника, щоб захистити внутрішні деталі від атмосферних впливів і таким способом зберегти стабільність його характеристики.

Випробування комутаційних апаратів

У випробування комутаційних апаратів під час ремонту входять:

а) вимірювання опору ізоляції рухомих і напрямних частин з органічних матеріалів (для масляних вимикачів), опорних ізоляторів, ізоляторів гасильних камер і відокремлювачів, ізолювальних тяг і багатоелементних ізоляторів (для роз'єднувачів, короткозамикачів і відокремлювачів);

б) випробування введів масляних вимикачів;

в) оцінка стану внутрібакової ізоляції і дугогасильних пристроїв масляних вимикачів;

г) вимірювання постійному струму опору контактів, обмоток вмикаючих і вимикаючих котушок приводів;

д) перевірка часових характеристик (швидкості і часу руху рухомих

частин);

- е) перевірка спрацьовування приводу при зниженій напрузі;
- є) випробування багаторазовим вмиканням і вимиканням.

Крім того, випробовують трансформаторне масло з баків масляних вимикачів і перевіряють вбудовані трансформатори струму.

Якість регулювання і стан контактної системи вимикачів і роз'єднувачів оцінюють за значенням опору контактів, яке порівнюють з допустимим. Перш ніж почати вимірювання, кілька разів вмикають і вимикають апарат, внаслідок чого контактні поверхні, що дотикаються, самоочищаються і знижується перехідний опір.

У зв'язку з тим що вимірювані значення опорів не перевищують 2000 мкОм, перехідні опори можна вимірювати подвійними мостами типів МД-6, Р-316, мікроомметрами М-246 або методом вольтметра і амперметра.

Якість ремонту вимикачів оцінюють за швидкістю руху контактних систем і за тривалістю їх вмикання й вимикання. Результати вимірювань зіставляють з рекомендаціями заводу-виготовлювача і даними попередніх вимірювань. Особливо важливо додержуватись рекомендованої швидкості руху контактів у момент їх замикання і в момент розмикання та виходу контактів з гасильної камери для вимикачів з поперечним масляним дугтям.

Швидкість руху контактів вимикача вимірюють за допомогою вібрографа або осцилографа. Електричним секундоміром вимірюють повний час вмикання вимикача від моменту подавання імпульсу в котушку вмикання до моменту стикання контактної траверси з нерухомими контактами. Вимірювання виконують при номінальній напрузі оперативного струму. Вимикач при цьому повинен бути залитий маслом. Результати вимірювання часу і швидкостей порівнюють із заводськими даними. Відхилення від цих даних допустиме не більш як на $\pm 10\%$.

Налагоджування вимикачів навантаження після ремонту зводиться до перевірки дії механізму вільного розчеплення у ввімкненому і в проміжних положеннях. Якщо є привод, то мінімальну напругу спрацьовування

перевіряють 3— 5-разовим вмиканням і вимиканням апарата при напрузі оперативного струму, що дорівнює 0,8 і 0,9 U_H . Крім того, вимірюють опір контактів, визначають час вмикання і вимикання.

Ремонт і випробування комплектних розподільчих пристроїв

Під час ремонту комплектних розподільчих пристроїв **перевіряють стан:**

- роз'єднувальних контактів первинного кола,
- механізму доведення і блокування,
- пристроїв вторинних кіл,
- заземлювальних пристроїв.

Під час **ревізії роз'єднувальних контактів первинних кіл** перевіряють:

- перехідний опір кожної фази (допускається його збільшення не більш як на 20% порівняно з даними, виміряними під час монтажу);
- відсутність нагару або оплавлення;
- вільний хід ламелей рухомих контактів у горизонтальній осі;
- тиск контактних ламелей;
- стан фарфорових ізоляторів;
- вертикальність установлення рухомих і нерухомих контактів і відсутність у них перекосів при вмиканні.

При **ревізіях механізму доведення і блокування** перевіряють:

- чіткість роботи механізму під час доведення, фіксації і розфіксації візочка в робочому і випробному положеннях,
- мащення тертьових і обертових деталей і вузлів.

Під час **ревізії пристроїв вторинних кіл:**

- вимірюють опір ізоляції,
- перевіряють стан гнучких переходів,
- випробовують вторинні кола напругою 1000 В змінного струму,
- перевіряють стан роз'єднувальних контактів вторинних кіл.

Під час **ревізії заземлювальних пристроїв** комплектних розподільчих пристроїв звертають увагу на:

- стан поверхні пружин, перехідний опір заземлення візочка, збільшення якого не повинно перевищувати 20% початкового значення;
- стан гнучких зв'язків заземлення (дверець);
- стан і щільність болтових з'єднань апаратури з корпусом шафи КРУ;
- перехідний опір заземлюючих зв'язків накладних конструкцій КРУ з контуром заземлення розподільного пристрою.

Після ремонту комплектного, розподільного пристрою проводять такі **випробування**:

1. Мегомметром на 2500 В вимірюють опір ізоляції ізоляційних елементів, виконаних з органічних матеріалів. Значення опору повинні бути не нижче за 1000 МОм при напрузі 3—10 кВ і 3000 МОм при 15—150 кВ.

2. Випробують підвищеною напругою промислової частоти ізоляцію струмопровідних частин. Для КРУ (КРУН) на 6 кВ значення випробовуваної напруги становить 29 кВ, для КРУ (КРУН) на 10 кВ — 39 кВ. Час прикладання випробовуваної напруги — 1 хв. Випробовування слід проводити до під'єднання силових кабелів.

3. Вимірюють опір постійному струму контактів збірних шин, контактів первинного і вторинного кіл, що роз'єднуються. Вимірювання проводять вибірково, якщо цьому не перешкоджає конструкція КРУ. Виміряні значення повинні бути в межах нормованих.

4. Перевіряють викатні й блокувальні частини. Чотири— п'ять раз викочують візочок КРУ, перевіряють роботу механічних блокувальних пристроїв, відсутність перекосів і заїдань, співвісність ножів і контактів. При спробі вивести візочок з увімкненим вимикачем з робочого положення вимикач повинен вимкнутись до моменту розмикання первинних роз'єднувальних контактів. При висуванні візочка з отвору вікна для доступу до струмопровідних частин автоматично закриваються захисними шторками, при вкочуванні візочка шторки відкриваються.

Перевіряють дію блокувальних пристроїв, що не дають вкочувати візочок у робоче положення при ввімкненому заземлюючому роз'єднувачі і вмикати

заземлюючий роз'єднувач при робочому положенні візочка.

Ремонт реле і приладів

Оглядаючи і ремонтуючи реле і прилади всіх типів і конструкцій, виконують такі операції:

а) очищають від пилу і бруду;

б) перевіряють стан підп'ятників, вивертаючи їх і розглядаючи в лупу 5—6-разового збільшення. Підп'ятники без дефектів (без внутрішніх тріщин, подряпин) промивають спиртом, а ті, що з дефектами, замінюють новими;

в) перевіряють стан рухомих осей — у них не повинно бути глибоких рисок, вибоїн і залишкових деформацій. Погнуті осі випрямляють, а риси і вибоїни виводять шліфуванням або поліруванням;

г) перевіряють поздовжні і поперечні люфти, що забезпечують вільне провертання осей у підп'ятниках; регулюють поздовжній люфт осі, змінюючи положення підп'ятників;

д) перевіряють стан спіральних і безмоментних пружин. Справні пружини мають чисту поверхню без слідів корозії, сусідні витки не дотикаються, на всій довжині пружини витки лежать на однаковій відстані один від одного. Несправні пружини замінюють новими;

е) перевіряють стан і регулювання контактів. Брудні і окислені контакти очищають і промивають спиртом, спрацьовані замінюють новими. Якщо потрібно, регулюють відстані між рухомими і нерухомими контактами, сумісний їх хід і кути всіх площин контактів, що дотикаються;

є) перевіряють стан обмоток. Стежать за тим, щоб вони не мали слідів кіптяви, вм'ятин або інших пошкоджень, були надійно закріплені на магнітопроводах, а виводи обмоток були міцно з'єднані з відповідними контактними частинами або колами оперативного струму. Дефектні обмотки ремонтують або замінюють новими;

ж) перевіряють стан додаткових і шунтуючих опорів;

з) перевіряють стан ізоляції струмопровідних частин. Порушену ізоляцію

відновлюють.

Для перевірки відремонтованих і відрегульованих реле їх вмикають і вимикають не менш як 15 раз.

Ремонтуючи приводи вимикаючих апаратів, одночасно оглядають, а в разі потреби і ремонтують усі реле і електромагніти, які є в приводі. Під час огляду перевіряють міцність кріплення реле і електромагнітів, правильність їх розміщення і збереженість. Ослаблені кріплення підтягують. Перевіряють правильність, взаємну дію механізму приводу з реле і електромагнітами.

Перевіряють чіткість і безвідказність спрацьовування реле від імпульсу струму.

Виявлені в процесі огляду пошкоджені гільзи, ударники, важелі, пружини та інші деталі реле і електромагнітів замінюють новими. Ремонтувати їх на місці не рекомендується, бо високої якості ремонту можна досягти тільки в майстерні. Якщо реле оснащено годинниковим механізмом витримки часу (реле РТВ, РНВ та ін.), то при його огляді перевіряють деталі рухомих частин на відсутність заїдань, а також справність і правильність дії годинникового механізму. Для цього вмикають від руки рухомі частини реле і прослуховують роботу годинникового механізму при багаторазовому спрацьовуванні.

Закінчивши ремонт реле і електромагнітів, регулюють механізм приводу і узгоджують з ним хід осердь і зусилля, що забезпечують вибивання заскочки запираючого механізму.

Навчальне видання

**Монтаж, наладка та експлуатація
електрообладнання**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

(для студентів 5 курсу денної і 6 курсу заочної форм навчання
спеціальності 7.0906003 – «Електричні системи електроспоживання»)

Укладачі: Хитров Анатолій Васильович

Редактор: М.З. Аляб'єв

План 2008, поз. 5Л

Підп. до друку 21.11.2008	Формат 60x84 1/16	Папір офісний
Друк на різнографі	Умовн.- друк. арк. 14,3	Облік – вид. арк.14,8
Тираж 200 прим.	Зам. №	

61002, м. Харків, ХНАМГ вул. Революції, 12

Сектор оперативно поліграфії ЦНІТ ХНАМГ

61002, м. Харків, вул. Революції, 12