

**ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»**

**МОНТАЖ, НАЛАГОДЖЕННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРО-
ТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ**

курс лекцій з навчальної дисципліни

Запоріжжя 2026



УДК 621.3.002.5(076)
М77

Рекомендовано Науково-методичною радою
ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»
(протокол № 7 від 04.06.2026 р.)

Укладач

Шрамко Ю.Ю. канд. техн. наук,

М77 Монтаж, налагодження та експлуатація електротехнічного обладнання : курс лекцій з дисципліни / уклад. Ю. Ю. Шрамко. Запоріжжя : ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2026. 134 с.

УДК 621.3.002.5(076)

© ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2026

ЗМІСТ

ВСТУП	4
ТЕМА 1. ВСТУП ДО КУРСУ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ОСОБЛИВОСТІ МОНТАЖУ ..	5
ТЕМА 2. ТЕХНІЧНА ПІДГОТОВКА МОНТАЖУ: ДОКУМЕНТАЦІЯ, ІНСТРУМЕНТИ ТА МАТЕРІАЛИ	14
ТЕМА 3. МОНТАЖ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	26
ТЕМА 4. МОНТАЖ СИЛОВИХ ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	56
ТЕМА 5. МОНТАЖ НИЗЬКОВОЛЬТНОЇ АПАРАТУРИ ТА КОМУТАЦІЙНИХ ПРИСТРОЇВ.....	69
ТЕМА 6. НАЛАГОДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ: ПОСЛІДОВНІСТЬ ТА МЕТОДИ	83
ТЕМА 7. МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІСЛЯ МОНТАЖУ	90
ТЕМА 8. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	117
ТЕМА 9. ДІАГНОСТИКА НЕСПРАВНОСТЕЙ: МЕТОДИ, ПРИЛАДИ, АЛГОРИТМИ	122
ТЕМА 10. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ МОНТАЖУ ТА ВВЕДЕННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ	127

ВСТУП

Дисципліна «Монтаж, налагодження та експлуатація електротехнічного обладнання» є однією з базових професійно-орієнтованих складових підготовки фахівців у галузі електроенергетики, електротехніки та електромеханіки. Вона формує системне розуміння процесів установлення, підключення, перевірки працездатності, введення в експлуатацію та технічного обслуговування електротехнічних установок різного призначення.

Сучасні промислові підприємства, енергетичні об'єкти та автоматизовані виробничі комплекси висувають підвищені вимоги до якості електромонтажних робіт, надійності електрообладнання та безпеки його експлуатації. Помилки на етапі монтажу або налагодження призводять до зниження ресурсу обладнання, аварійних режимів, перевитрат енергоресурсів і матеріальних збитків. У зв'язку з цим майбутній фахівець повинен володіти знаннями нормативних вимог, технології виконання робіт, методів контролю якості та діагностики технічного стану електротехнічних систем.

У конспекті лекцій розглянуто організаційні та технологічні основи монтажу електротехнічного обладнання, вимоги до виконання електромонтажних робіт, методи перевірки правильності збирання електричних кіл, процедури пусконаладжувальних робіт, а також принципи раціональної експлуатації, технічного обслуговування та ремонту. Особливу увагу приділено питанням електробезпеки, документуванню виконаних робіт і забезпеченню надійності функціонування електроустановок.

Матеріал конспекту структуровано відповідно до логіки професійної діяльності: від підготовки до монтажу та виконання робіт — до введення обладнання в експлуатацію, організації технічного обслуговування та оцінки його технічного стану. Теоретичні положення доповнюються прикладами практичного застосування, що сприяє формуванню професійних компетентностей у сфері монтажу, налагодження та експлуатації електротехнічного обладнання.

Опанування дисципліни забезпечує підготовку здобувачів освіти до виконання виробничих функцій у складі монтажних, налагоджувальних і експлуатаційних підрозділів, а також створює основу для подальшого професійного зростання в галузі електромеханічних та електроенергетичних систем.

ТЕМА 1. ВСТУП ДО КУРСУ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ОСОБЛИВОСТІ МОНТАЖУ

Завдання, структура та місце дисципліни в освітній програмі. Основні поняття: монтаж, налагодження, експлуатація. Класифікація електротехнічного обладнання за призначенням, конструкцією, напругою. Підходи до монтажу в промисловості та енергетиці. Вимоги до якості та безпеки монтажних робіт. Висновки.

Вступ.

Сучасне промислове виробництво неможливо уявити без електроприводів та електронних приладів. Вони забезпечують автоматизацію процесів, підвищення продуктивності, енергоефективність і надійність технологічних систем.

Однак будь-яке обладнання має обмежений ресурс і піддається впливу експлуатаційних факторів, тому актуальним стає завдання своєчасного обслуговування й ремонту.

Предметом дисципліни є електроприводи та електронні прилади промислового обладнання в аспекті:

- їх конструкції, принципів роботи та функціонування;
- методів контролю технічного стану;
- способів діагностики, технічного обслуговування та ремонту;
- практичних прийомів відновлення працездатності.

Роль технічного обслуговування та ремонту

- Підтримання працездатності обладнання: своєчасне ТО зменшує кількість аварійних зупинок.
- Подовження ресурсу: профілактичні заходи знижують темпи зношування вузлів і компонентів.
- Економічний ефект: зменшення витрат на аварійні ремонти й простої виробництва.
- Безпека: надійне обладнання мінімізує ризики для персоналу та виробництва.
- Енергозбереження: справні приводи та електроніка працюють із більшою ефективністю, знижуючи споживання енергії.

Основні визначення.

Експлуатація електроприводів та електронних приладів промислового обладнання — це стадія їх життєвого циклу, яка починається з моменту прийняття від заводу-виробника або ремонтного підприємства і триває до зняття з експлуатації. На цьому етапі реалізується, підтримується та відновлюється працездатність і задані технічні характеристики обладнання.

У ширшому значенні експлуатація означає використання електроприводів та електронних систем з метою забезпечення виробничих потреб і досягнення необхідної ефективності технологічних процесів.

До складу експлуатаційних заходів входять:

- введення в експлуатацію обладнання;
- приведення його у робочий стан (готовність до застосування);
- підтримання працездатності у процесі використання;
- безпосереднє виконання функцій електроприводом та приладами;
- зберігання у періоди простою;
- транспортування на об'єктах виробництва;
- визначення технічного стану та категорювання;
- виведення з експлуатації (списання).

Усі заходи, що здійснюються під час експлуатації електроприводів та електронних приладів промислового обладнання, умовно поділяють на три основні групи:

- Робота обладнання
 - Виконання електроприводами своїх основних функцій: перетворення електричної енергії у механічну, забезпечення руху механізмів.
 - Функціонування електронних приладів у системах керування, захисту, регулювання та діагностики.
 - Збереження стабільних параметрів у межах заданих технічних характеристик.
 - Контроль режимів роботи з боку обслуговуючого персоналу.
- Профілактичне технічне обслуговування
 - Регулярне виконання планових перевірок та регулювань.
 - Очищення, змащення, підтяжка з'єднань, контроль ізоляції, перевірка датчиків і приладів керування.
 - Діагностування технічного стану з використанням вимірювальних приладів і спеціалізованого програмного забезпечення.
 - Попередження аварій та продовження ресурсу електроприводів і приладів за рахунок своєчасного виявлення зношування або дефектів.
- Організація експлуатації
 - Планування графіків роботи, обслуговування та ремонтів.
 - Забезпечення персоналу інструкціями, нормативними документами, засобами контролю та інструментами.
 - Ведення обліку стану обладнання та результатів профілактичних робіт.
 - Організація навчання і підготовки персоналу для роботи з електроприводними системами та електронними приладами.
 - Оптимізація витрат на утримання обладнання з урахуванням економічної ефективності.

У рамках курсу під роботою системи електропостачання, електроприводу та електронних приладів промислового обладнання розуміють їх використання за призначенням у широкому сенсі. При цьому пристрої можуть перебувати:

- у робочому стані — коли:
 - електропривід виконує рухові операції,
 - електронні прилади забезпечують керування, регулювання, захист або перетворення енергії;
 - коли елементи системи електропостачання перебувають під напругою та виконують процеси генерування, розподілу, перетворення або передачі електричної енергії
- у знеструмленому стані (режим очікування) — коли обладнання не задіяне у процесі, але готове до подальшої експлуатації після вмикання.

Таке трактування дозволяє розглядати **технічне обслуговування та ремонт електроприводів і електронних приладів** як єдиний комплекс заходів, спрямований на забезпечення їх надійності та працездатності як під час активної експлуатації, так і у періоди простою. Для збереження справного стану обладнання та продовження його ресурсу необхідно систематично проводити профілактичні роботи.

Під профілактичним обслуговуванням електроприводів та електронних приладів розуміють сукупність заходів, що включають контроль технічного стану, підтримку працездатності та запобігання передчасному зносу.

Усі профілактичні заходи можна поділити на три основні групи:

- **а) контроль технічного стану** — діагностика параметрів електроприводів і приладів, перевірка ізоляції, аналіз зносу вузлів та елементів;
- **б) технічне обслуговування** — виконання регламентних робіт: очищення, змащування, регулювання, підтяжка контактних з'єднань, перевірка та калібрування електронних приладів;
- **в) ремонт** — усунення виявлених несправностей, заміна зношених або пошкоджених деталей, відновлення працездатності обладнання до рівня, що відповідає нормативним вимогам.

Контроль технічного стану електроприводів та електронних приладів здійснюється з метою оцінки їхньої працездатності. Будь-який електротехнічний пристрій призначений для виконання певних функцій, а його стан визначається здатністю забезпечувати ці функції у межах заданих параметрів.

- Якщо фактичні значення параметрів обладнання відповідають номінальним значенням або допускам, воно вважається **справним** і здатне надійно виконувати виробничі завдання.

- Якщо хоча б один із основних параметрів виходить за встановлені межі, обладнання визнається **несправним**, оскільки не може гарантувати повного виконання необхідних функцій.

Класифікація методів контролю технічного стану електроприводів та електронних приладів

- Візуальний контроль
 - Огляд обладнання без застосування спеціальних приладів.
 - Виявлення механічних пошкоджень, слідів перегріву, іржі, порушення ізоляції, наявності сторонніх шумів чи запахів.
 - Використовується як первинний етап контролю.
- Вимірювальний контроль
 - Виконання перевірок за допомогою контрольно-вимірювальних приладів (мультиметри, мегомметри, осцилографи, аналізатори якості електроенергії).
 - Зіставлення отриманих даних з паспортними або нормативними значеннями.
 - Дає кількісну оцінку технічного стану.
- Діагностичний контроль
 - Застосування спеціалізованих методів і програмного забезпечення для визначення прихованих дефектів.
 - Приклади: аналіз спектра струму та напруги, віброаналіз, тепловізійний контроль, акустичний аналіз.
 - Дозволяє виявляти відхилення на ранніх стадіях зношування.
- Програмно-інформаційний контроль
 - Використання вбудованих систем моніторингу та контролерів (PLC, систем SCADA, інтерфейсів частотних перетворювачів).
 - Автоматичний збір та обробка даних про роботу електроприводів і приладів.
 - Можливість прогнозування несправностей за допомогою алгоритмів діагностики та штучного інтелекту.

Таким чином, контроль технічного стану полягає у **зіставленні поточних значень параметрів електроприводу чи приладу з нормативними значеннями**, що дозволяє зробити висновок про його справність або несправність.

Електроприводи та електронні прилади, які тимчасово не використовуються у виробництві, підлягають **зберіганню**. Для забезпечення їхньої надійності у подальшій експлуатації під час зберігання необхідно проводити **регламентне технічне обслуговування**, спрямоване на підтримання справності та запобігання деградації параметрів.

Технічне обслуговування електроприводів та електронних приладів промислового обладнання — це комплекс робіт, спрямованих на підтримання їх у справному та придатному для експлуатації стані протягом усього періоду використання за призначенням.

До складу технічного обслуговування входять такі основні роботи:

- **а) зовнішній огляд і очищення обладнання** — видалення пилу, бруду, залишків мастила та інших забруднень, що можуть погіршувати роботу;
- **б) контрольно-регулювальні операції** — перевірка параметрів, підтягування контактних з'єднань, налаштування систем керування і захисту;
- **в) прогнозування можливих відмов** — оцінка технічного стану з урахуванням діагностичних даних, визначення ймовірних місць виникнення дефектів;
- **г) сезонні, змащувальні та кріпильні роботи** — заміна або доливання мастильних матеріалів, нанесення захисних покриттів, перевірка надійності кріплень;
- **д) випробування обладнання і приладів** — проведення електричних і механічних випробувань, вимірювання ізоляційних характеристик, перевірка систем захисту та автоматики.

Тобто технічне обслуговування охоплює як **профілактичні заходи**, так і **контрольні операції**, які дозволяють забезпечити безвідмовну роботу обладнання та попередити аварійні відмови.

Ремонт електроприводів та електронних приладів промислового обладнання — це комплекс операцій, спрямованих на відновлення їхнього справного або працездатного стану, а також на продовження ресурсу роботи. Ремонт виконується за системою планово-попереджувальних чи позапланових заходів і має на меті усунення виявлених несправностей, дефектів чи наслідків зносу.

Залежно від ступеня спрацювання та старіння обладнання, характеру несправностей і складності робіт розрізняють два основних види ремонту:

- **Поточний ремонт** — виконується обслуговуючим персоналом одразу після виявлення несправності, як у процесі роботи, так і під час технічного обслуговування. Його мета — швидке відновлення працездатності обладнання без проведення складних операцій.
- **Капітальний ремонт** — здійснюється за планом спеціалізованими ремонтними підприємствами або експлуатаційно-ремонтними майстернями. Він передбачає значний обсяг робіт: заміну вузлів і агрегатів, відновлення ізоляції, модернізацію електронних систем керування, перевірку та налаштування всіх функціональних характеристик.

Ефективність ремонтних заходів безпосередньо залежить від правильної організації експлуатації обладнання: своєчасного контролю, регулярного технічного обслуговування та дотримання правил використання електроприводів і приладів у виробничих умовах.

Організація експлуатації електроприводів та електронних приладів включає комплекс заходів, спрямованих на забезпечення їхньої надійної та ефективної роботи. До таких заходів належать: підготовка кваліфікованих кадрів, постачання обладнання запасними частинами

(ЗІП) і витратними матеріалами, планування режимів роботи та технічного обслуговування, а також збір і аналіз результатів експлуатації.

Якість експлуатації значною мірою залежить від професійної підготовки персоналу. Людина відіграє ключову роль на всіх етапах життєвого циклу обладнання, оскільки може бути:

- елементом системи, що забезпечує функціонування електроприводів і приладів із заданою продуктивністю;
- джерелом потенційних відмов у разі помилок чи недбалості;
- учасником процесів, що підтримують надійність і працездатність обладнання;
- виконавцем ремонтних заходів та відновлення працездатності.

Для ефективної експлуатації необхідна організація:

- належного постачання витратними матеріалами та запасними елементами з їхнім своєчасним поповненням;
- планування графіків роботи обладнання, технічного обслуговування та ремонтів;
- підготовки й підвищення кваліфікації обслуговуючого персоналу.

Збір та обробка результатів експлуатації, аналіз статистичних даних дозволяють розробляти заходи з підвищення надійності та вдосконалення систем. Важливим є своєчасне інформування заводів-виробників щодо виявлених недоліків та пропозицій з удосконалення конструкцій.

Таким чином, організація експлуатації є багатокомпонентним процесом, від якості реалізації якого залежить довговічність, надійність та ефективність роботи електроприводів і електронних приладів.

Суть і зміст підсистем експлуатації

Систему експлуатації ЕТЗ можна розділити на три функціонально самостійні підсистеми (рис. 1.1):

- Підсистема штатної експлуатації.
- Підсистема технічної експлуатації.
- Підсистема організації та забезпечення штатної та технічної експлуатації.



Рисунок 1.1 – Підсистеми експлуатації ЕТЗ

Штатна експлуатація складається з:

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

Технічна експлуатація містить у собі процеси (рис. 1.2):

- зберігання і транспортування ЕТЗ ;
- технічного обслуговування ЕТЗ ;
- ремонту (відновлення) ЕТЗ ;
- супроводження експлуатації ЕТЗ ():
- введення в експлуатацію зразків ЕТЗ;
- приведення в готовність зразків ЕТЗ;
- підтримка в готовності зразків ЕТЗ;
- категорювання ЕТЗ;
- списання зразків ЕТЗ.



Рисунок 1.2 – Зміст технічної експлуатації ЕТЗ

Організація і забезпечення штатної і технічної експлуатації містить у собі (рис. 1.3):

- організацію штатної та технічної експлуатації:
 планування штатної і технічної експлуатації;
 організація виконання планів;
 контроль виконання планів, їх оперативне коригування;
 оперативне управління ;
 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.



Рисунок 1.3 – Організація і забезпечення експлуатації

Висновки

Електроприводи та електронні прилади є ключовими елементами сучасного промислового обладнання, оскільки забезпечують автоматизацію, продуктивність, енергоефективність та надійність виробничих процесів.

Експлуатація обладнання охоплює увесь період від прийняття від виробника до списання і включає введення в роботу, підтримання працездатності, контроль стану, обслуговування, ремонт і зберігання.

Усі заходи в межах експлуатації поділяються на три групи: робота обладнання, профілактичне технічне обслуговування та організація експлуатації.

Контроль технічного стану базується на зіставленні фактичних параметрів з нормативними і дозволяє вчасно виявити несправності. Використовуються методи: візуальний, вимірювальний, діагностичний, програмно-інформаційний.

Технічне обслуговування включає регламентні роботи: огляд, очищення, змащування, підтягування контактів, випробування та прогнозування можливих відмов.

Ремонт поділяється на поточний (швидке усунення несправностей силами персоналу) і капітальний (комплексне відновлення ресурсів спеціалізованими підприємствами).

Організація експлуатації охоплює підготовку кадрів, забезпечення ЗІП і матеріалами, планування робіт та аналіз результатів, що безпосередньо впливає на ефективність і довговічність обладнання.

Людина виступає вирішальним чинником: від її кваліфікації залежить безпека, надійність і ресурс обладнання.

Своєчасне інформування виробників щодо результатів експлуатації дає змогу вдосконалювати конструкцію і підвищувати надійність техніки

Контрольні питання.

1. Що входить до складу організації експлуатації електроприводів та електронних приладів?
2. Яку роль відіграє кваліфікація персоналу у процесі експлуатації обладнання?
3. У яких аспектах людина виступає ключовим елементом системи експлуатації?
4. Чому своєчасне постачання запасних елементів та витратних матеріалів є важливою складовою експлуатації?
5. Які основні завдання вирішує планування експлуатації обладнання?
6. Для чого здійснюється збір та обробка результатів експлуатації?
7. Як результати аналізу експлуатації впливають на підвищення надійності обладнання?
8. Чому важливо передавати результати експлуатації та рекомендації заводам-виробникам?
9. Від яких факторів залежить якість експлуатаційних властивостей обладнання?
10. Які заходи дозволяють підтримувати електроприводи та електронні прилади у справному стані протягом усього життєвого циклу?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.
2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.
3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.

ТЕМА 2. ТЕХНІЧНА ПІДГОТОВКА МОНТАЖУ: ДОКУМЕНТАЦІЯ, ІНСТРУМЕНТИ ТА МАТЕРІАЛИ

Організація підготовчого етапу. Види проектно-технічної документації: ППР, технологічні карти, схеми. Електромонтажні матеріали: кабелі, ізолятори, захисні елементи. Основні інструменти та прилади. Ознайомлення з правилами охорони праці під час підготовки до монтажу. Висновки.

Загальні питання організації електромонтажних робіт

Питання організації електромонтажних робіт виникає у випадках:

- будівництва нового об'єкта;
- реконструкції підприємства або окремих його підрозділів;
- модернізації виробництва;
- проведення капітального ремонту;
- впровадження нового технологічного обладнання.

У процесі зведення нового об'єкта організація будівельно-монтажних робіт охоплює широкий комплекс заходів, серед яких:

- розроблення проектної документації;
- укладення договорів між учасниками будівництва;
- формування узгодженого плану дій усіх залучених організацій;
- забезпечення матеріально-технічних ресурсів;
- організація безпечних умов праці;
- контроль відповідності робіт проекту;
- підготовка та проведення приймальних процедур.

Основним виконавцем електромонтажних робіт є спеціалізоване електромонтажне підприємство.

Основні нормативні і правові документи, які регламентують проведення електромонтажних робіт

Виконання електромонтажних робіт регламентується документацією:

- технічною – технічний проект (technical project) електроустановки; документація заводу-виробника на обладнання (паспорт; схеми; інструкції на монтаж, випробовування і обкатку; акти заводу-виробника на контрольні випробовування з вказанням фактичних значень параметрів тощо);
- нормативною – Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), Будівельні норми і правила (БНіП), Державні будівельні норми (ДБН) тощо;
- договірною – генеральні, підрядні та прямі договори (contract);
- кошторисною;
- технологічно-монтажною – проект виконання робіт (ПВР).

Технічний проект розробляється проектною організацією і узгоджується з газовою, енергопостачальною, теплопостачальною інстанціями

тощо, узгоджується з організацією, яка виступає в ролі «Замовника (customer)», і лише після цього може бути переданий організації, яка виступає в ролі «Виконавця».

Якщо «Виконавцем» є загально-будівельна організація (генеральний підрядник), то для виконання окремих видів робіт вона залучає інші підрядні організації, їх називають субпідрядними. У цьому випадку електромонтажне управління є субпідрядником, якому генеральний підрядник передає робочий проєкт електричної частини об'єкта, необхідну кошторисну документацію і основні положення організації будівництва об'єкта, прийняті проєктом організації будівництва.

В електромонтажному управлінні отриману проєктну документацію детально аналізують. У разі виявлення помилок, неточностей або технічних невідповідностей готуються офіційні зауваження та передаються до проєктної організації для внесення погоджених коригувань. Якщо на об'єкті здійснюється авторський нагляд представником проєктної організації, усі питання уточнення та погодження змін вирішуються безпосередньо через нього.

У певних випадках доопрацювання проєктної документації здійснюється безпосередньо електромонтажною організацією. Це може стосуватися внесення незначних коригувань, зумовлених невідповідністю окремих вузлів електричної частини проєкту фактичним будівельним або технологічним конструкціям. Крім того, електромонтажна організація може впроваджувати типові електроконструкції та монтажні вироби власного виробництва, а також розробляти додаткові креслення й ескізи для формування укрупнених монтажних вузлів і блоків.

Після внесення узгоджених змін електромонтажна організація розробляє проєкт виконання електромонтажних робіт (ПВЕР).

Договір на проведення монтажних робіт – основний документ, що регламентує взаємовідносини між організацією, яка виступає в ролі «Замовника» та підрядною організацією, яка виступає в ролі «Виконавця».

Розрізняють:

- генеральний договір – укладається між «Замовником» та загальнобудівельною підрядною організацією, яка виступає в ролі «Виконавця» і несе повну відповідальність за будівництво об'єкта у встановлені терміни. Генеральний договір діє протягом усього будівництва;
- субпідрядні договори – укладаються між генеральним підрядником та субпідрядними організаціями на основі генерального договору;
- прямі договори – укладаються між організацією-замовником, яка здійснює будівництво власними силами, і підрядними організаціями.

Обов'язковими пунктами укладеного договору є:

- об'єми та терміни виконання робіт;

- джерела фінансування та кошторис;
- відповідальність сторін за невиконання умов договору.

Окрім основних положень, договір може містити додаткові умови, що регламентують порядок поетапного фінансування, організацію матеріально-технічного забезпечення та кадрову підтримку. Зокрема, визначаються строки постачання обладнання, порядок надання технічної документації, забезпечення необхідними приміщеннями, механізмами та матеріалами, а також ресурсами — електроенергією, водою, паром, газом і стиснутим повітрям — у обсягах, достатніх для виконання монтажних робіт і проведення випробувань змонтованого обладнання.

Проект виконання електромонтажних робіт (ПВЕР) є основним організаційно-технологічним документом, що визначає порядок підготовки та здійснення електромонтажних робіт. Під час його розроблення враховують сучасні вимоги монтажно-технології, передбачаючи максимальне застосування індустріальних методів виконання робіт, укрупнення монтажних вузлів і раціональну організацію виробничих процесів.

Розробкою ПВЕР займається відділ підготовки виробництва (ВПВ) електромонтажного управління. Вихідними матеріалами для його розробки є:

- проект організації будівництва;
- завдання на розробку ПВЕР;
- робочі креслення, специфікації, технічна документація на електрообладнання заводів-виробників, кошторисна документація;
- відомості постачання електрообладнання і основних матеріалів «Замовником» і генеральним підрядником для виконання електромонтажних робіт;
- діючі нормативні документи – ПУЕ, БНіП, ДБН, монтажні інструкції, інструкції з техніки безпеки і пожежної безпеки.

Робочі креслення є базовою складовою проектною документацією, що визначає обсяг, зміст і технологічну послідовність монтажних робіт. До їх числа належать структурні, функціональні, принципові та монтажні схеми, схеми зовнішніх електричних і трубних проводок, креслення щитів і пультів керування, плани розміщення обладнання та комунікацій, а також специфікації до відповідних креслень.

Структура проекту виконання електромонтажних робіт (ПВЕР) може бути представлена у повній, скороченій або типовій формах. Вибір конкретної форми визначається необхідністю забезпечення достатньої повноти й конкретності документа за мінімально можливого обсягу. При цьому враховуються технічна складність і характер робіт, рівень новизни обладнання, що встановлюється, а також особливості організації монтажу в конкретних умовах об'єкта.

Як правило, структуру ПВЕР складають:

- пояснювальна записка – дає загальну характеристику об'єкта, технології виконання окремих видів монтажних робіт та заходів з

техніки безпеки, а також містить короткий опис та принципову схему технологічного процесу виробничого об'єкта; відомість фізичних об'ємів робіт, їх вартість та графік виконання; відомість узгоджених з проектною організацією та «Замовником» змін, внесених у робочі креслення при розробці ПВЕР тощо;

- графік інженерного забезпечення монтажної ділянки;
- графік виконання суміжними організаціями будівельних та підготовчих робіт;
- графік постачання обладнання та матеріалів на об'єкт від генерального підрядника та «Замовника»;
- монтажний генплан, на копію якого наносять план розміщення електрообладнання; схеми тимчасового електропостачання, постачання стиснутим повітрям, газом, водою; схеми такелажно-транспортних робіт (маршрут; місця встановлення вантажопідйомного обладнання; мінімальні відстані до будівель, естакад, ліній електропередач, місць руху транспорту та пішоходів; майданчики для розвантаження); монтажні зони тощо;
- відомість обладнання, яке монтується;
- відомість технологічного оснащення і спеціалізованого інструменту;
- комплектні відомості на прилади, апаратуру, укрупнені вузли і блоки;
- документація для прийому обладнання під монтаж та здачу змонтованого обладнання під пусконаладжувальні роботи.

Такелажно-транспортні роботи пов'язані з переміщенням великогабаритних і важких (більше 60 кг) блоків та вузлів від монтажнозаготівельного заводу або складу до місця монтажу.

Підготовка до виконання електромонтажних робіт

Підготовка до виконання електромонтажних робіт включає комплекс технічних, організаційних і підготовчих заходів, спрямованих на підвищення продуктивності праці, покращення якості монтажу та скорочення строків виконання робіт.

Інженерно-технічна підготовка передбачає детальний аналіз проектної документації, розробленої проектною організацією, а також складання проекту виконання електромонтажних робіт (ПВЕР) у такому обсязі, який забезпечує можливість попереднього виготовлення необхідних монтажних виробів, конструкцій, вузлів і блоків. Вона також орієнтована на застосування сучасних, найбільш раціональних і прогресивних методів виконання монтажу.

Матеріально-технічна підготовка полягає у своєчасному забезпеченні об'єкта матеріалами, монтажними виробами, конструкціями, вузлами та блоками, у проведенні комплектації обладнання, а також в

організації контейнерної доставки матеріалів і укрупнених елементів безпосередньо до монтажної зони з метою безперебійного виконання робіт.

Організаційна підготовка включає створення необхідної виробничої інфраструктури для виконання електромонтажних робіт. Вона передбачає облаштування майстерень, прорабських і складських приміщень, формування комплексних монтажних бригад, забезпечення безперервності та ритмічності виконання робіт, а також створення безпечних умов праці. Важливою складовою є контроль за своєчасною підготовкою фронту робіт будівельними організаціями, зокрема перевірка правильності встановлення закладних деталей, виконання отворів і ніш у будівельних конструкціях відповідно до проєктних вимог.

Функції, пов'язані з підготовкою виробництва в електромонтажній організації, зосереджені у відділі підготовки виробництва (ВПВ), який входить до структури електромонтажного управління. Незалежно від конкретної організаційної побудови, основними завданнями ВПВ є аналіз проєктно-кошторисної документації, розроблення проєкту виконання електромонтажних робіт (ПВЕР) та контроль за його реалізацією, а також забезпечення об'єктів монтажу укрупненими вузлами, блоками, приладами, апаратурою та необхідними матеріалами.

Найбільш поширеною структурою ВПВ є сукупність трьох груп:

групи підготовки виробництва (ГПВ), проєктно-кошторисної групи (ПКГ) та групи комплектації (ГК), роботу яких організовує начальник ВПВ.

Група підготовки виробництва забезпечує безпосередню підготовку до виконання електромонтажних робіт і складається таких груп:

а) групи перспективної підготовки виробництва, яка:

- отримує від «Замовника» або генерального підрядника проєктно-кошторисну документацію, спільно з ПКГ вивчає і перевіряє її, складає відомість принципів зауважень для виправлення проєктною організацією;
- спільно з групою поточної підготовки виробництва та ПКГ розробляє ПВЕР;
- визначає об'єми робіт по окремих об'єктах;
- складає заявки і відомості комплектувань на вироби, устаткування і матеріали, необхідні для виконання робіт, а також визначає черговість їх постачання на підставі графіків будівництва об'єктів за узгодженням із «Замовником»;
- визначає, на основі передбачених об'ємів і видів робіт, чисельність електромонтажного персоналу, його кваліфікацію, а також потребу в механізмах, пристосуваннях та інструменті;
- спільно з ПКГ бере участь в підготовці субпідрядних договорів, уточнюючи об'єми робіт, терміни введення в експлуатацію об'єктів, терміни постачання замовником та генпідрядником устаткування і матеріалів, особливі умови;

б) групи поточної підготовки виробництва, яка:

- складає план робіт, який забезпечує відповідно до ПВЕР виготовлення на монтажно-заготівельному заводі (МЗЗ) необхідних виробів і блоків (до початку монтажних робіт на об'єкті), для цього розробляє ескізи і креслення вузлів та блоків, готує відповідні замовлення і здійснює контроль за якістю їх виконання;
- здійснює контроль за термінами і виконанням замовлень в МЗЗ;
- готує документацію для здачі-приймання обладнання та виконаних робіт;
- здійснює зв'язок із «Замовником» щодо виконання замовлень на нестандартне обладнання і контроль за виконанням ПВЕР.

Проектно-кошторисна група після узгоджень проекту з проектними організаціями, спільно з ГПВ розробляє ПВЕР і готує кошторисну документацію на проведення електромонтажних робіт.

Кошторисна документація включає в себе:

- витрати на придбання електротехнічного обладнання, комплектуючих виробів і матеріалів;
- витрати на виготовлення виробів, пов'язаних із монтажем електромеханічних пристроїв (кріплення, з'єднувальні пристрої тощо);
- витрати, пов'язані з навчанням інженерно-технічного персоналу;
- витрати на проведення електромонтажних робіт на першому етапі;
- витрати на проведення електромонтажних робіт на другому етапі;
- витрати на проведення випробовувань.

Окрім цього ПКГ здійснює контроль за розрахунками «Замовника» за виконані роботи.

Група комплектації:

- приймає обладнання і матеріали від «Замовника» або генерального підрядника відповідно до комплектних відомостей і заявок;
- передає прилади наладчикам для виконання стендової перевірки;
- виконує комплектування замовлень МЗЗ необхідними матеріалами, виробами, устаткуванням і контролює їх виконання;
- комплектує монтажні ділянки готовими виробами, вузлами, блоками і матеріалами відповідно до комплектних відомостей.

Відділ постачання заключає договори на придбання і постачання необхідного електротехнічного обладнання, комплектуючих виробів і матеріалів.

Монтажно-заготівельний завод – виробничий підрозділ електромонтажного управління, оснащений необхідним обладнанням та інструментом і призначений для виконання монтажно-заготівельних робіт поза зоною монтажу.

Основне завдання МЗЗ – виконання якомога більшого об'єму робіт, пов'язаних із складанням обладнання, конструкцій і виробів в укрупнені вузли і блоки поза монтажною зоною.

На МЗЗ:

- проводяться роботи з виготовлення і монтажу силових шаф і пультів керування;
- виготовляють з'єднувальні пристрої (муфти, шків, зірочки,...) та інші металоконструкції;
- виконують зварювальні та малярні роботи.

Способи проведення електромонтажних робіт

Електромонтажні роботи можуть виконуватися різними способами: підрядним, господарчим або комбінованим.

За підрядного способу будівництво об'єкта здійснює загальнобудівельна організація — генеральний підрядник — на підставі договору із замовником. Генеральний підрядник координує виконання всіх видів робіт і несе повну відповідальність перед замовником за їх якість і дотримання встановлених строків, незалежно від того, виконуються вони власними силами чи із залученням субпідрядних організацій. До спеціалізованих робіт, що передаються субпідрядникам, належать і електромонтажні роботи.

Спеціалізовані електромонтажні управління виконують монтаж складного обладнання, зокрема акумуляторних і конденсаторних батарей, електричних машин великої потужності, високовольтних повітряних ліній електропередач та іншого устаткування, монтаж якого потребує спеціальної кваліфікації, технологій і пристосувань.

Генеральний підрядник укладає із замовником генеральний договір, що діє протягом усього періоду будівництва, а також укладає субпідрядні договори з організаціями, які виконують окремі види спеціалізованих робіт. У договорах визначаються права та обов'язки сторін, порядок взаємодії та відповідальність за виконання зобов'язань.

Після підписання договору замовник у встановлені строки передає виконавцю повний комплект проєктно-технічної та кошторисної документації на об'єкт або окремі етапи робіт. Виконавець, у свою чергу, розробляє проєкт виконання електромонтажних робіт, уточнює кошторис і складає графіки виконання робіт. Ці документи погоджуються із замовником, і лише після їх затвердження розпочинається безпосереднє виконання електромонтажних робіт.

За господарчого способу виконання робіт підприємство здійснює будівельно-монтажні заходи власними силами. Електромонтажні роботи в такому випадку виконуються службою головного енергетика або відповідними виробничими підрозділами підприємства. Незважаючи на внутрішній характер виконання, обов'язковою умовою залишається розроблення проєкту виконання електромонтажних робіт (ПВЕР), який, як правило, має спрощену структуру порівняно з підрядним способом.

Господарчий спосіб доцільно застосовувати при частковій заміні технологічного обладнання, виконанні ремонтних робіт, розширенні виробництва або будівництві невеликих виробничих приміщень і цехів.

До переваг цього способу належить безпосередня зацікавленість керівництва та персоналу підприємства у своєчасному і якісному виконанні

робіт. Разом із тим, його обмеженнями можуть бути недостатній рівень технічної оснащеності та кваліфікації працівників, що потенційно впливає на якість і ефективність виконання монтажу.

Комбінований спосіб передбачає розподіл робіт між власними підрозділами підприємства та залученими спеціалізованими організаціями. Частина робіт виконується силами підприємства, а окремі, більш складні або спеціалізовані операції передаються підрядникам. Взаємовідносини між підприємством-замовником і сторонніми організаціями регламентуються прямими договорами. Такий спосіб часто застосовується під час реконструкції окремих технологічних ліній або модернізації виробництва.

Прийом обладнання під монтаж

Залежно від способу ведення монтажних робіт електромонтажне управління приймає матеріали і електрообладнання під монтаж безпосередньо від «Замовника» або від генерального підрядника.

При прийманні електрообладнання під монтаж перевіряють:

- відповідність технічному проєкту;
- комплектність обладнання відповідно до пакувальних листів і комплектно-відвантажувальних відомостей;
- наявність пломб;
- відсутність видимих пошкоджень;
- технічну документацію на обладнання, якщо вона не була отримана раніше.

Документом, який фіксує здачу-приймання обладнання під монтаж, є відповідний акт, в якому робиться така примітка: повна характеристика технічного стану – дефекти конструкції і заводського виготовлення, некомплектність, виявлена при розконсервації, ревізії, монтажі і випробовуванні обладнання, буде зафіксована додатковим актом. Акт здачі-приймання підписують представники «Замовника», монтажною організацією і генерального підрядника, а також при необхідності заводувиробника.

Прийняте під монтаж обладнання знаходиться на відповідальному зберіганні монтажною організацією до закінчення монтажу і здачі його «Замовнику» для комплексного випробовування.

Консервація – тимчасове оберігання захисними покриттями (змащувальними матеріалами, фарбами, лаками, упаковкою) поверхонь від корозії.

Розконсервація – видалення захисних покриттів з поверхонь обладнання. Розконсервацію виконують на складах поряд з об'єктом або в монтажній зоні на спеціально відведених майданчиках, або безпосередньо на фундаментах.

Передмонтажна ревізія – комплексна перевірка стану обладнання і усунення пошкоджень, зумовлених зберіганням обладнання на складах «Замовника» понад нормативні гарантійні терміни, передбачені технічними умовами. За відсутності гарантійного терміну ревізія проводиться

через один рік. Передмонтажна ревізія полягає в розконсервації обладнання, його розбиранні та огляді рухомих і обертових деталей; видаленні корозії, бруду і сторонніх часток з наступним промиванням і протиранням; заміні мастил і деталей, що прийшли в непридатний стан внаслідок зберігання; усуненні незначних дефектів, шліфуванні шийок валів тощо.

Організація виконання електромонтажних робіт в два етапи

Організація монтажу у два етапи є одним із ключових принципів індустріального методу виконання електромонтажних робіт. Такий підхід спрямований на підвищення продуктивності праці, зменшення витрат, покращення якості виконання робіт і скорочення строків введення об'єкта в експлуатацію.

Перший етап передбачає виконання підготовчих робіт як у майстернях монтажно-заготівельного заводу (МЗЗ), так і безпосередньо на об'єкті монтажу. Поза монтажною зоною, незалежно від ступеня будівельної готовності об'єкта, у майстернях МЗЗ здійснюють підготовку комплектних пристроїв до встановлення, виготовляють і збирають укрупнені вузли та блоки, проводять ревізію й попереднє налагодження електрообладнання та апаратури, перевіряють електричні схеми й роботу пускових пристроїв. Крім того, виконують зняття характеристик і налаштування апаратів захисту на зібраних блоках електроконструкцій.

Безпосередньо на об'єкті, у взаємозв'язку з графіком будівельних робіт і за умови необхідної будівельної готовності, виконують розмітку та підготовку трас електричних мереж, прокладання заземлювальних провідників і монтаж електродів заземлення. Також здійснюють закладання труб у фундаменти та інші будівельні конструкції під час переходів між приміщеннями або виходу назовні, а також контролюють правильність виконання ніш, каналів, отворів і встановлення закладних деталей, передбачених проектом для кріплення електрообладнання та конструкцій.

До першого етапу монтажу також належить установа мостових кранів, яке виконується після завершення основних будівельних робіт і підготовки відповідних конструкцій.

Другий етап передбачає безпосереднє виконання електромонтажних робіт у зоні монтажу відповідно до узгодженого графіка, який поєднується з монтажем технологічного обладнання. Як правило, ці роботи здійснюються після повного завершення будівельних процесів. У окремих випадках допускається приймання приміщень під монтаж за умови, що їхній стан забезпечує безпечне та нормальне виконання електромонтажних робіт, а також надійний захист змонтованого обладнання, кабельних ліній і матеріалів від атмосферних впливів, ґрунтових вод, низьких температур, забруднення та можливих механічних пошкоджень під час подальших робіт інших організацій.

Приймання збудованих будівель або окремих приміщень від будівельних організацій здійснюється на підставі відповідного акта, що дозволяє розпочати електромонтажні роботи другого етапу.

До основних робіт другого етапу належать: встановлення електрообладнання та комплектних пристроїв на підготовлені місця, прокладання електропроводок по заздалегідь підготовлених трасах, а також підключення змонтованого обладнання, апаратів і приладів до електричних мереж.

Здача змонтованого обладнання під пусконаладжувальні роботи

Після завершення монтажу прилади, електромеханічне обладнання та засоби автоматизації передаються електромонтажною організацією замовнику для проведення пусконаладжувальних робіт.

З цією метою створюється робоча комісія, яка здійснює приймання змонтованого обладнання в обсязі, передбаченому проектною документацією, за умови проходження ним індивідуальних випробувань.

Індивідуальне випробування є заключним етапом електромонтажних робіт. Як правило, його виконує організація, що здійснювала монтаж, однак у разі потреби до цього процесу можуть залучатися спеціалізовані налагоджувальні організації.

Під час випробовування встановлюється:

- відповідність змонтованого обладнання робочим кресленням, проекту і вимогам нормативно-технічної документації, а також якості виконаних монтажних робіт;
- правильність реагування обладнання на керуючі сигнали;
- комплектність і якість документації, що здається.

Після закінчення індивідуального випробовування обладнання оформляється акт, до якого додаються:

- робочі креслення проекту зі змінами, внесеними в процесі монтажу;
- перелік документів, які дозволяють відійти від робочих креслень проекту;
- паспорти, інструкції і креслення заводів-виробників;
- відомість змонтованого обладнання;
- акти на виконані роботи;
- акти вимірювання опору ізоляції;
- акти стендових перевірок тощо.

Після закінчення індивідуального випробовування і складання акта здачі, обладнання приймається робочою комісією під пусконаладжувальні роботи.

Контрольні питання

1. Що розуміють під технічною підготовкою монтажу?
2. Які основні цілі підготовчого етапу?
3. У яких випадках організовується технічна підготовка монтажу?
4. Які основні завдання організаційної підготовки?

5. Яку роль відіграє електромонтажне управління в системі виконання робіт?
6. Які функції виконує відділ підготовки виробництва (ВПВ)?
7. Які види документації регламентують виконання електромонтажних робіт?
8. Що входить до складу технічної документації?
9. Які нормативні документи застосовуються під час монтажу?
10. Які основні положення містить договір на виконання монтажних робіт?
11. Що таке ПВЕР і яке його призначення?
12. Які розділи включає проєкт виконання електромонтажних робіт?
13. Які види робочих креслень застосовуються під час монтажу?
14. Яке значення мають принципові та монтажні схеми?
15. У яких випадках проєкт може доопрацьовувати електромонтажна організація?
16. Які способи виконання електромонтажних робіт застосовуються у виробничій практиці?
17. У чому полягає сутність підрядного способу?
18. Які переваги та недоліки господарчого способу?
19. У яких випадках застосовується комбінований спосіб?
20. Які функції виконує генеральний підрядник?
21. У чому полягає принцип монтажу у два етапи?
22. Які роботи виконуються на першому етапі?
23. Яка роль монтажно-заготівельного заводу (МЗЗ)?
24. Які роботи виконуються безпосередньо на об'єкті під час першого етапу?
25. Які умови повинні бути виконані для початку другого етапу?
26. Які основні роботи належать до другого етапу монтажу?
27. Які операції виконуються при прийманні обладнання під монтаж?
28. Що таке передмонтажна ревізія і коли вона проводиться?
29. Які документи оформлюються під час приймання обладнання?
30. Що таке індивідуальне випробування обладнання?
31. Яке значення має індивідуальне випробування для завершення монтажу?
32. Хто здійснює приймання змонтованого обладнання під пусконаладжувальні роботи?
33. Які основні види електромонтажних матеріалів застосовуються при монтажі?
34. Які вимоги висуваються до кабельно-провідникової продукції?
35. Які основні види ізоляційних матеріалів застосовуються?
36. Які захисні елементи забезпечують безпечну експлуатацію електроустановки?

37. Які групи монтажного інструменту використовуються при виконанні робіт?
38. Які вимоги висуваються до вимірювальних приладів?
39. Які заходи безпеки повинні бути забезпечені під час підготовчого етапу?
40. Яке значення має дотримання вимог охорони праці під час монтажу?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.
2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.
3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.

ТЕМА 3. МОНТАЖ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вимоги до монтажу електродвигунів змінного та постійного струму. Установлення, вирівнювання, кріплення. Особливості підключення трансформаторів. Методи зниження вібрації та шуму. Введення в експлуатацію. Висновки.

Монтаж електричних машин.

Загальні відомості. Класифікація електричних машин

Електричні машини — це електромеханічні пристрої, призначені для перетворення механічної енергії в електричну, електричної в механічну, а також для зміни параметрів електричної енергії (напруги, сили струму, частоти). Принцип їх роботи ґрунтується на явищах електромагнітної індукції та взаємодії магнітного поля зі струмом у провідниках. Електричні машини є основою електроприводів, систем генерації та перетворення електроенергії, автоматизованих виробничих комплексів і транспортних установок.

Класифікація електричних машин

1. За призначенням

- Електричні генератори — перетворюють механічну енергію в електричну. Є основними джерелами електричної енергії на електростанціях, у промисловості та побуті.
- Електричні двигуни — перетворюють електричну енергію в механічну. Використовуються в системах електроприводу технологічного обладнання.
- Електромашинні перетворювачі — змінюють параметри електричної енергії (рід струму, частоту, напругу).
- Електромеханічні перетворювачі сигналів — застосовуються в системах автоматичного керування та вимірювальних пристроях для перетворення і підсилення сигналів.

2. За родом струму

- Машини постійного струму — характеризуються наявністю колекторно-щіткового вузла; застосовуються там, де необхідне плавне регулювання швидкості.
- Машини змінного струму — поділяються на асинхронні та синхронні; є найбільш поширеними у промисловості завдяки простоті конструкції та високій надійності.

3. За потужністю

- Мікромашини — до 500 Вт (працюють на промисловій частоті 50 Гц або підвищених частотах до 600 Гц).
- Машини малої потужності — 0,5–100 кВт.
- Машини середньої потужності —
 - 100–1000 кВт (змінний струм);
 - 100–500 кВт (постійний струм).

- Машини великої потужності —
 - понад 1000 кВт (змінний струм);
 - понад 500 кВт (постійний струм).

Поділ за потужністю має значення для вибору конструктивного виконання, способу охолодження та умов монтажу.

4. За швидкохідністю

- Тихохідні — до 300 об/хв.
- Середньої швидкохідності — 300–1500 об/хв.
- Швидкохідні — 1500–6000 об/хв.
- Надшвидкохідні — понад 6000 об/хв.

Мікромашини можуть мати широкий діапазон швидкостей — від кількох обертів за хвилину до десятків тисяч обертів за хвилину, що обумовлено їх призначенням (приладобудування, автоматика, спеціальні механізми).

Конструктивне виконання електричних машин за способом монтажу

Конструктивне виконання електричних машин за способом монтажу позначається у вигляді коду, який складається з двох літер латинського алфавіту IM і чотирьох цифр рис. 3.1.



Рисунок 3.1 – Шифрування конструктивного виконання електричних машин

Перша цифра:

- 1 – на лапах з підшипниковими щитами (з вбудованим редуктором);
- 2 – на лапах з підшипниковими щитами, з фланцем на підшипниковому щиті (або щитах);
- 3 – без лап з підшипниковими щитами, з фланцем на одному підшипниковому щиті (або щитах), з цокольним фланцем;
- 4 – без лап з підшипниковими щитами, з фланцем на станині;

5 – без підшипникових щитів;
6 – на лапах з підшипниковими щитами із
стояковими підшипниками;
7 – на лапах із стояковими підшипниками (без підшипникових щитів);

8 – з вертикальним валом, окрім груп від IM1 до IM4; 9 – спеціального виконання за способом монтажу.

Друга та третя цифри визначають просторове положення машини та напрямок кінця валу. Слід зазначити, що цифра 8 в позначенні напрямку кінця валу означає, що машина може працювати при будь-якому напрямку кінця валу, а цифра 9 – вказує, що напрямок кінця валу не відповідає жодному з тих, які вказуються цифрами 0–8, а вказується окремо в технічній документації.

Четверта цифра:

0 – без кінця валу (перетворювачі електричної енергії, які складаються з двигуна та генератора, розміщених в одному корпусі);

1 – з одним циліндричним кінцем валу;

2 – з двома циліндричними кінцями валу;

3 – з одним конічним кінцем валу;

4 – з двома конічними кінцями валу;

5 – з одним фланцевим кінцем валу;

6 – з двома фланцевими кінцями валу;

7 – з фланцевим кінцем валу на стороні D і циліндричним кінцем валу на стороні N, причому під стороною D розуміють при одному кінці валу для двигунів – ведучу, а для генераторів – ведену сторону; при двох кінцях валу – сторону з кінцем валу більшого розміру, а при однакових діаметрах для машин на лапах з коробкою виводів, розміщених не зверху, – сторону, з якої коробку виводів видно справа; 8 – інше виконання кінця валу.

Виконання електричних машин за ступенем захисту від впливу навколишнього середовища

Під поняттям ступеня захисту електричних машин розуміють захист обслуговуючого персоналу від дотику до струмоведучих або обертових частин, які знаходяться всередині машин, і захист від попадання всередину сторонніх твердих тіл і води.

Відповідно до ГОСТ 14254-96 встановлено 7 ступенів захисту від попадання всередину твердих тіл і 9 – від проникнення рідини.

Ступінь захисту вказується кодом IP рис.3.2..

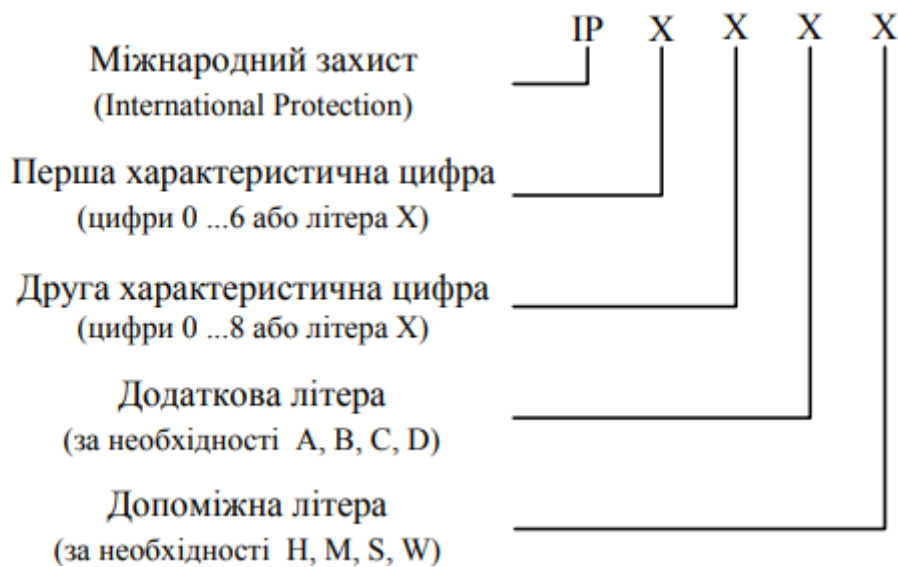


Рисунок 3.2 – Шифрування ступеня захисту електричних машин

Перша цифра характеризує ступінь захисту персоналу від дотику до струмоведучих або обертових частин, які знаходяться всередині машин, а також ступінь захисту самої машини від потрапляння всередину сторонніх твердих тіл.

Друга цифра – ступінь захисту від проникнення води всередину машини.

Додаткова літера характеризує захист людей від дотику до небезпечних частин: А – тильною стороною долоні; В – пальцем; С – інструментом; D – проволокою.

Допоміжна літера означає:

М – випробувано на проникнення води, коли об'єкт працює (*ротор (rotor)* машини обертається);

S – випробувано на проникнення води, коли об'єкт не працює (ротор машини не обертається);

W (поставляється відразу після літер IP) – об'єкт з таким позначенням призначений для використання в особливих кліматичних умовах при здійсненні додаткових заходів захисту в конструкції об'єкта.

Відсутність додаткових літер означає, що об'єкт відповідає даному ступеню захисту при нормальних умовах роботи.

Якщо для об'єкта потрібно вказати ступінь захисту тільки однією цифрою, то пропущена цифра замінюється літерою X.

Таблиця 3.1 – Ступені захисту від проникнення зовнішніх твердих предметів, що позначаються першою характеристичною цифрою

Познач.	Ступінь захисту
0	Спеціальний захист відсутній
1	Захист від потрапляння всередину корпусу машини тіла людини (наприклад руки) і від потрапляння твердих предметів діаметром понад 50 мм.
2	Захист від потрапляння всередину корпусу машини пальців або предметів завдовжки не більше 80 мм і від потрапляння твердих тіл діаметром понад 12,5 мм.
3	Захист від потрапляння всередину корпусу машини твердих предметів діаметром понад 2,5 мм.
4	Захист від потрапляння всередину корпусу машини твердих предметів діаметром понад 1,0 мм і більше.
5	Проникнення всередину корпусу машини пилу виключено не повністю. Проте пил не повинен проникати в кількості, достатній для порушення нормальної роботи обладнання або зниження рівня безпеки його експлуатації.
6	Повний захист від проникнення пилу.

Таблиця 3.2 – Ступені захисту від проникнення води, що позначаються другою характеристичною цифрою

Познач.	Ступінь захисту
0	Захист відсутній
1	Захист від вертикально падаючих крапель води: вертикально падаючі краплі води не повинні чинити шкідливої дії.
2	Захист від крапель води під кутом до корпусу машини до 15°: падаючі краплі під кутом до корпусу машини не більше 15° не повинні чинити шкідливої дії.
3	Захист від дощу: дощ, що падає на корпус машини під кутом до 60° від вертикалі, не повинен чинити шкідливої дії.
4	Захист від бризок: вода, що падає у вигляді бризок на корпус з будь-якого напрямку, не повинна чинити шкідливої дії.
5	Захист від водяних струменів: вода, що направляється на корпус у вигляді струменів з будь-якого напрямку, не повинна чинити шкідливої дії.
6	Захист від сильних водяних струменів: вода, що направляється на корпус у вигляді сильних струменів з будь-якого напрямку, не повинна чинити шкідливої дії.

7	Захист при тимчасовому (нетривалому) зануренні у воду: вода не повинна проникати в корпус занурений у воду (при певному тиску і часу занурення) в кількості, достатній для пошкодження виробу.
8	Захист при тривалому зануренні у воду: вироби придатні для довготривалого занурення у воду при дотриманні умов, встановлених виробником, проте жорсткіших, ніж умови для ступеня 7.

Таблиця 3.3 – Допустимі ступені захисту електричних машин

Ступені захисту від потрапляння твердих тіл	Ступені захисту від проникнення води								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	IP00	IP01	—	—	—	—	—	—	—
1	IP10	IP11	IP12	IP13	—	—	—	—	—
2	IP20	IP21	IP22	IP23	—	—	—	—	—
3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	—	—	—	IP43	IP44	—	—	—	—
5	—	—	—	—	IP54	IP55	IP56	—	—
6	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Монтаж електричних машин малої потужності.

Електричні машини малої потужності можуть установлюватися безпосередньо на технологічному обладнанні, спеціальних монтажних площадках, підлогах, фундаментах, стінах або колонах. Вибір способу монтажу визначається масою машини, характером навантаження, умовами експлуатації та вимогами до вібраційної стійкості.

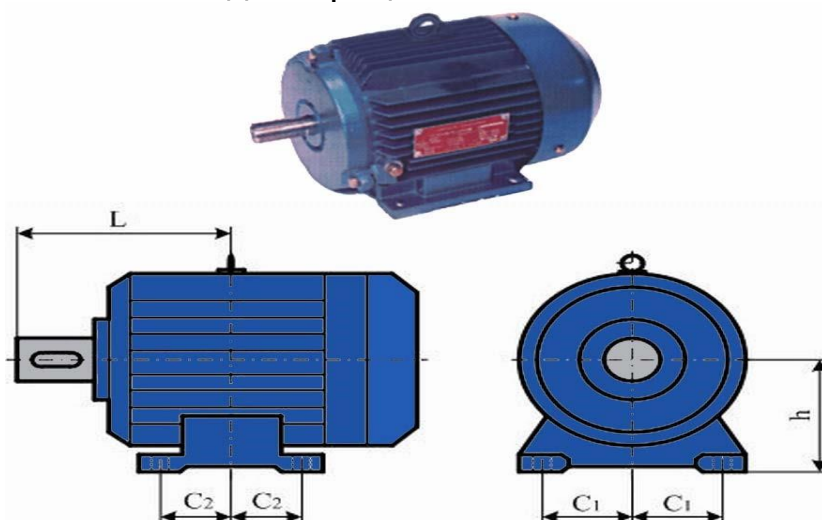


Рисунок 3.3 – Позначення установочних розмірів електродвигуна

Визначення установочних розмірів

Перед початком монтажу визначають основні габаритні та установочні розміри електродвигуна:

- L — відстань між вертикальною віссю електродвигуна і торцем вала або півмуфти;
- $C1$ — відстань між отворами в лапах у напрямку, перпендикулярному осі вала;
- $C2$ — відстань між отворами в лапах уздовж осі електродвигуна;
- h — висота осі вала механізму та електродвигуна.

Точність визначення цих параметрів забезпечує правильне центрування та запобігає перекосам під час експлуатації.

Монтаж на технологічному обладнанні

Монтаж здійснюється на спеціальних площадках або рамах, які передбачають можливість регулювання положення двигуна для забезпечення співвісності з механізмом.

Повна комплектація поставки

У разі повної комплектації обладнання:

- виконуються заводські механічні та електричні випробування;
- силова частина електропривода вже змонтована;
- шафи та пульти керування готові до встановлення.

Монтажні роботи включають:

- зовнішній огляд обладнання (перевірка відповідності проекту, відсутність пошкоджень, стан щіткового вузла у машин з фазним ротором);
- підключення згідно зі схемами живлення;
- перевірку електричного стану (опір ізоляції, стан заземлення, контактні з'єднання);
- пробний пуск у режимах холостого ходу та під навантаженням.

Часткова комплектація

У разі часткової комплектації кріпильні елементи або система привода можуть бути відсутні. У цьому випадку:

- виготовляються монтажні конструкції;
- виконується механічне узгодження двигуна з механізмом;
- проводиться повний комплекс електромонтажних робіт.

Монтаж на фундаментах

Для двигунів малої потужності застосовують такі типи фундаментів:

- Цегляні — цегла марки не нижче 75, розчин М150; основа вище рівня ґрунтових вод; маса $1 \text{ м}^3 \approx 1700 \text{ кг}$.
- Бутобетонні — бутовий камінь, цемент марки 300; маса $1 \text{ м}^3 \approx 1800 \text{ кг}$.
- Бетонні — на гравієвій основі; маса $1 \text{ м}^3 \approx 2200\text{--}2400 \text{ кг}$.

Основні вимоги:

- глибина закладання в приміщенні — не менше 0,6 м від рівня підлоги;
- на відкритому повітрі — нижче глибини промерзання ґрунту (для Вінницької області — 0,9 м);
- розміри фундаменту — на 100–150 мм більші за габарити обладнання з кожного боку;
- висота над рівнем підлоги — не менше 150 мм.

Монтаж виконується на фундаментних плитках, полозках або рамах, які:

- вивіряються по осях та горизонталі;
- закріплюються фундаментними болтами;
- отвори під болти заливаються бетоном або спеціальними сумішами.

Монтаж на підлогах

Установка на підлогах допускається лише за умови:

- відсутності ґрунтових вод і підтоплення;
- відсутності ударних навантажень;
- збалансованого та відцентрованого привода.

Обладнання встановлюється на чавунних або зварних рамах. Для закріплення виконуються бетонні або цегляні колодязі (100×100 мм або 150×150 мм, глибиною до 400 мм), в які встановлюють фундаментні болти.

Монтаж на стінах і колонах

Монтаж двигунів малої потужності на стінах і колонах допускається лише за таких умов:

- механізм добре відцентрований і збалансований;
- відсутні ударні навантаження;
- конструкція кріплення має достатню жорсткість;
- забезпечена надійна фіксація та відсутність резонансних коливань.

Особливу увагу приділяють:

- перевірці міцності стіни або колони;
- надійності анкерних з'єднань;
- забезпеченню доступу для обслуговування;
- організації заземлення.

Особливості монтажу електричних машин середньої та великої потужностей

Монтаж електричних машин середньої та великої потужностей суттєво відрізняється від монтажу машин малої потужності підвищеними вимогами до підготовки приміщень, фундаментів, такелажних засобів та точності встановлення. Значна маса, габарити та динамічні навантаження таких машин зумовлюють необхідність спеціальної організації монтажних робіт.

Вимоги до приміщень під монтаж електричних машин середньої та великої потужностей

Приміщення, що приймаються під монтаж електричних машин середньої та великої потужностей, повинні відповідати таким вимогам:

Будівельна готовність:

- завершені всі будівельні та оздоблювальні роботи;
- демонтовані тимчасові опалубки, підпори та допоміжні конструкції;
- видалено будівельне сміття;
- очищені та осушені кабельні канали, закриті захисними щитами;
- передбачені монтажні отвори, люки та технологічні проходи для транспортування машин у зібраному або розібраному вигляді.

Просторові вимоги:

- площа приміщення повинна забезпечувати можливість осьового виїмання ротора;
- висота — дозволяти переміщення агрегату або його частин при крайньому верхньому положенні гака мостового крана;
- забезпечений доступ до обладнання для подальшого технічного обслуговування.

Мікрокліматичні умови:

- температура повітря під час монтажу — не нижче +5 °C;
- відсутність пилу;
- нормальний рівень вологості;
- належне освітлення робочої зони.

Недотримання цих вимог може призвести до порушення точності монтажу, пошкодження ізоляції та підвищеного зношування підшипників.

Основні вимоги та задача фундаментів під монтаж електричних машин середньої та великої потужностей

Загальні положення

Технологічне обладнання та електричні машини середньої і великої потужностей установлюють на спеціальних несучих конструкціях — фундаментах.

Фундамент — це бетонна або залізобетонна конструкція, що:

- відповідає габаритам і контурам обладнання;
- має закладні деталі, анкерні болти та технологічні отвори;
- забезпечує жорсткість і стійкість агрегату під час роботи.

Проектування та спорудження фундаментів виконують спеціалізовані будівельні організації відповідно до проектної документації та технічних вимог заводу-виробника.

Конструктивні особливості фундаментів

- Основні розміри фундаменту задає завод-виробник електричної машини.
- Для запобігання нерівномірному просіданню фундамент виконують спільним із фундаментом технологічного обладнання або первинного двигуна.

- Фундаменти відокремлюють від колон, стін та інших несучих конструкцій будівлі.
- Віб्राції від агрегату не повинні передаватися на будівельні конструкції або суміжне обладнання.
Таке конструктивне відокремлення забезпечує:
- зниження динамічних навантажень;
- запобігання резонансним явищам;
- стабільність геометрії встановлення.

Здача фундаменту під монтаж

До початку монтажних робіт фундамент повинен бути прийнятий під монтаж. Це передбачає виконання комплексу перевірок:

Основні перевірки:

- відповідність розмірів приміщення проєктним;
- правильність розташування фундаменту відносно осей будівлі;
- перевірка габаритів фундаменту;
- контроль граничних відхилень будівельних розмірів;
- перевірка розташування закладних деталей та анкерних болтів;
- контроль горизонтальності поверхні;
- перевірка міцності бетону;
- огляд якості бетонної поверхні.
- відхилення не повинні перевищувати допустимих значень, встановлених проєктом або паспортом обладнання.

Таблиця 3.4 – Гранично допустимі відхилення геометричних розмірів фундаментів

Геометричні розміри фундаментів	Гранично допустимі відхилення, мм
Основні геометричні розміри на плані	± 30
Висотні відмітки поверхні фундаменту без врахування висоти підливки	-30
Розміри фундаментних колодязів на плані	$+20$
Осі анкерних болтів (<i>anchor bolt</i>) на плані	± 5
Осі закладних деталей на плані	± 10
Відмітки верхніх торців анкерних болтів	± 20

- перевірка опорних поверхонь фундаментів. Опорні поверхні фундаментів, на яких розміщують фундаментні плити, повинні бути рівними, не мати обрешіток бортів, сколів, впадин, поверхневих тріщин, пошкоджених кутів і оголеної арматури, а також повинні бути очищені від мастила. З метою захисту бетонний фундамент покривають стійкою до дії мастил фарбою або рідким склом;

- перевірка головних осей фундаменту. Положення головних осей на площині фундаменту повинно бути зафіксовано керном на попередньо закріплених у фундаменті металевих пластинках розміром 80×80 мм;
- перевірка наявності забетонованих у фундаменті реперів, які є відміткою верхньої поверхні фундаменту відносно нульового репера. Як реperi використовують болти або металеві стержні;
- перевірка наявності закладних металевих пластин для установлення клинів, підкладок або інших пристосувань. Ці закладні пластини повинні бути вивірені по горизонталі з точністю до 3 – 5 поділок рівнеміра (при ціні поділки 0,1 мм/м).

Готовність фундаменту під монтаж оформляється актом, підписаним представниками «Замовника», будівельної і монтажної організацій. До акта додається формуляр, в якому зазначають проектні і фактичні геометричні розміри фундаментів.

Виявлені при прийомі фундаментів дефекти і недоліки усуває будівельна організація до початку монтажних робіт.

Терміном здачі-приймання фундаменту під монтаж вважається дата закінчення робіт зі усунення всіх дефектів і недоліків, зазначених в акті готовності фундаменту.

Монтаж електричних машин середньої та великої потужностей на фундаментних плитах

Машини середньої та великої потужностей монтуються на фундаментних плитах, які, в свою чергу, розміщують на фундаментах. Фундаментні плити або рами (рис. 3.4) є сталевими зварними конструкціями. Основними матеріалами для їх виготовлення є товстолистова сталь товщиною від 20 мм, двотаврові балки, швелери та косинки.

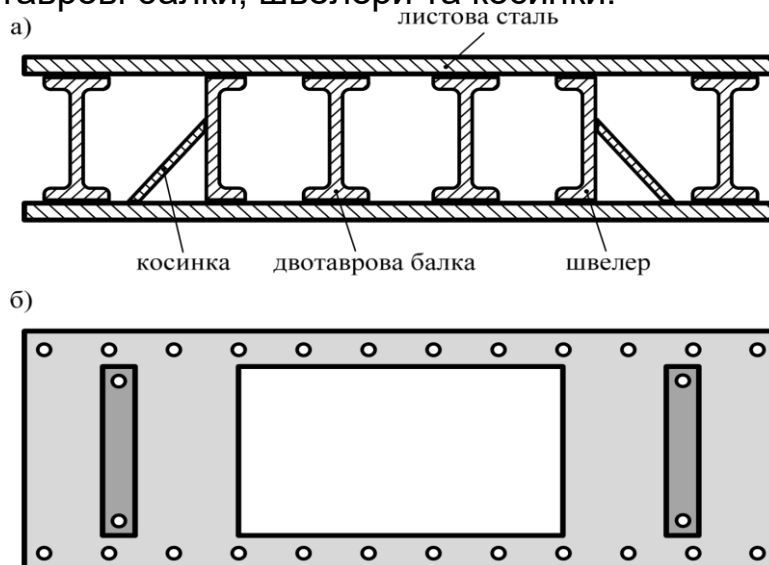


Рисунок 3.4 – Фундаментна плита: розріз (а); вигляд зверху (б)

Фундаментну плиту встановлюють на поверхні фундаменту таким чином, щоб її головні осі повністю збігалися з осями агрегату та

будівельними осями приміщення. Точність суміщення перевіряють за розміткою, виконаною відповідно до проєктної документації.

Регулювання висоти плити

Висота встановлення фундаментної плити регулюється:

- металевими підкладками (регулювальними прокладками);
- болтовими домкратами;
- клиновими домкратами.

Контроль положення здійснюють за допомогою повірочної лінійки та вимірювальних приладів шляхом порівняння відмітки верхньої установочної поверхні плити з висотним репером.

Вимоги до висоти встановлення

Висота встановлення плити повинна бути меншою за розрахункову на 1 мм. Такий запас передбачено для:

- подальшого регулювання висоти осі вала;
- компенсації похибок вимірювання;
- урахування можливих деформацій під час остаточного затягування анкерних болтів.

Допустимі відхилення

Відхилення встановленої фундаментної плити від горизонтального положення не повинно перевищувати:

0,1–0,15 мм на 1 м довжини плити

Дотримання зазначеної точності є критично важливим для:

- правильного центрування валів;
- зменшення вібрацій;
- рівномірного розподілу навантаження на підшипники;
- забезпечення довговічності електричної машини.

Недостатня точність установлення фундаментної плити може спричинити перекоси, додаткові осьові та радіальні навантаження, що призводить до передчасного зношування обладнання.

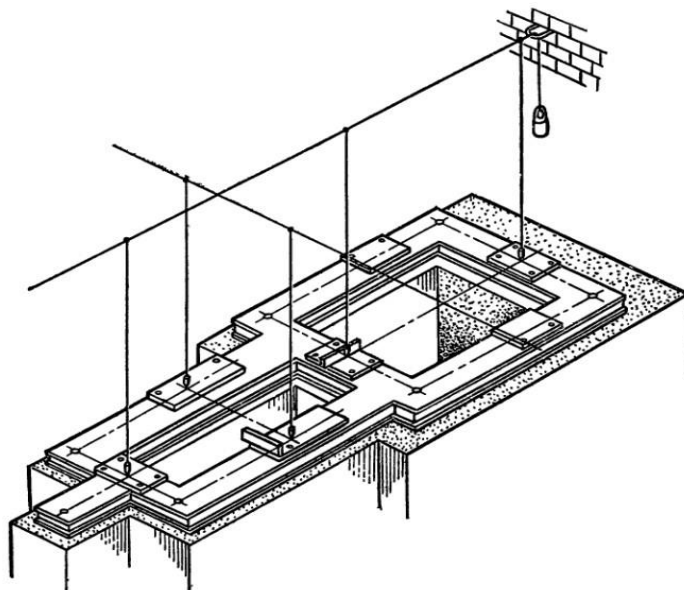


Рисунок 3.5 – Установлення фундаментної плити

Для кріплення фундаментної плити на площині фундаменту використовуються анкерні болти, які зазвичай входять до комплекту поставки електричної машини.

Існує декілька способів монтажу електричних машин:

- на металевих підкладках;
- на клинових домкратах (монтаж без підкладок).

Під час встановлення фундаментної плити з використанням металевих підкладок дотримуються таких вимог:

- кількість підкладок у кожному пакеті — не більше трьох, включаючи тонколистові прокладки для остаточного вивірення;
- товщина кожного пакета — не менше 50 мм, але не більше 100 мм;
- перед підливанням бетонної суміші пакети підкладок зварюють для запобігання зміщенню.

Такі вимоги забезпечують рівномірне підливання фундаментної плити бетоном та стабільність її положення після затвердіння розчину.

Недоліки способу з використанням підкладок

- значні витрати часу на монтаж і вивірення;
- велика витрата металу (від сотень кілограмів до кількох тонн залежно від габаритів і маси машини);
- локалізація навантаження у зонах розташування підкладок.

Монтаж без використання підкладок

Альтернативний спосіб передбачає використання бетонної підливки як основного несучого опорного елемента, що забезпечує з'єднання фундаментної плити з фундаментом.

У цьому випадку:

- для попереднього вивірення застосовують болтові або клинові домкрати;
- домкрати перед підливанням обгороджують опалубкою;
- після твердіння бетонної суміші домкрати демонтують;
- навантаження повністю передається через бетонну підливку.

Переваги монтажу без підкладок

- істотна економія металу;
- менші трудові витрати на вивірення;
- збільшена площа контакту фундаментної плити з бетонною основою;
- більш рівномірний розподіл навантаження;
- зменшення ймовірності локальних напружень.

Центрування валів електричних машин

З'єднані між собою електричні машини та механізми можуть надійно та довговічно експлуатуватися лише за умови, що осьові лінії їх валів є продовженням одна одної без радіального зміщення та кутового

зламу в площині спряження. Процес встановлення валів відповідно до цих вимог називається **центруванням**.

Центрування забезпечує:

- рівномірний розподіл навантаження на підшипники;
- зменшення вібрацій;
- зниження зношування муфт і валів;
- підвищення ресурсу агрегату.

Вплив природного прогину валів

Для машин середньої та великої потужностей характерним є природний прогин валів під дією власної маси ротора. Це явище зумовлює необхідність встановлення валів з певним розрахунковим нахилом відносно горизонталі.

Якщо вали встановити строго горизонтально без урахування прогину, у процесі роботи можуть виникати:

- підвищені вібрації;
- додаткові радіальні та осьові навантаження;
- небезпечні напруження в шийках валів;
- передчасний вихід з ладу підшипникових вузлів.

Тому при монтажі агрегатів враховують не лише геометричну співвісність, а й експлуатаційні деформації, температурні розширення та режим роботи обладнання.

Вивірення лінії валів за рівнеміром застосовується під час монтажу агрегатів середньої та великої потужності для забезпечення правильного положення осей валів у вертикальній площині. Метод базується на порівнянні показів рівнеміра, встановленого на шийках валів поблизу підшипників.

1. Прицентрування вала машини II до вала машини I (рис. 3.6, а)

- Вал машини I встановлюють строго горизонтально.
- Вал машини II підіймають на розрахункову величину.
- Рівнемір по черзі встановлюють на шийках валів обох машин.

Вимоги до показів:

- біля підшипників 1 і 2 — покази повинні бути однаковими за величиною, але різними за знаком;
- біля підшипника 3 — покази повинні збігатися за величиною і знаком з показами біля підшипника 2.

Такий спосіб дозволяє врахувати природний прогин валів.

2. Встановлення кінця вала машини I горизонтально (рис. 3.6, б)

- Кінець вала машини I біля півмуфти встановлюють строго горизонтально.
- Протилежний кінець цього вала встановлюють з невеликим підйомом.
- Машину II прицентровують до машини I.

Контроль:

- рівнемір, встановлений біля підшипника 3, повинен показувати нульове відхилення.

Цей спосіб застосовують при необхідності забезпечення горизонтальності з'єднання муфти.

3. Прицентрування вала машини I до вала машини II (рис. 3.6, в)

- Вал машини II встановлюють строго горизонтально.
- Вал машини I встановлюють з розрахунковим підйомом.
- Рівнемір розміщують біля підшипників 3 і 4.

Вимоги до показів:

- біля підшипників 3 і 4 — покази однакові за величиною, але різні за знаком;
- біля підшипника 2 — покази повинні збігатися за величиною і знаком з показами біля підшипника 3.

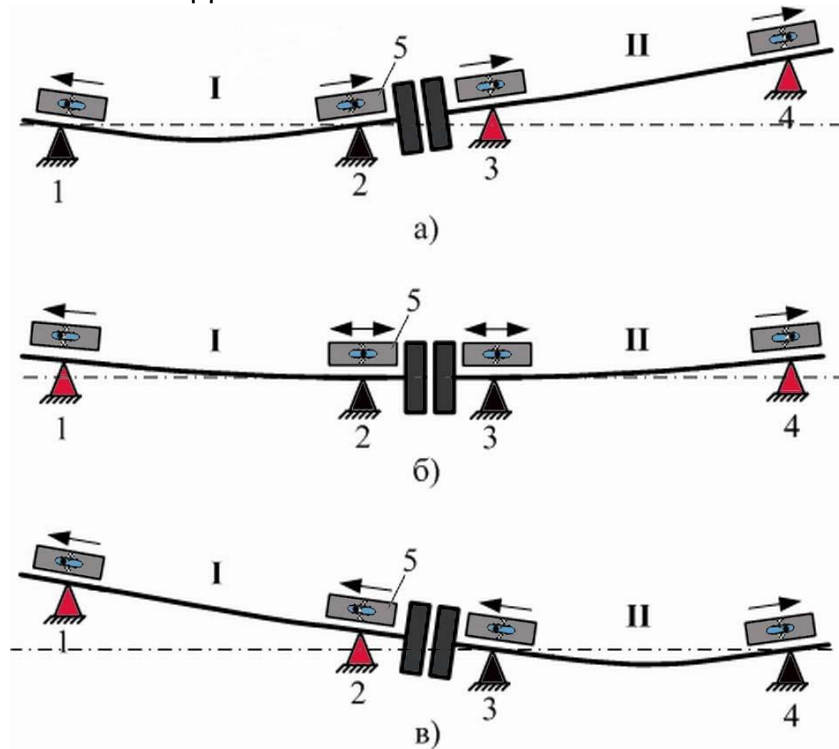


Рисунок 3.6 – Способи вивірення лінії валів за рівнем

Компенсація неточностей центрування

Незначні похибки вивірення лінії валів можуть компенсуватися застосуванням з'єднувальних муфт, які допускають:

- невеликі радіальні зміщення;
- осьові переміщення;
- кутові відхилення.

До таких муфт належать пружні, зубчасті, втулково-пальцеві та інші конструкції, здатні зменшувати вплив залишкових неточностей центрування на підшипники та вали.

Монтаж силових трансформаторів.

Підготовчі роботи.

В ході виконання загально-будівельних робіт готуються під'їзні шляхи до місця установки трансформатора, фундамент під трансформатор і маслоприймач з гравієвою засипкою.

При прийманні фундаментів під трансформатори мають бути перевірена наявність і правильність установки анкерів для кріплення тягових пристроїв при перекочуванні трансформаторів і наявність фундаментів під домкрати для розвороту катків.

В ході підготовчих робіт мають бути підготовлені у необхідній кількості трансформаторне масло, місткості для його зберігання, індикаторний силікагель для термосифонних фільтрів і повітросушників. Трансформатори потужністю до 1600 кВА поставляються повністю зібраними і залитими маслом.

Трансформатори більшої потужності залежно від габаритних розмірів і маси поставляються з демонтованими вузлами, залиті маслом або без масла.

Розвантаження трансформатора на монтажному майданчику виконується підйомним краном відповідної вантажопідйомності або за допомогою гідравлічних домкратів. Усі операції по транспортуванню, розвантаженню і зберіганню трансформатора до його монтажу повинні оформлятися відповідними актами.

Встановлення комплектної трансформаторної підстанції.

Конструкція фундаменту та опорних конструкцій.

Будівельно-монтажні роботи. Котловани для фундаментів бурять спеціальними бурильними машинами БКГО, ГБС. Діаметр свердловинних котлованів повинен складати 450 мм. Встановлюють стояки УСО-3А, УСО-4А. При спорудженні фундаменту КТП зрізають рослинний шар ґрунту не менше ніж на 10 см, залишають пісочну основу і вкладають залізобетонні конструкції.

Монтажні роботи ведуться у дві стадії.

На першій стадії електромонтажники контролюють правильність установки будівельниками закладних елементів, які передбачені будівельними кресленнями, та встановлюють згідно з проєктом електроустановок конструкції для освітлювальних пунктів, що окремо монтують для панелей захисту і електричних апаратів; виконують монтаж внутрішньої мережі заземлення та приєднують вводи від заземлювачів до заставних конструкцій КТП. Для створення заземлювального контуру підстанції в ґрунт встановлюють вертикальні та горизонтальні заземлювачі.

Привезене на монтажний майданчик обладнання оглядають, виявляючи дефекти, що з'явилися при транспортуванні. Ціле обладнання встановлюють на підготовлений фундамент. При підготовці КТП на монтажному майданчику перевіряють комплектність технічної документації

підприємства-виробника, відповідність направляючих під трансформатор (кронштейнів) і при необхідності встановлюють направляючі потрібної конструкції. Стропову КТП без упаковки виконують за відповідні крюки та рами. Переміщення та підйом комплектних камер і КТП завжди виконують у вертикальному положенні згідно з написами “Верх”; “Низ”.

Послідовність монтажу КТП.

На робоче місце КТП встановлюють на раніше підготовлені при виконанні будівельних робіт основи, закладні частини, опорні рами, вивірювання по рівню на проектній відмітці.

КТП повинна встановлюватися на фундаменті висотою не менше 0,4 м від планованого рівня землі й мати відстань від землі до неогороджених вводів ВН не менше 4,5 м, а до виводів НН - не менше 4 м. КТП встановлюється на бетонну площадку. Відхилення закладних елементів не повинно перевищувати 1 мм на 1 м довжини і 5 мм на всю довжину елемента. Несучі поверхні швелерів приєднують до контуру заземлення смугою із сталі 40x4 мм не менше ніж у двох місцях. Навантаження та вивантаження блоків КТП виконують за допомогою підйомного крану.

Після закріплення КТП на фундаменті встановлюють: низьковольтні ізолятори; прохідні ізолятори 10 кВ; патрони запобіжників серії ПК; високовольтні та низьковольтні розрядники. Після установки всіх необхідних компонентів виконують з'єднання трансформатора з розподільним пристроєм, заземлення корпусів, підключення повітряної лінії 10 кВ, підключення повітряної лінії 0,4 кВ.

На другій стадії монтажних робіт одночасно з роботами на первинних колах виконують монтаж вторинних кіл. В релейних шафах камер КТП встановлюють прилади і апарати захисту, керування, сигналізації, вимірювання і обліку електроенергії, які демонтуються на час транспортування.

Згідно з проектом прокладають, розробляють і підключають контрольні кабелі, кабелі живлення оперативним струмом і кабелі освітлення. Усі проходи кабелів із каналів через відрізки труб ущільнюють бандажами із шпагату та ізоляційної стрічки. Згідно з кабельним журналом на кінці кабелів встановлюють маркувальні бирки з написами. На жили кабелів також ставлять бирки з написами, що відповідають позначенням на схемі.

Електрообладнання РП повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань, перенапруг та перевантажень.

Встановлення силового трансформатора.

Силовий трансформатор у шафі переміщається на котках по напрямних швелерах. Для виключення переміщення силового трансформатора при експлуатації КТП на напрямних швелерах передбачена установка двох упорів, що фіксують положення діаметрально протилежних котків

силового трансформатора. На даху шафи передбачені пристрої для підйому як самої шафи, так і всієї КТП у транспортному положенні.

Монтаж трансформатора.

Трансформатори встановлюються, як правило, безпосередньо на фундамент без кареток (катків) і рейок. Трансформатор встановлюється на фундамент так, щоб його кришка мала підйом у напрямку до розширювача не менше 1%.

Нормативні документи (СНіП, ГОСТ і інші) передбачають монтаж трансформатора без ревізії його активної частини, якщо не порушувалися умови транспортування, розвантаження і зберігання трансформатора.

Ревізія активної частини допускається лише у тому випадку, коли зовнішні ознаки або результати вимірів вказують на можливі внутрішні ушкодження. При ревізії активної частини виконуються: перевірка стану болтових кріплень; підпресовування обмоток; огляд і перевірка стану ізоляції елементів активної частини; перевірка схеми заземлення; перевірка опору ізоляції магнітопровода і його частин.

Після проведення усіх робіт по ревізії активної частини її промивають сухим трансформаторним маслом, встановлюють у бак, після чого ущільнюють усі місця з'єднань кришки з баком (герметизують трансформатор).

Монтаж системи охолодження і окремих вузлів трансформатора.

Трансформатори з природним масляним охолодженням М (ONAN) потужністю до 1600 кВА транспортуються разом з радіаторами охолодження, трансформатори потужністю 2500 кВА і більше - з демонтованими радіаторами. У трансформаторів з примусовою циркуляцією повітря Д (ONAF) і примусовою циркуляцією повітря і масла ДЦ (OFAF) системи охолодження на час транспортування демонтуються і встановлюються на місці монтажу трансформатора.

Блоки системи охолодження виносного виконання встановлюються на окремих фундаментах по периметру трансформатора і з'єднуються трубами з баком трансформатора.

Одночасно з монтажем системи охолодження монтуються інші вузли, що поставляються окремо від трансформатора: вводи до обмоткам, розширювач з показчиком рівня масла і повітросушник, вихлопна труба, газове реле, реле рівня масла, термосифонний фільтр, вимірювальні прилади.

При установці вводів особливу увагу звертають на якісне ущільнення місця посадки введення в кришці трансформатора і на забезпечення надійних контактних з'єднань виводів обмоток.

Повітросушник з'єднує надмасляний простір в розширювачі з навколишнім повітрям. Приєднання до трансформатора термосифонного

фільтру виконується фланцевими з'єднаннями, розташованими у верхній і нижній частинах бака трансформатора.

Після закінчення монтажу усіх вузлів доливають сухе масло у бак трансформатора із заповненням його системи охолодження і термосифонного фільтру. Температура масла, що заливається, має бути не нижче 10°C. При цьому температура активної частини має бути вище за температуру масла. Масло під тиском подається через вентиль, розташований в нижній частині бака трансформатора.

Технологія монтажу вторинних кіл КТП.

Пристрій вторинної комутації - невід'ємна частина розподільних пристроїв сучасних електричних станцій і підстанцій - призначений для виконання функцій керування апаратурою первинних кіл і захисту електроустаткування. Вторинні пристрої дозволяють вимірювати електричні величини в первинних колах, виконувати різні види оперативної сигналізації та ін. Монтаж кіл вторинної комутації виконують за схемами, що входять до складу проекту даної установки, на яких умовними позначками зображені окремі елементи вторинної комутації та їхнього зв'язку між собою.

Установка приладів.

Прилади встановлюються і вивіряються таким чином, щоб їхні цоколі розташовувалися на вертикальних площинах, а вертикальні і горизонтальні осі шкал - по відповідних, осях панелі.

Затягування кріпильних болтів ведеться рівномірно, без перевищення необхідного зусилля, щоб не деформувати корпус приладу і не зірвати різьблення на болтах.

У процесі монтажу приладів і кіл вторинної комутації повинні бути зроблені наступні перевірки й іспити: вимір опору ізоляції; визначення правильності приєднання проводу до схеми; визначення полярності вимірювальних трансформаторів; перевірка правильності підключення вимірювальних приладів, приладів сигналізації, релейних приладів, ключів керування та ін.; іспит підвищеною напругою змінного струму.

Монтаж запобіжників.

Перед початком монтажу виконують ревізію та огляд запобіжників. Запобіжник повинен мати цілісність контактних деталей, ізоляторів, арміровки, покажчика спрацювання. Запобіжники монтують на сталевій рамі всередині шафи РУ. Цоколь ізоляторів повинен співпадати по вертикалі із поздовжньою віссю патрона і контактних губок з припуском + 0,5 мм. Встановлені патрони регулюють таким чином, щоб обмежувачі фіксували правильне положення патронів і затримували їх від повздовжнього переміщення. Запобіжники заземлюють, приєднують до фланців опорних ізоляторів, рами або металевої конструкції.

Монтаж роз'єднувача та приводу до нього

Монтаж виконують поетапно: ревізія обладнання; підйом на опорні конструкції і закріплення; перевірка і регулювання основних та сигнальних контактів; одночасна перевірка роботи роз'єднувача та приводу у роботі.

Ревізія - перевіряють стан порцелянових деталей, відсутність тріщин, надколів, надійність кріплення всіх вузлів та деталей, справність контактної системи. **Підйом** - виконують залежно від ваги за допомогою пересувного штативу або ручного талю. **Кріплення** - за допомогою болтів або штирів.

Роз'єднувач та привід встановлюють таким чином, щоб осьові лінії не відхилялись більше ніж на ± 2 мм. Роботи по встановленню та регулюванню роз'єднувача слід вважати закінченими, якщо привід і вся система передачі працює чітко без затримок, холостий хід не перевищує 5° . Після закінчення монтажу до пуску в експлуатацію контактні частини роз'єднувача змащують технічним вазеліном, обертають папером та закріплюють шпагатом.

Монтаж заземлювальних пристроїв ТП 10/0,4 кВ.

Місце для встановлення заземлювального пристрою вибирається відповідно до проекту з використанням генерального плану, на якому нанесені усі комунікації.

Вертикальний заземлювач конструктивно виконується з вертикальних електродів довжиною 1,5 або 2 метри, які з'єднуються методом зрощування. Для покращення занурення електродів в ґрунт використовуються литий наконечник (насадка нижня) підвищеної твердості, що полегшує занурення штанги електродів у ґрунт. Для приєднання заземлювача до мережі заземлення використовується універсальний затискач. За його допомогою можна виконувати приєднання до сталевих стрічки 40x4 та дроту діаметром 8-10 мм. Для герметизації з'єднання використовується антикорозійна стрічка.

Електроди діаметром 20 мм мають достатню жорсткість, їх занурюють вібромолотом або за допомогою кувалди. Перед занурюванням електродів необхідно підготувати заглиблення в ґрунті на глибину не менше 0,7 метра. Вставити нижню насадку в електрод за допомогою молотка. На верхню частину електрода надіти бойок та виконати занурювання першого електрода.

Далі вставити наступний електрод. При забиванні, під дією ударної сили, відбувається їх зрощування. Занурюють необхідну кількість електродів. Потім вертикальний заземлювач під'єднують до мережі заземлення за допомогою затискача. Для герметизації болтового з'єднання використовується антикорозійна стрічка.

Після завершення робіт необхідно: засипати верхню частину заземлювача з точкою підключення шунту; зафіксувати пристрій для огляду; накреслити схему змонтованого заземлювального пристрою з прив'язкою

до великих стаціонарних орієнтирів; відключити вимірювальні прилади; прибрати робоче місце; документально оформити змонтований заземлювальний пристрій.

Включення трансформатора.

Перед включенням трансформатора проводяться його випробування, вимірювання та перевірки: вимір опору ізоляції обмоток; вимір тангенса кута діелектричних втрат; випробування ізоляції обмоток підвищеною напругою промислової частоти; вимір опору обмоток постійному струму; перевірка коефіцієнта трансформації; перевірка групи з'єднань обмоток; вимір втрат холостого ходу; випробування трансформаторного масла; випробування бака на герметичність; перевірка перемикального пристрою (РПН), пристроїв охолодження і засобів захисту масла. Результати вимірів, випробувань і перевірок оформляються відповідними актами і протоколами.

Перше включення трансформатора під напругу допускається проводити не раніше чим через 12 ч після останньої доливки масла. На час першого пробного включення трансформатора максимальний захист встановлюється з нульовою витримкою часу, сигнальні контакти газового захисту перез'єднуються на відключення.

Включення трансформатора роблять поштовхом на номінальну напругу на якийсь час не менше 30 хв для прослуховування трансформатора і спостереження за його станом. При нормальній роботі трансформатора видаваний ним гул має бути помірним і рівномірним. Не повинні прослуховуватися потріскування усередині бака трансформатора.

Трансформатор відключають у разі сильного або нерівномірного гудіння; потріскувань усередині бака трансформатора; ненормально зростаючої температури масла; викиду масла з розширювача або розриву діафрагми вихлопної труби; течя масла і при інших ознаках порушення нормальної роботи.

При задовільних результатах першого включення з трансформатора знімається напруга, змінюється уставка максимального захисту, сигнальні контакти газового захисту перез'єднуються на сигнал. Потім кілька разів включають і відключають трансформатор на номінальну напругу для настроювання диференціального захисту від кидків струму на магнічення.

При задовільних результатах пробних включень трансформатор включається під навантаження і здається в експлуатацію.

Охорона праці при монтажі КТП.

При монтажі КТП необхідно виконувати наступні вимоги техніки безпеки.

Перед початком робіт працівники повинні отримати вичерпний інструктаж керівника про особливості робіт на ТП, а також необхідно переконатись в справності інструменту та пристосувань.

Вивантаження щитів 380/220 В та силових трансформаторів здійснюється за допомогою автокрана з виконанням правил техніки безпеки для навантажувально-розвантажувальних робіт. Працівники що виконують такелажні та навантажувально-розвантажувальні роботи повинні пройти курс навчання правилам виконання цих робіт. Піднімання роз'єднувача на висоту виконується двома працівниками. Піднімання роз'єднувача за ножі, фарфорові ізолятори і тяги забороняється.

Вивідні кінці з високої і низької сторони КТП і трансформатора повинні бути закорочені і приєднані до заземлюючого пристрою.

Під час виконання електрозварювальних робіт працівники, що виконують цю роботу і підтримують зварювальні деталі, повинні закривати очі і лице щитком. Кабель електрозварювального трансформатора повинен бути цілим і неушкодженим, а корпус і вторинна обмотка з'єднуються з заземлюючим пристроєм.

Забороняється підкидання яких-небудь предметів для подачі працівникам, що знаходяться на висоті.

При роботі в сутінках та в ночі повинно використовуватись переносне електроосвітлення напругою 12 В від знижувального трансформатора корпус якого приєднаний до заземлюючого пристрою чи спеціального штатного фонарика.

При регулюванні апаратів електрообладнання необхідно враховувати можливість їх дії на зворотній стороні панелей щитів.

Забороняється одночасне ведення робіт на різних по висоті ділянках однієї і тієї ж панелі щита.

При випробуванні підвищеною напругою електрообладнання підстанції необхідно отримати на це письмовий дозвіл від керівника робіт, при цьому всі працівники повинні бути виведенні з робочої зони.

Місця що залишились під напругою огорожуються.

Експлуатація і ремонт ТП.

Приймання в експлуатацію трансформаторних підстанцій.

При введенні в експлуатацію трансформаторної підстанції, приймальна комісія контролює наявність: на дверях трансформаторних камер попереджувальних плакатів, що нагадують про небезпеку; на дверях камер і баках силових трансформаторів нумерації; підйому кришки трансформатора, обладнаного газовим захистом, по направленню до газового реле для полегшення проходження газів до реле, а маслопроводу від трансформатора у напрямку до розширювача; газового реле, встановлене горизонтально з боку, зручно для спостереження; у трансформаторних приміщеннях має бути передбачена необхідна освітленість; усі трансформатори мають бути забезпечені термометрами для виміру температури

масла і амперметрами для контролю за навантаженням; рівень масла в розширювачі має бути не нижче за контрольних відмітки; усі кнопки, ручки і ключі управління повинні мати написи, що вказують операцію, для якої вони передбачені (включити, відключити, додати, збавити і тому подібне), а сигнальні лампи - написи, що вказують характер сигналу (включити, відключити і тому подібне); жили дротів і кабелів, що приєднуються до затисків, повинні мати запас по довжині; на щиті управління мають бути передбачені запас запобіжників і сигнальних ламп, комплект захисних засобів; наявність набору інструментів, аптечки, вогнегасників, ручних ліхтарів, мегомметра і ключів від усіх приміщень; на ПС мають бути експлуатаційні схеми електричних з'єднань, затверджені відповідальними за електрогосподарство підприємства.

При прийманні в експлуатацію трансформатори перевіряють трьох-пятикратним включенням без навантаження на номінальну напругу. При включенні трансформатора на слух перевіряють його роботу - для виявлення відхилень (наприклад, нерівномірного гудіння). У об'єм перевірок також входить перевірка роботи газового реле, реле рівня масла, манометричних термометрів і їх вторинних кіл, стрілочного маслопоказчика і відсічного клапана. За наявності останніх - справності кіл, вбудованих трансформаторів струму (причому їх вторинні обмотки мають бути замкнуті на прилади або замкорочені).

Випробування трансформаторів, підготовка їх до вмикання.

Випробування трансформаторів є прийнятно-здавальні і профілактичні. Прийнятно-здавальні випробування проводять у період монтажу і після нього для перевірки відповідності трансформаторів ГОСТам та ДСТУ і технічним умовам на постачання, перевірки якості обладнання і монтажу для розв'язання питання про можливість введення трансформатора в експлуатацію, зняття

характеристик ізоляції, що необхідно в подальшому для оцінки стану трансформатора при експлуатації. Профілактичні випробування в умовах експлуатації проводять, у період поточних або капітальних ремонтів для перевірки стану трансформаторів, які знаходяться в експлуатації, і якості виконання ремонту.

Обсяг прийнятно-здавальних випробувань, передбачених ПУЕ включає такі роботи: визначення умов вмикання трансформаторів; вимірювання характеристик ізоляції; випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції обмоток разом з вводами та ізоляції доступних стяжних шпильок, пресуючих кілець, ярмових балок (при огляді активної частини); вимірювання опору обмоток постійному струму на всіх відгалуженнях; перевірка коефіцієнта трансформації на всіх ступенях переключення; перевірка групи з'єднання трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних; вимірювання струму і втрат холостого ходу; перевірка роботи перемикального пристрою і зняття колової діаграми; випробування бака з радіаторами гідравлічним тиском; перевірка системи

охолодження; перевірка стану силікагелю; фазування трансформаторів; випробування трансформаторного масла; випробування вмиканням поштовхом на номінальну напругу.

Перед початком випробування необхідно провести зовнішній огляд трансформатора, у процесі якого перевіряють справність бака і радіаторів, стан ізоляторів, рівень масла, цілість рівня скла показника масла, заземлення трансформатора тощо.

Огляди трансформаторів.

При зовнішньому огляді трансформатора перевіряють температуру і рівень масла, його відповідність відміткам на розширювачі або маслопоказнику; чистоту поверхні і цілість ізоляторів; стан кабелів і шин; чистоту поверхні бака; відсутність слідів підтікання масла; справність системи вентиляції у трансформаторному приміщенні, запобіжників, роз'єднувачів, приводів і заземлювачів, цілість дверей, вікон і заборів; відсутність стороннього шуму в трансформаторі; цілість і справність вимірювальних приладів (термосигналізаторів і термометрів, манометрів тощо), газових реле, стан індикаторного силікагелю в повітроосушниках.

Огляд трансформаторів однією людиною може проводитися тільки оперативним персоналом або спеціально допущеним адміністративно-технічним персоналом; іншому електротехнічному персоналу дозволено оглядати трансформатори тільки під наглядом однієї з вищезгаданих осіб. Під час огляду виконання будь-якої роботи забороняється, а при виявленні дефекту, який потребує невідкладного втручання, обхід повинен бути перерваний і робота з усунення дефекту організується з виконанням всіх організаційнотехнічних заходів.

ТО трансформаторів.

ТО силових трансформаторів у процесі їх експлуатації повинно проводитись відповідно до вимог діючих директивних документів – ПТЕ, керівних технічних матеріалів, технічних вказівок, інструкцій з експлуатації, стандартів, технічних умов.

Технічне обслуговування силових трансформаторів повинно проводитись відповідно до вимог директивних документів, ПТЕ, керівних технічних матеріалів, інструкцій з експлуатації. Періодичність проведення технічне обслуговування - 12 міс.

Технічне обслуговування трансформаторів включає: зовнішній огляд; очищення від пилу і бруду; профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, пристроїв охолодження, регулювання і пожежогашіння; роботи по підтриманню належного стану ізоляційного масла у трансформаторі, в тому числі відновлення якості масла; змащування обертових вузлів; налагодження і перевірка вторинних кіл пристроїв захисту; перевірка високовольтних пристроїв захисту (розрядників, прохідних ізоляторів), перемикача кількості витків ВН; перевірка високовольтної шафи та низьковольтного щита; перевірка будівельної частини, перевірка

заземлення (корпуса, нульової шпильки, бака, спуска) і болта заземлення; перевірка герметичності бака, пробки для спускання масла з бака та для спускання масла з розширювача, покажчика рівня масла, ртутного термометра, труб для охолодження масла, отвір для взяття проби масла.

Приймання трансформаторів у ремонт.

Причиною виведення в ремонт трансформатора є несправності, виявлені під час огляду трансформатора: витікання масла або недостатній рівень його в розширнику; нагрівання вище нормального верхніх шарів масла; ненормальний шум і потріскування всередині трансформатора; різке погіршення якості масла; тріщини на вводах; порушення роботи охолоджувачів або вентиляторів обдування.

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 супроводиться 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.

Пошкодження силових трансформаторів.

Під час експлуатації не виключено виникнення різного роду дефектів і несправностей у трансформаторі, які по-різному відображаються на його роботі. Причини пошкоджень полягають у незадовільних умовах експлуатації, неякісному ремонті і монтажі трансформаторів. Типовими є пошкодження ізоляції, магнітопроводів, перемикальних пристроїв, відводів, маслonaповнених і фарфорових вводів.

Пошкодження ізоляції. Головна ізоляція часто пошкоджується через порушення її електричної міцності при зволоженні, а також через дрібні вади; до інтенсивного теплового зносу виткової ізоляції призводить набухання додаткової ізоляції котушок і пов'язане з цим припинення циркуляції масла через часткове або повне перекриття масляних каналів; механічні пошкодження виткової ізоляції нерідко трапляються при к.з. у зовнішній електричній мережі і недостатній електродинамічній стійкості трансформаторів, що само по собі є результатом послаблення запресування обмоток.

Магнітопроводи пошкоджуються через перекриття внаслідок руйнування лакової плівки між листами і спікання листів сталі; при порушенні

ізоляції пресувальних шпильок; при виникненні короткозамкнутих контурів, коли окремі елементи магнітопроводу виявляються замкнутими між собою, а також на бак.

Пошкодження перемикальних пристроїв ПБВ відбуваються при порушенні контактів між рухомими контактними кільцями і нерухомими струмоведучими стержнями; пошкодження РПН є причиною порушень у роботі контакторів і перемикачів, заклинювання механізмів контакторів, втрати механічної міцності між сталевими деталями і паперово-бакелітовим валом.

Пошкодження відводів від обмоток до перемикальних пристроїв і вводів зумовлено переважно незадовільним станом контактних з'єднань, а також наближенням гнучких відводів до стінок бака; забрудненням масла механічними домішками, зокрема окислами і частинками металу із системи охолодження.

Пошкодження вводів: маслонаповнених - переважно через зволоження паперової основи, попадання вологи при неякісному ущільненні і при доливанні вводів трансформаторним маслом; фарфорових - через нагрівання контактів у нарізних з'єднаннях струмоведучих шпильок або в місці приєднання зовнішніх шин.

Поточний ремонт трансформаторів.

Планові поточні ремонти передбачають більш ретельні огляди і перевірки, ніж огляди без вимикання. Вони включають також виконання дрібних ремонтних робіт.

Поточні ремонти з відключенням трансформаторів без РПН проводяться не рідше одного разу на два роки, а трансформаторів з РПН - щорічно. При поточному ремонті виконуються в повному об'ємі операції ТО, а також проводиться ретельний огляд і усунення виявлених дефектів, чищення ізоляторів і бака, зливання конденсату з бака, спускання бруду із розширника, масла, перевірка маслопоказчиків, відбір і перевірка проб масла, перевірка пристроїв захисту масла від старіння і окислення, зміна сорбенту у фільтрах, огляд і чищення охолоджуючих пристроїв, перевірка захистів і розрядників на трансформаторах з РПН, перевірка спускного крана, цілості мембрани вихлопної труби, вимірювання опору ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2500 В з визначенням відношення R_{60}/R_{15} . Значення цього відношення не нормується: при температурі верхніх шарів масла 1030°C відношення R_{60}/R_{15} становить не менше ніж 1,3 для незвожених обмоток і близьке до одиниці для звожених обмоток.

Поточні ремонти трансформаторів суміщають з ремонтом обладнання РП. Підприємства електромереж, як правило, одночасно з випробуваннями ізоляції РП проводять випробування обмоток разом з виводами підвищеною напругою промислової частоти протягом однієї хвилини. При таких випробуваннях у середньому відбраковується приблизно 2 % випробуваних трансформаторів напругою 6-35 кВ. У більшості

випадків, коли необхідний приїзд спеціальної лабораторії для випробування трансформаторів до 1000 кВА, такі випробування економічно не виправдані.

КР трансформаторів.

Для усунення несправностей і попередження аварій трансформатори періодично виводять у капітальний ремонт.

Попереджувальні капітальні ремонти трансформаторів 6-10 кВ проводяться по мірі необхідності. Ремонт цих трансформаторів, як правило, виконується в майстернях або на ремонтних підприємствах і завжди включає заміну масла, ущільнювальних прокладок бака і в 50 відсотках випадків ремонт (заміну) вводів. Обсяг аварійних ремонтів визначається характером пошкоджень трансформаторів.

Попереджувальні капітальні ремонти головних трансформаторів підстанцій 35-110 кВ проводяться перший раз не пізніше, ніж через вісім років після включення в експлуатацію, а в подальшому - по мірі необхідності, залежно від результатів вимірювань і стану трансформаторів. Передбачається, що за вісім років стабілізується усадка ізоляційних деталей вузла кріплення обмоток і необхідне допресування обмоток.

Типовий капітальний ремонт, тобто ремонт без модернізації і без усунення крупних дефектів, не передбачає розбирання активної частини і демонтажу обмоток. Якщо потрібен ремонт трансформатора з розбиранням активної частини, то його виконують згідно з особливими технологічними інструкціями та вказівками і, як правило, на спеціалізованих підприємствах.

У цьому випадку треба попередньо виконати демонтажні роботи: відокремлення ошиновки, кіл вторинної комутації, демонтаж систем пожежогасіння і охолодження, у необхідних випадках - зняття розширника, вводів, зливання масла (повне або часткове) і, якщо потрібно, заміна кришки бака на спеціальну транспортну, для зменшення висоти трансформатора в транспортному положенні. Потім трансформатор транспортують на ремонтну базу.

Власне ремонт починається із розкриття активної частини трансформатора, яке здійснюють вийманням її з бака разом з кришкою; потім активну частину промивають струменем трансформаторного масла для видалення шламу та інших забруднень. Далі ремонт здійснюється в такій послідовності.

Оглядають і очищують обмотки та виводи, а при необхідності проводять розклинювання шин і відновлення розрахункових зусиль в опресуванні обмоток; перевіряють і ремонтують ізоляцію та кріплення відводів, перевіряють справність доступних запаювань.

Проводять огляд і ремонт перемикача відгалужень та розташованого у спільному баку з активною частиною пристрою переключення під

навантаженням (РПН); чищення (при необхідності - заміна) і підтягування контактів; перевірка запаювань, перемичок і всіх механізмів перемикача.

Оглядають і очищують кришку бака, розширювач, запобіжні труби та мембрани (перевіряють їх цілість і справність ущільнень). Ревізують термосифонні і адсорбційні фільтри та повітросушники (із заміною сорбенту і масла в масляних затворах), а також крани і засувки.

Проводять огляд, чищення і ремонт вводів, при необхідності в них замінюють масло або проводять їх повне розбирання. Окремо від трансформатора виконують випробування вводів.

Виконується ремонт системи охолодження: радіаторів або маслоохолодників, насосів, вентиляторів і електродвигунів, маслопроводів і арматури; радіатори (маслоохолодники) ретельно очищають і промивають всередині. Проводять випробування трансформаторного масла з бака, при необхідності виконують сушіння, регенерацію або заміну масла. При потребі виконують сушіння ізоляції активної частини і вмонтованих трансформаторів струму.

Перевіряють пристрої захисту і автоматики трансформатора, контрольно-вимірювальні прилади та пристрої сигналізації, зокрема й ті, що відносяться до системи охолодження, регулювання і пожежогасіння; силові кабелі і струмопроводи, а також кабелі вторинної комутації, газові і струминні реле, реле тиску і рівня масла.

Проводять збирання трансформатора із заміною ущільнень, виконують здавальні випробування, після чого трансформатор доставляють на місце установки і монтують на його власному фундаменті. Після повного збирання трансформатор піддають остаточним випробуванням, ошиновують і включають спочатку на холостий хід, а після фазування - у роботу під навантаженням.

Експлуатація трансформаторного масла.

Експлуатаційні властивості трансформаторного масла визначаються його хімічним складом, що залежить головним чином від якості сировини і застосовуваних засобів його очищення при виготовленні.

Стан трансформаторного масла оцінюється за результатами його випробувань, що залежно від обсягу поділяються на три види: випробування на електричну міцність, що включає визначення пробивної напруги, визначення наявності води, візуально - вміст механічних домішок; скорочений аналіз, що включає, крім названих вище, визначення кислотного числа, вміст водорозчинних кислот, температури спалаху і кольори масла; випробування в обсязі повного аналізу, що включають у себе всі випробування в обсязі скороченого аналізу, а також визначення $\text{tg}\delta$, натрову пробу, стабільність проти окислювання, кількісне визначення вмісту води і механічних домішок.

Випробовування трансформатора після ремонту.

При капітальному ремонті без заміни обмоток в обсяг випробувань входить:

Хімічний аналіз і випробування масла з бака трансформатора та вводів.

Вимірювання стану опору обмоток постійному струму при всіх положеннях перемикача відгалужень. Вимірювання проводиться мостовим методом або методом амперметра-вольтметра. При вимірюваннях другим методом, якщо опори обмоток малі (до 1 Ом і нижчі), проводи кола вольтметра приєднують до затискачів трансформатора безпосередньо.

Вимірювання коефіцієнта трансформації на всіх відгалуженнях. При вимірюванні напруга подається з боку обмотки вищої напруги.

Вимірювання опору ізоляції доступних стяжних болтів, ярмових балок і випробування ізоляції стяжних болтів підвищеною напругою. Величина опору ізоляції не нормується, рекомендоване значення – не менше ніж 10 МОм. Ізоляція стяжних болтів повинна витримати випробування напругою змінного струму до 2000 В протягом однієї хвилини. Випробування головної ізоляції підвищеною напругою. Випробування ізоляції обмоток разом з выводами полягає в прикладанні до кожної з обмоток випробної напруги промислової частоти. Величина напруги вибирається залежно від номінальної напруги обмотки, що випробовується, типу трансформатора, від умов (заводських або експлуатаційних), у яких проводиться ремонт, і від того, чи замінювалися обмотки та ізоляція.

Висновки

1. Електричні машини класифікуються за призначенням, родом струму, потужністю та швидкохідністю, що визначає їх конструктивне виконання, умови монтажу та експлуатації.
2. Конструктивне виконання (IM) і ступінь захисту (IP) мають вирішальне значення при виборі місця встановлення та умов експлуатації.
3. Монтаж машин малої потужності допускає різні варіанти встановлення (фундаменти, підлоги, стіни), тоді як машини середньої та великої потужності потребують спеціально підготовлених фундаментів та підвищеної точності вивірення.
4. Якість установлення фундаментних плит безпосередньо впливає на точність центрування валів та довговічність підшипникових вузлів.
5. Центрування валів є критично важливою операцією, що враховує природний прогин валів і температурні деформації.
6. Монтаж трансформаторів включає комплекс будівельно-монтажних, електромонтажних та випробувальних робіт.
7. Введення трансформатора в експлуатацію можливе лише після повного комплексу випробувань ізоляції, перевірки коефіцієнта трансформації, групи з'єднань та систем захисту.
8. Дотримання вимог охорони праці під час монтажу КТП та трансформаторів є обов'язковою умовою безпечного виконання робіт.

9. Технічне обслуговування і ремонт трансформаторів регламентуються ПТЕ, ПУЕ та нормативними документами.

10. Своєчасні профілактичні випробування дозволяють запобігти аварійним режимам роботи обладнання.

Контрольні питання

1. Дайте визначення електричної машини.
2. За якими ознаками класифікують електричні машини?
3. Що означає код ІМ у конструктивному виконанні?
4. Яке значення має перша характеристична цифра ІР?
5. Які вимоги висуваються до фундаментів машин великої потужності?
6. Які допустимі відхилення при встановленні фундаментної плити?
7. У чому полягає сутність центрування валів?
8. Які наслідки неправильного центрування?
9. Назвіть основні етапи монтажу силового трансформатора.
10. Які випробування проводять перед включенням трансформатора?
11. Які вимоги до першого включення трансформатора?
12. Які основні види пошкоджень трансформаторів?
13. У чому різниця між поточним і капітальним ремонтом трансформатора?
14. Які вимоги охорони праці при монтажі КТП?
15. Які параметри контролюють під час експлуатації трансформаторного мас

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.

2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.

3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.

ТЕМА 4. МОНТАЖ СИЛОВИХ ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ

Види кабелів та способи їх прокладання: у лотках, трубах, підземних каналах. Монтаж вводів та муфт. Кабельні розподільні коробки. Дотримання радіусів вигину, маркування та заземлення. Контроль якості прокладки. Висновки.

Монтаж та експлуатація кабельних ліній.

Підготовчі роботи.

На місце монтажу кабель поставляється на спеціальних барабанах. Будівельна довжина кабелю на барабані складає 200...2000 м залежно від зовнішнього діаметру кабелю і номера (розміру) барабана. Для розвантаження кабельних барабанів повинні використовуватися автокрани або спеціальні транспортні засоби - кабельні транспортери.

При прокладенні КЛ в землі (у траншеях, трубах, блоках) заздалегідь оформляється дозвіл на проведення розкопок і виконується розмітка кабельної траси. При перетині кабельною трасою інших підземних комунікацій виконуються узгодження майбутніх перетинів з організаціями, що експлуатують ці комунікації. При відкритому прокладенні кабелю перевіряються кабельні споруди, виробничі приміщення і встановлені в них опорні конструкції для кабелів.

Перед монтажем оглядається кабель на барабанах. Не повинно бути зовнішніх механічних ушкоджень, обидва кінці кабелю на барабані мають бути герметично закладені. За результатами огляду кабелю складається відповідний акт.

Прокладення кабелів в земляній траншеї.

Прокладення КЛ в земляній траншеї є одним з найбільш поширених, простих і економічних способів прокладення. Глибина заставляння КЛ від планувальної відмітки має бути не менше 0,7 м для кабелів напругою до 20 кВ і не менше 1 м для кабелів напругою 35 кВ. При перетині вулиць і площ глибина заставляння КЛ має бути не менше 1 м незалежно від напруги.

При прокладенні кабелю в землі заздалегідь виявляються місця на трасі, що містять речовини, які руйнівні діють на металеві покриття і оболонку кабелю (солончаки, вапно, насипний ґрунт, що містить шлак або будівельне сміття).

Для риття траншей використовуються траншейні або звичайні екскаватори. Кабелі, що укладаються в траншеї, повинні мати знизу ту, що підсипає, а згори засипку шаром дрібної землі, що не містить каменів, будівельного сміття і шлаку. Це необхідно для унеможливлення механічного ушкодження кабелю при тиску на нього ґрунту після засипки траншеї.

Однією з операцій, що виконуються при монтажі кабелю, є його розкочування. Спосіб розкочування кабелю залежить від складності траси.

При розкочуванні кабелю за допомогою тягового механізму слід вживати заходи по його захисту від механічних ушкоджень. Натяг ЗПЕ кабелів і кабелів з алюмінієвою оболонкою виконується за оболонку або за жили. Натяг кабелів зі свинцевою оболонкою допускається тільки за жили.

Тяговий механізм має бути оснащений пристроєм (динамометром), реєструючий зусилля натягу. Зусилля натягу ЗПЕ кабелів не повинні перевищувати наступних значень: $50 \cdot S$ Н/мм - для мідної жили і $30 \cdot S$ Н/мм - для алюмінієвої жили, де S - загальний переріз жил кабелю.

Кабелі в траншеї укладаються в один ряд. Відстань по горизонталі між сусідніми кабелями $d > 100$ мм і $d > 250$ мм для кабелів напругою до 10 і 20-35 кВ відповідно. Кабелі в траншеї укладаються «змійкою», що забезпечує запас довжини кабелю 1...2% для зменшення розтягуючих зусиль при можливих зміщеннях ґрунту і температурних змінах довжини кабелю.

При прокладенні кабелів у кінців, призначених для наступного з'єднання, залишається запас не менше 2 м, необхідний для монтажу сполучної муфти і укладання дуг компенсаторів, що оберігають муфту від пошкодження при можливих зміщеннях ґрунту і температурних деформаціях кабелю, а також для забезпечення можливості повторного монтажу муфти у разі її ушкодження при експлуатації. Укласти запас кабелю у вигляді кілець не допускається.

При зміні напрямку траси кабелі згинаються. Щоб уникнути порушення цілісності ізоляції жил і оболонок кабелю встановлюються гранично допустимі радіуси вигину. Для кабелів з паперовою ізоляцією на напругу до 35 кВ в алюмінієвій і свинцевій оболонці радіуси вигину мають бути відповідно не менше $25D$ і $15D$; для кабелів з гумовою, пластмасовою і СПЕ-ізоляцією - не менше $15D$, де D - зовнішній діаметр кабелю.

Вище за верхню засипку, виконану з дрібної землі, укладається шар червоної цеглини (КЛ напругою до 35 кВ) або залізобетонні плити (КЛ напругою 35 кВ), що служать для захисту кабелів від механічних ушкоджень при проведенні землерийних робіт. Перед засипкою траншеї ізоляція КЛ випробовується підвищеною напругою. Пластмасові захисні оболонки кабелів випробовуються напругою 10 кВ.

Перетини КЛ автомобільних і залізних доріг виконуються, як правило, прихованим способом (без риття траншеї) за допомогою пневмобійника.

Після завершення усіх робіт по прокладенню КЛ виконується креслення траси з прив'язкою до постійних орієнтирів на місцевості.

Прокладення кабелів у блоках.

Блок є заглиблюваною в землю конструкцією, виконаною з труб різного матеріалу або залізобетонних панелей. Стики труб і панелей закладаються цегляною кладкою або заливаються бетоном. Глибина заставляння в землі кабельних блоків має бути не менше глибини заставляння кабелів в земляній траншеї, вважаючи від верхнього кабелю у блоці. При

прокладенні кабелів у блоках через певні відстані споруджуються кабельні колодязі, в яких здійснюється з'єднання кабелів, і через які виконується монтаж кабелів.

При прийманні блоків під монтаж кабелів перевіряється глибина заставляння блоків, їх прямолінійність, співвісна стикування труб або панелей. Блоки мають бути укладені в землю з ухилом не менше 0,2% у бік колодязів для стоку ґрунтових вод, що потрапили у блок.

Прокладення кабелів у блоках роблять, як правило, механізованим способом, по черзі зтягуючи їх в кабельні канали на ділянці між двома сусідніми колодязями. Можливе також наскрізне протягання кабелю через декілька колодязів без розрізання кабелю. Проте зусилля натягу при цьому не повинні перевищувати допустимі значення.

Під час переходу кабелів з блоків в земляну траншею місця виходу кабелів з блоків закладаються водонепроникним матеріалом.

Використання блоків збільшує вартість КЛ, погіршує умови охолодження кабелів, але забезпечує надійніший захист кабелів від механічних ушкоджень в порівнянні з прокладенням кабелів в земляній траншеї.

Прокладення кабелів в кабельних спорудах.

При прокладенні в одному напрямі великої кількості кабелів (більше 20), що характерно для енергоємних промислових підприємств, використовуються кабельні споруди: тунелі, галереї, естакади, канали.

Галереї і естакади принципово відрізняються від тунелів тим, що розташовуються над поверхнею землі на залізобетонних стійках і використовуються на виробництвах, де можливі скупчення горючих і вибухонебезпечних газів, важче за повітря, і в місцях з високою агресивністю ґрунту.

На території промислових підприємств кабелі можуть прокладатися в каналах. Плита верхнього перекриття каналу виконується знімною, масою не більше 70 кг, що забезпечує підйом цієї плити вручну і зручне обслуговування кабелів при експлуатації.

При прийманні кабельних споруд під монтаж кабелів перевіряється відповідність цих споруд проекту КЛ. У тунелях і каналах мають бути виконані заходи по запобіганню попаданню в них технологічних і ґрунтових вод: стики залізобетонних конструкцій мають бути герметизовані, підлоги - мати ухил не менше 0,5% у бік водозбірників.

Прокладення кабелів перерізом 25 мм² і більше, за винятком неброньованих кабелів у свинцевій оболонці, виконується по кабельних конструкціях (консолями), що розташовуються один від одного на відстані не більше 1 м неброньовані кабелі у свинцевій оболонці і неброньовані кабелі усіх виконань перерізом 16 мм і менш повинні прокладатися по лотках або полицях. Кабелі напругою до 1 кВ повинні розташовуватися в кабельних спорудах над кабелями напругою вище 1 кВ.

Після прокладення кабелів канали закриваються верхніми знімними плитами і засипаються шаром землі завтовшки не менше 0,3 м На захищених територіях промислових підприємств засипка кабельних каналів

землею не обов'язкова. Підземні тунелі повинні мати поверх перекриття шар землі завтовшки не менше 0,5 м.

Відкрите прокладення кабелів у виробничих приміщеннях.

Відкрите прокладення кабелів в цехах промислових підприємств виконується по опорних конструкціях, що виготовляються у виді: сталевих стійок з полицями або лотками; стійок із скобами або кронштейнами; на-стінних полиць і лотків.

Відкрите прокладення кабелів ведуть як механізованим, так і ручним способом. Важкі кабелі великої довжини прокладають за допомогою лебідки по лінійних і кутових роликах. Легкі і короткі кабелі розмотують вручну, а потім переносять і укладають на опорні конструкції.

Прокладені кабелі жорстко закріплюються скобами (хомутами) в кінцевих точках, безпосередньо у сполучних і кінцевих муфт, з обох боків на поворотах траси.

Конструкції, на які укладаються неброньовані кабелі, повинні мати виконання, що унеможливило механічного ушкодження оболонок кабелів. Усі опорні металеві конструкції мають бути електрично сполучені між собою і підключені до заземлюючого пристрою не менше чим в двох місцях.

Кабелі, що відкрито прокладаються, позначаються бирками з вказівкою марки, напруги, перерізу, номери або найменування лінії; на бирках сполучних муфт вказуються номер муфти і дата її монтажу. Бирки мають бути стійкими до дії довкілля і встановлюються на початку і кінці лінії і по її довжині через 50 м, а також на поворотах траси і в місцях проходів кабелів через перегородки і перекриття (з обох боків проходів).

Монтаж кабельних муфт.

Окінцювання кабелів з метою їх підключення до устаткування виконується за допомогою кінцевих муфт; з'єднання окремих шматків кабелів - за допомогою сполучних кабельних муфт. Кінцеві муфти встановлюються на початку і кінці КЛ.

Муфти виготовляються з різного матеріалу. Основною вимогою, що пред'являється до кабельної муфти, є надійність її роботи. Тому муфта має бути герметичною, вологостійкою, мати механічну і електричну міцність, стійкість до дії довкілля. Найбільшою мірою цим вимогам задовольняють муфти гарячої (термоусаджувальні) і холодної усадки, вживані для кабелів з будь-якою ізоляцією.

Перед монтажем муфти кінець кабелю обробляється. Операція оброблення кабелю полягає в послідовному видаленні з деяким зрушенням усіх шарів кабелю від зовнішньої захисної оболонки до фазної ізоляції струмоведучої жили. Розміри оброблення залежать від напруги, марки, перерізу жил кабелю і приводяться в довідниках і монтажних інструкціях.

Термоусаджувальні муфти. Ці муфти використовуються при будь-якому способі прокладення кабелів, надійні в експлуатації (термін служби не менше 30 років), характеризуються простотою монтажу (≈1 година для

окінцювання і ≈ 2 години для з'єднання кабелів напругою 6-10 кВ). Напруга на КЛ може подаватися відразу ж після монтажу муфти.

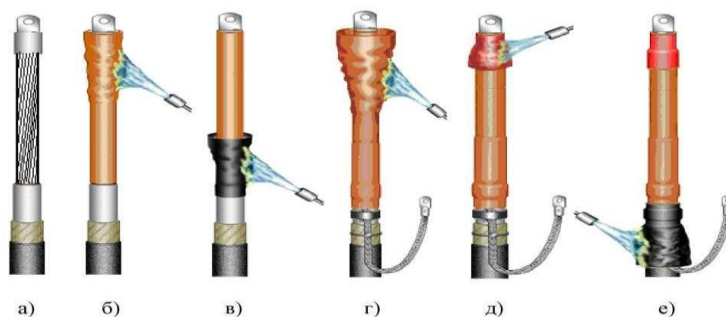
Широкий діапазон термоусадки дозволяє використовувати один типорозмір муфти для різних типів кабелів і перерізів жил, що значно скорочує складський запас муфт. Арматура термоусаджувальних муфт практично не піддається старінню і може складуватися необмежено довго.

Принцип термоусадки заснований на технології виготовлення поперечних зшитих полімерів з пластичною пам'яттю форми. У комплект термоусаджувальної муфти входять елементи (трубки, манжети, рукавички, шланги і інші), що поставляються в розтягнутому стані, що дозволяє легко їх надіти на елементи обробленого кабелю. При нагріванні пропан-бутановим пальником або будівельним феном відбувається усадка цих деталей і щільне охоплення елементів кабелю, чим створюється, герметична і механічно міцна конструкція. Температура усадки складає $120-150^{\circ}\text{C}$ і не є небезпечною для ізоляції кабелю.

Основні операції монтажу термоусаджувальної кінцевої муфти одножильного кабелю приведені на рис. 4.1.

Монтаж кінцевої термоусаджувальної муфти трижильного кабелю принципово не відрізняється від монтажу муфти однофазного кабелю. У муфтах трижильних кабелів використовуються термоусаджувальні рукавички, що надіваються на три фазні жили обробленого кабелю.

Провідник заземлення кінцевих муфт і провідник, що забезпечує безперервність кола заземлення, в сполучних муфтах монтуються за допомогою системи непаяного заземлення, що поставляється в комплекті муфти. Контактне з'єднання заземлюючого провідника з металевою оболонкою (екраном) кабелю закривається герметизуючою стрічкою, що забезпечує захист цього з'єднання від корозії.



а - оброблений кабель з наконечником; б - усадження трубки регулятора, вирівнюючої електричне поле; в - усадження жильної манжети; г - установка провідника заземлення і усадження шланга; д - усадження кінцевої манжети; е - усадження поясної манжети.

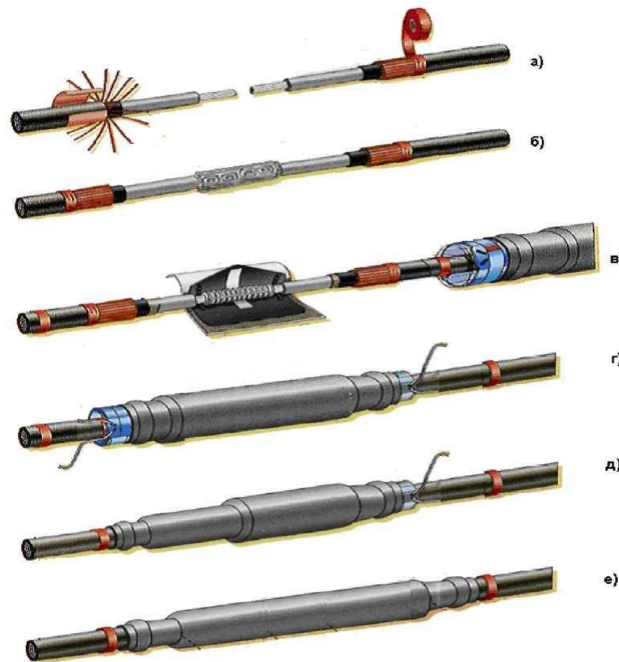
Рисунок 4.1 - Монтаж кінцевої термоусаджувальної муфти

При монтажі термоусаджуваних муфт вдається піти від таких екологічно шкідливих операцій, як пайка при монтажі свинцевих муфт, бітумне

наповнення муфт. При термоусадці відсутні екологічно небезпечні газові виділення.

Муфти холодної усадки. Ці муфти мають усі достоїнства термоусаджуваних муфт. Крім того, монтаж муфти холодної усадки не вимагає операції нагріву, що дозволяє скоротити час монтажу такої муфти приблизно в два рази в порівнянні з часом монтажу термоусаджуваної муфти.

Основні операції монтажу такої сполучної муфти показані на рис. 4.2.



а - підготовка екранів кабелів, що сполучаються; б - з'єднання жил опресуванням; в - накладення на місце контактного з'єднання жил пластини з напівпровідниковим шаром, для вирівнювання електричного поля; г - закриття муфтою місця з'єднання жил кабелів; д - витягування спіралевидного корду з того і іншого боку муфти; е - муфта, готова для подачі напруги на кабель.

Рисунок 4.2 - Монтаж сполучної муфти холодної усадки

Приймання кабельної лінії в експлуатацію.

У програму приймально-здавальних випробувань КЛ входить: перевірка цілісності жил і фазування КЛ; вимір опору ізоляції мегомметром; випробування ізоляції підвищеною напругою випрямленого струму; вимір робочої місткості жил і активних опорів жил (для КЛ напругою 20-35 кВ); вимір опорів заземлюючих пристроїв кінцевих муфт. При здачі в експлуатацію кабельних ліній мають бути оформлені і передані експлуатуючій організації: проект КЛ з комплектом робочих креслень; паспорт КЛ; старанне креслення траси з прив'язкою до постійних орієнтирів і вказівкою місць установки сполучних муфт; креслення профілю КЛ в місцях перетину з інженерними комунікаціями; акти стани кабелів на барабанах, складені при вступі кабелю на місце монтажу; кабельний журнал; інвентарний опис усіх елементів кабельної лінії; акти прихованих робіт з вказівкою перетинів

кабелів з підземними комунікаціями; акти приймання траншей, блоків і кабельних споруд під монтаж кабелів; акти на монтаж кабельних муфт; протокол виміру опору ізоляції; протокол випробування ізоляції кабельної лінії підвищеною напругою після прокладення; акти огляду кабелів, прокладених в траншеях і каналах перед закриттям; протокол прогрівання кабелів на барабанах перед прокладенням при низьких температурах.

Експлуатація КЛ.

Приймання кабельних ліній в експлуатацію.

При експлуатації силових кабельних ліній (КЛ), повинні проводитися обслуговування і ремонт, для забезпечення їх надійної роботи.

У технічну документацію, що представляється приймальною комісією, повинні входити наступні документи: технічний проект на будівництво КЛ; старанне креслення траси, погоджене із зацікавленими організаціями; акти приймання траншей, каналів, тунелів, блоків і тому подібне під монтаж кабелів; акти на приховані роботи по прокладенню труб; протоколи заводських випробувань барабанів з кабелем, а при їх відсутності - протоколи випробувань кабелів до прокладки на монтажному майданчику; протоколи огляду і перевірки ізоляції кабелів на барабанах перед прокладенням; протоколи прогрівання кабелів на барабані перед прокладенням при низьких температурах (якщо робилося прогрівання); акти огляду кабельної каналізації в траншеях і каналах перед закриттям; акти (журнали) оброблення кабельних муфт напругою вище 1 кВ (окрім сполучних епоксидних муфт); контрольнооблікові паспорти на сполучні епоксидні муфти напругою вище 1 кВ; протоколи випробування підвищеною напругою випрямленого струму силових кабелів після монтажу; протоколи виміру опору ізоляції кабелів перед включенням; схему КЛ з вказівкою заводських номерів барабанів проложених кабелів і їх довжини, послідовності укладання барабанів і нумерації сполучних муфт при прокладенні кабелів в траншеї (для кабельних ліній напругою вище 1000 В).

В результаті огляду кабельної лінії, що приймається в експлуатацію, комісія робить укладення про наявність захищеності місць можливих ушкоджень кабелів трубами, коробами та ін.; надійному закріпленні в кінцевих пунктах, в місцях вигинів, у сполучних муфт, воронок і тому подібне; відсутності зовнішнього покриття з пожежонебезпечної кабельної пряжі у кабелів, прокладених в трубах, тунелях, колекторах, каналах і виробничих приміщеннях; наявності на проложених кабелях бирок з вказівкою марки, напруги, перерізу і довжини кабелів. На бирках муфт і закладень, крім того, мають бути вказана дата і прізвище кабельника, що робить роботи. Перед прийманням кабелів в експлуатацію вони проходять випробування в відповідності з ПУЕ і встановленими нормами.

Експлуатація кабельних ліній.

При експлуатації кабельних ліній необхідно вести нагляд і контроль за їх трасами і навантаженням.

Усі змонтовані кабелі повинні мати маркування (бирки) стандартної форми : круглої - для силових кабелів високої напруги; прямокутною - для силових кабелів до 1 кВ, трикутною - для контрольних кабелів. Для кабелів, прокладених в землі і будівлях, застосовують бирки з пластмаси, що прив'язуються до кабелю оцинкованим дротом. Написи на пластмасових бирках виконують незмивними фарбами, на металевих набивають букви і цифри. Бирки на кабелях, прокладених в землі, встановлюють через кожні 100 м траси і обмотують двома-трьома шарами смільної стрічки.

Кабельні траси маркують розпізнавальними знаками (пiketами), що встановлюються у вигляді стовпчиків з бетону. Допускаються розпізнавальні знаки у вигляді написів на стінах постійних будівлях.

Необхідно стежити, щоб кабельна лінія (траса), тунелі, колектори і аналогічні кабельні будівлі утримувалась в чистоті, близько біля них не було непотрібних предметів, що заважають проведенню робіт по ліквідації аварій і ремонту кабелів, прокладених в землі.

При експлуатації кабелів стежать за їх номінальним навантаженням. Систематичні перевантаження кабелів призводять до погіршення стану ізоляції і скорочують термін їх служби. Тому при експлуатації кабельних ліній періодично контролюють відповідність навантаження проекту. Навантаження кабелів контролюють в терміни, визначувані головним енергетиком підприємства, але не менше 2 раз на рік.

Для кабелів напругою до 10 кВ допускаються перевантаження 15-30% тільки на час ліквідації аварій, але не більше ніж на 5 діб. Перевантаження допускаються тільки у тому випадку, якщо в період, що передуює аварії, максимальне навантаження кабелю не перевищує 80% допустимим.

При прокладенні кабелів в ґрунті, агресивному по відношенню до їх металевих оболонок (болота, солончаки, насипний ґрунт з шлаком і будівельним матеріалом), виникає ґрунтова корозія свинцевих оболонок, що призводить до їх руйнування. У цих випадках перевіряють корозійну активність ґрунту відносно свинцевої оболонки кабелів. Перевірку здійснюють, порівнюючи фактичне питомий електричний опір і дані аналізу проб ґрунту і води з відповідними значеннями, що допускаються, приведеними в Правилах захисту підземних металевих споруд від корозії.

Огляд кабельних ліній.

Перед обслуговуванням кабельних ліній періодично проводять їх огляди з метою візуального виявлення несправностей і дефектів.

КЛ на напругу до 35 кВ, прокладені відкрито, повинні оглядатися не рідше за 1 раз в 6 місяців; прокладені в землі - не рідше за 1 раз в 3 місяці. Не рідше за 1 раз в 6 місяців вибіркові огляди КЛ повинні проводитися адміністративно-технічним персоналом. Позачергові огляди КЛ повинні проводитися в період паводків і після зливових дощів, коли можливі зрушення ґрунту і попадання ґрунтових вод в підземні кабельні споруди, а також після відключення КЛ релейним захистом.

При оглядах трас КЛ, прокладених в землі, перевіряється наявність знаків прив'язки лінії до постійних орієнтирів (чи пікетів на незабудованій території), що означають трасу. На трасі КЛ не має бути спучення або просідання ґрунту, не повинно робитися яких-небудь робіт, розкопок, складування будівельних матеріалів, звалищ сміття.

Правилами охорони електричних мереж для КЛ, прокладеною в землі, встановлюється охоронна зона у розмірі 1 м з кожного боку від крайніх кабелів. Будь-які роботи в охоронній зоні КЛ повинні виконуватися з дозволу і під спостереженням організації, експлуатуючою КЛ.

У місцях виходу кабелю із землі, наприклад на стіну будівлі або опору ВЛ, має бути захист кабелю від механічних ушкоджень.

Огляди КЛ, прокладених в кабельних спорудах (тунелях, естакадах і інших), повинні проводити дві людини. В першу чергу перевіряється за допомогою газоаналізатора відсутність в кабельних спорудженнях газів, стан освітлення і вентиляції. Перевіряється загальний стан кабельних споруд, наявність засобів пожежогасінні, відсутність сторонніх предметів. Усі металеві конструкції кабельних споруд мають бути покриті негорючим антикорозійним складом.

Кабельні тунелі мають бути обладнані засобами для відведення зливових і ґрунтових вод. Ці засоби повинні знаходитися в справному стані. По температурі усередині кабельних споруд побічно контролюється тепловий режим кабелів. Температура повітря усередині споруд повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря не більше ніж на 10°C.

На відкрито прокладених кабелях мають бути стійкі до дії довші бирки, що прикріплюються на початку і кінці кабелю і через 50 м. На цих бирках вказуються : марка і переріз кабелю, напруга, номер або інше умовне позначення лінії. На бирках муфт мають бути відмічений номер муфти і дата її монтажу.

Перевіряється стан антикорозійного покриття металевих оболонок кабелів, відстані між кабелями, стан сполучних і кінцевих кабельних муфт, відсутність слідів витікання масла або кабельної мастики.

Усі помічені при оглядах дефекти і несправності КЛ заносяться в листок огляду. Ці дефекти і несправності залежно від їх характеру усуваються при поточному технічному обслуговуванні. Ушкодження аварійного характеру мають бути усунені негайно.

Профілактичні виміри і випробування.

Особлива увага при технічному обслуговуванні КЛ приділяється кабельній ізоляції. Одним із засобів контролю стану ізоляції є вимір її опору, що виконується мегомметром. Відлік величини опору ізоляції здійснюється приблизно через 1 хвилину після початку процесу виміру. Опір ізоляції кабелів на напругу до 1 кВ повинно бути не менше 0,5 МОм. Опір ізоляції кабелів на напругу вище 1 кВ не нормується.

При проведенні випробувань підвищеною напругою вимірюються струми витoku і їх несиметрія по фазах. Ізоляція кабелю вважається

задовільною, якщо не сталося її пробою, а струми витоку і коефіцієнт несиметрії цих струмів по фазах не перевищили нормованих значень.

Способи визначення місць пошкодження КЛ.

В умовах експлуатації КЛ можливі такі пошкодження: замикання між собою двох або трьох жил без замикання або з замиканням їх на землю (оболонку); замикання однієї жили на землю; обрив однієї або кількох жил без замикання на землю; обрив однієї або кількох жил без замикання або із замиканням на землю.

Можливі також пошкодження типу запливаючого пробою, при якому кабель веде себе як непошкоджений, але пробивається при повторному випробуванні високою напругою.

Методи і прилади для визначення місця пошкодження в кабелях можна розділити на два види: відносні і абсолютні. При відносному методі всі результати вимірювань параметрів кабельної лінії дозволяють визначити тільки зону пошкодження (ділянку лінії), а при абсолютному методі визначають точне місце пошкодження. До відносних методів відносять: імпульсний, петльовий, коливального розряду і ємнісний, а до абсолютних - індукційний та акустичний.

Імпульсний метод ґрунтується на вимірюванні часу проходження короткочасного імпульсу, який посиляють у пошкоджену лінію від місця вимірювання до місця пошкодження (де імпульс відбивається) і назад.

Петльовий метод застосовується для визначення відстані до місця замикання жили на оболонку в силових кабельних лініях при наявності однієї непошкодженої жили. Метод може застосовуватися при значенні перехідного опору в місці пошкодження до 5 кОм. Метод ґрунтується на принципі вимірювального моста постійного струму.

Метод коливального розряду застосовується для визначення відстані до місця пошкодження у силових кабельних лініях при замиканнях, які носять характер "запливаючого" пробою. Суть методу полягає у вимірюванні періоду (напівперіоду) вільних коливань, які виникають у зарядженій кабельній лінії при пробіі ізоляції в місці пошкодження.

Ємнісний метод застосовується для визначення відстані до місця пошкодження при обриві жил кабелю в з'єднувальних муфтах при опорі ізоляції пошкодженої жили не меншому ніж 5 Ом. Метод ґрунтується на вимірюванні ємності обірваної ділянки, яка пропорційна довжині кабелю до місця пошкодження. Ємність можна визначати як на постійному струмі, так і на змінному.

Індукційний метод застосовується для безпосереднього пошуку місць пошкодження на трасі кабельної лінії при невеликих перехідних опорах (не більше ніж 20-50 Ом). Використовуючи цей метод, можна визначати трасу і глибину закладання кабелю. Суть методу полягає в пропусканні по кабелю струму 15-20А звукової частоти і фіксації характеру зміни електромагнітного поля над кабелем за допомогою приймального пристрою.

Акустичний метод полягає у створенні в місці пошкодження потужних електричних розрядів і фіксації на поверхні землі звукових коливань за допомогою чутливих приймальних пристроїв.

Ремонт кабельних ліній.

КЛ ремонтуються при їх ушкодженнях, наприклад при пробіі ізоляції кабелю, а основною операцією при ремонті КЛ є установки нової або заміна існуючої кабельної муфти.

При ушкодженні кабелю обслуговуючий персонал повинен відшукати місце ушкодження, а при прокладенні кабелю в земляній траншеї - розкопати ділянку траншеї в цьому місці. Розкопки повинні вестися обережно, а при глибині більше 0,4 м - тільки лопатами.

Об'єм робіт при поточних і капітальних ремонтах КЛ визначається за результатами попередніх оглядів, випробувань і вимірів. Для планування ремонтів КЛ ведеться наступна експлуатаційно-технічна документація: паспорти КЛ; листки оглядів; кабельний журнал; акти прихованих робіт з вказівкою перетинів і зближення кабелів з усіма підземними комунікаціями; акти на монтаж кабельних муфт; протоколи виміру опору ізоляції; протоколи випробувань ізоляції КЛ підвищеною напругою; протоколи виміру опорів заземлюючих пристроїв; журнали несправностей КЛ; журнали обліку робіт на КЛ і інші документи.

На підставі цих документів складається багаторічний графік робіт, в якому вказується перелік усіх КЛ і роки їх виводу в ремонт відповідно до технічного стану. На підставі багаторічного графіку складаються річні графіки робіт.

При капітальному ремонті КЛ виконуються наступні основні роботи: вибіркове викопування кабельних траншей з оцінкою стану кабелів і муфт; повне розкриття кабельних каналів з виправленням розкладки кабелів, усуненням корозії оболонок, чищенням каналів, заміною або ремонтом конструкцій для кріплення кабелів; переробка дефектних муфт; часткова або повна заміна ділянок КЛ; ремонт заземлюючих пристроїв; забарвлення металевих конструкцій в кабельних спорудах.

При закінченні ремонтних робіт проводяться випробування КЛ.

Охорона праці при експлуатації КЛ.

До ремонту кабельних ліній допускається персонал після навчання і перевірки знань по безпечних методах роботи і отримання відповідного документу. Розкопку траншей або котловану в місцях проходження кабелів ведуть вручну за допомогою лопати, дотримуючись особливої ​​обережності, починаючи з глибини 0,4 м.

Особливу небезпеку представляють роботи по монтажу кінцевих закладень і з'єднувальних муфт з застосуванням паяльних ламп, газових пальників, термітних патронів, а також роботи при зварюванні. При роботі руки захищають спецрукавичками; при зварюванні очі захищаються спецокулярами з темними стеклами.

Важлива умова забезпечення безпеки персоналу при ремонті кабелів - виконання робіт по нарядах і не менше чим двома особами. Ремонтні роботи дозволяється проводити лише після всебічного відключення ремонтного кабелю, перевірки на його кінцях відсутності напруги та вивішування в місцях, звідки може бути подана напруга на ремонтований кабель, плакатів «Не включати - працюють люди».

При ремонті кабельних ліній доводиться іноді розрізати кабель або розкривати муфту. Такі роботи можна виконувати, переконавшись заздалегідь в тому, що кабель не знаходиться під напругою. Перевірку здійснюють спеціальним проколювачем, забезпеченим ізолюючою штангою. При ремонтних роботах в кабельних спорудах (колекторах, тунелях, каналах і т. п.), а також при земляних роботах по розкопці кабельних трас в цих місцях може виникнути газ. Тому до початку робіт, користуючись спеціальним приладом, встановлюють відсутність шкідливих для дихання газів. При їх виявленні робітники не допускаються до робіт, поки газ не буде усунений.

Висновки

1. Монтаж силових та розподільчих кабельних мереж є складним технологічним процесом, що включає підготовчі роботи, прокладання кабелів різними способами (в траншеях, блоках, спорудах, відкрито), монтаж муфт та проведення приймально-здавальних випробувань.

2. Надійність кабельної лінії значною мірою залежить від дотримання нормативних вимог: глибини закладання, допустимих радіусів вигину, зусиль натягу, відстаней між кабелями, правильного маркування та заземлення.

3. Сучасні термоусаджувальні та муфти холодної усадки забезпечують високу герметичність, електричну та механічну міцність з'єднань, скорочують час монтажу та підвищують екологічну безпеку робіт.

4. Приймання кабельної лінії в експлуатацію передбачає комплекс вимірювань і випробувань (опір ізоляції, випробування підвищеною напругою, фазування, перевірка заземлення), а також оформлення повного комплексу технічної документації.

5. Під час експлуатації КЛ здійснюється регулярний контроль навантаження, огляди трас, профілактичні вимірювання та діагностика можливих пошкоджень із застосуванням відносних та абсолютних методів пошуку місця аварії.

6. Безпечне виконання монтажних та ремонтних робіт забезпечується суворим дотриманням вимог охорони праці, роботою за нарядом та обов'язковим відключенням і перевіркою відсутності напруги.

Контрольні питання

1. Які основні способи прокладання силових кабелів застосовуються в промислових умовах?

2. Які підготовчі роботи виконуються перед прокладанням кабельної лінії?

3. Які нормативні вимоги до глибини закладання кабелів у траншеях?
4. Чому кабель у траншеї укладається «змійкою»?
5. Які допустимі радіуси вигину кабелів залежно від типу ізоляції?
6. Які вимоги висуваються до зусиль натягу під час механізованого прокладання?
7. У чому особливості прокладання кабелів у блоках та кабельних спорудах?
8. Які вимоги до маркування кабельних ліній?
9. Які основні типи кабельних муфт застосовуються та в чому їх переваги?
10. Які операції входять до монтажу термоусаджувальної муфти?
11. Які випробування проводяться перед введенням КЛ в експлуатацію?
12. Які документи передаються експлуатуючій організації після завершення монтажу?
13. Які види пошкоджень кабельних ліній можливі в процесі експлуатації?
14. Які відносні методи визначення місця пошкодження кабелю ви знаєте?
15. У чому суть індукційного та акустичного методів пошуку пошкоджень?
16. Які вимоги до оглядів кабельних ліній?
17. Які допустимі перевантаження кабелів напругою до 10 кВ?
18. Які основні роботи виконуються при капітальному ремонті КЛ?
19. Які заходи охорони праці необхідно дотримуватися при ремонті КЛ?
20. Чому особливо небезпечними є роботи з монтажу муфт із застосуванням нагріву?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.
2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.
3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.

ТЕМА 5. МОНТАЖ НИЗЬКОВОЛЬТНОЇ АПАРАТУРИ ТА КОМУТАЦІЙНИХ ПРИСТРОЇВ

Установлення автоматичних вимикачів, контакторів, реле, клемних блоків. Особливості монтажу щитових систем. Компонування обладнання в шафах керування. Підключення та перевірка функціональності. Висновки.

Монтаж та експлуатація розподільних пристроїв.

Етапи монтажу комплектних розподільних пристроїв. Монтаж комплектних РП виконується в два етапи.

На першому етапі в ході виконання загально-будівельних робіт влаштовуються передбачені будівельними кресленнями отвори, ніші, кабельні канали, встановлюються заставні деталі і опорні конструкції під устаткування, виконується монтаж заземляючого пристрою і мережі загального освітлення. Поверхні усіх опорних металевих конструкцій для установки устаткування мають бути вивірені по горизонталі. Стики цих конструкцій зварюються за допомогою накладок із смугової сталі для забезпечення безперервності кола заземлення.

На другому етапі на опорні конструкції встановлюються комплектні осередки РП, виконуються з'єднання збірних шин, перевіряється збіг роз'єднуючих контактів первинних і вторинних кіл і заземлюючих контактів шляхом повільного укочування візків в робоче положення.

Монтаж комутаційних апаратів.

Комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі) поставляються на монтажний майданчик в зібраному виді з комплектом металоконструкцій, що дозволяють робити монтаж апаратів, виключаючи зварювальні роботи.

Вимикачі і роз'єднувачі встановлюються на опорні конструкції (фундамент). Вивіряється вертикальність і горизонтальність установки апарату. На опорну конструкцію встановлюється привід, перевіряється і регулюється спільна робота приводу і комутаційного апарату.

До апаратних затисків полюсів підводиться ошиновка. Монтаж ошиновки виконується так, щоб в елементах вимикача і роз'єднувача не виникала механічна напруга від, пружинячої дії шин, температурних змін їх довжини. Металеві частини апаратів, що нормально не знаходяться під напругою, під'єднуються до заземлюючого пристрою.

Особлива увага при монтажі роз'єднувача приділяється роботі контактної системи. Осі контактів кожного полюса повинні співпадати; полюси роз'єднувача повинні замикатися і розмикатися одночасно; контактний тиск повинен відповідати заводським нормам.

Роз'єднувачі виконуються, як правило, із заземлюючими ножами. Тому при монтажі перевіряється робота блокувань від неправильних операцій з головними і заземлюючими ножами роз'єднувача: при включених головних ножах блокування не повинне дозволяти включення

заземлюючих ножів; при включених заземлюючих ножах блокування не повинне дозволяти включення головних ножів роз'єднувача.

Вимірювальні трансформатори, апарати захисту від перенапружень, конденсаторні установки.

Перед монтажем вимірювальних трансформаторів проводиться їх огляд. Перевіряється цілісність ізоляції, справність швів арміровки, рівень масла в маслonaповнених трансформаторах, його електрична міцність, вимірюються характеристики ізоляції обмоток.

При монтажі вимірювальних трансформаторів має бути забезпечена вертикальність і горизонтальність їх установки на опорній конструкції. В період монтажу вимірювальних трансформаторів напруги їх первинні і вторинні обмотки з метою безпеки закорочуються, оскільки випадкові дотики обмоток з тимчасовими дротами освітлення, зварювання, вимірів можуть викликати трансформацію напруги, небезпечної для життя. Усі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів заземляються з метою безпечного обслуговування вторинних кіл при експлуатації.

Перед монтажем розрядників і обмежувачів перенапружень оглядається їх фарфорова покришка, в якій не повинно бути тріщин і сколов, перевіряється стан швів арміровки і положення герметизуючих прокладень. Легке струшування або похитування апарату не повинні викликати внутрішнього шуму або побрязкування.

При монтажі конденсаторних установок має бути забезпечена горизонтальна установка каркасів і вертикальна установка конденсаторів. Відстань між дном конденсаторів нижнього ярусу і підлогою приміщення має бути не менше 100 мм. Струмоведачі шини і заземляючі провідники повинні монтуватися так, щоб забезпечити зручність зміни будь-якого конденсатора під час експлуатації. Ошиновка не повинна створювати зусиль, що вигинають, у вивідних ізоляторах конденсаторів.

Шини розподільних пристроїв.

Шини розподільних пристроїв (РП) виконуються гнучкими і жорсткими. В якості провідникового матеріалу використовується, як правило, алюміній. Гнучкі шини є сталеоалюмінієві провoda, що підвішуються до опорних конструкцій (порталам) за допомогою гірлянд підвісних ізоляторів.

Шинотримачі при змінному струмі більше 600 А не повинні створювати замкнутого магнітного контура навколо шини. Для цього одна з накладок або один із стяжних болтів мають бути виконані з немагнітного матеріалу.

При монтажі жорстких шин часто виникає необхідність їх вигину. Для найбільш поширених плоских шин прямокутного перерізу радіус вигину шини на площину має бути не менш подвійної товщини шини, при вигині на ребро - не менш подвійної ширини шини.

Жорсткі шини сполучають між собою зварюванням або болтовим контактним з'єднанням. Зварні з'єднання, виконуються, як правило,

напіваавтоматичним зварюванням на постійному струмі в середовищі аргону. При монтажі болтових з'єднань в шинах, що сполучаються, за допомогою шаблону розмічаються, а потім свердляться отвори. Діаметр отворів має бути більше діаметру болтів на 1...2 мм. Контактні поверхні обробляються на спеціальних верстатах або напилком і покриваються шаром нейтрального мастила.

При затягуванні болтових з'єднань шин застосовуються засоби стабілізації тиску, наприклад тарілчасті пружини (шайби). Затягування болтових з'єднань здійснюється в два прийоми:

- затягування до повного стискування тарілчастої пружини; - послаблення затягування приблизне на чверть обороту.

Гнучкі шини не повинні мати перекручувань, розплеток, проводів, що лопнули. Стріли провисання не повинні відрізнятися від проектних більш ніж на $\pm 5\%$. З'єднання між суміжними апаратами мають бути виконані одним відрізком шини (без розрізання). Приєднання відгалужень в шинному прольоті має бути виконане без розрізання гнучкої шини.

Монтаж ізоляторів.

Опорні і прохідні ізолятори призначені для електричної ізоляції струмомоведучих частин один від одного і від землі, а також для кріплення шин до стін, конструкцій і т.п.

До початку монтажу ретельно оглядають ізолятори, перевіряють міцність армування, стан фарфору, відсутність відбитих країв і сколов; поверхню ізолятора очищають, а в прохідних ізоляторах, крім того, поверхню струмомоведучого стержня або шини зачищають і змащують технічним вазеліном. Опорні ізолятори спочатку встановлюють в крайніх точках лінії шин; між цими ізоляторами натягують шнур (чи проволікатиму), а потім по шнуру встановлюють і вирівнюють по висоті усі ізолятори, підкладаючи у разі потреби під їх підстави толь або картон, а при установці на металевих конструкціях — листову сталь. Прокладення не повинні виступати на фланці ізоляторів. Фланці ізоляторів не мають бути «втоплені» в перегородках або стінах. При подачі на місце монтажу і ізолятори піднімають за фланець, а не за ковпачки. Після установки ізоляторів перевіряють і регулюють їх положення у вертикальній, горизонтальній і похилій площинах. Ковпачки повинні знаходитися в одній площині (щоб уникнути додаткової напруги від закріплюваних на ізоляторах шин), відхилення $\pm$, що допускається, 2 мм. Осі що усіх стоять у ряді опорних або прохідних ізоляторів не повинні відхилятися убік більш ніж на 5 мм. Положення ковпачків ізоляторів можна вивірити за допомогою рейки завдовжки 3-4 м.

Технологія монтажу вторинних кіл.

Вторинні кола з ізольованих проводів при прокладенні по панелях об'єднують в потоки, які розташовують горизонтально або вертикально. Допустимі відхилення від горизонталі і вертикалі складають 6 мм на 1 м

довжини. При формуванні шляхів проводів уникають перехрещення. Відгалуження від шляху виконують переважно під прямим кутом.

Потоки мають в розпорядженні прямі і рівні щільні ряди: в кожному ряду не більше 10-15 проводів. Довгі проводи розташовують в нижньому ряду, короткі - у верхньому.

Переходи шляхів проводів з панелі на панель виконують гнучкими плоскими або джгутовими компенсаторами. Пучки проводів, працюючих на скручування, захищають металорукавом або полівінілхлоридною трубою. Місця виходу проводів обмотують стрічкою.

У вторинних колах в якості провідників використовують мідні проводи площею перерізи не менше 1,5 мм. Допускають застосування мідних жил площею перерізи 1 мм² для невідповідальних вторинних кіл електроустановках напругою до 1000 В.

При використанні в колах автоматики і телемеханіки кабелів зв'язку їх кінці обробляють.

Бандажування пучків жил кабелів проводять натертими парафіном нитками діаметром близько 0,5 мм. Крок в'язки бандажем приблизно дорівнює двом діаметрам його пучка. Замість ниток застосовують пластмасові або металеві (покриті пластмасою) поясочки, що встановлюються через 300-500 мм.

Жили проводів і кабелей прокладають з достатнім запасом по довжині, щоб у разі обриву кінці жил можна було знову приєднати до затиску або контакту апарату.

Провідники маркують на обох кінцях - у набірних затискачів і у затискачів апаратів і застосуванням спеціальних кінцевиків, манжет, трубок.

Одинопровідні проводи окінцьовують кільцем або прямою ділянкою проводи, багатопровідні - наконечником. До затиску з кожного боку можна приєднувати не більше двох жил.

Ділянки кіл, розділені контактами апаратів, обмотками реле і іншими елементами, повинні мати різне маркування. Ділянки кола, що проходять через роз'ємні, розбірні або нерозбірні контактні з'єднання, повинні мати однакову маркування. Для відмінності ділянок кола допускається додавати до маркування послідовні числа або позначення пристроїв (агрегатів), відділяючи їх знаком дефіс.

Для знаходження серед багатьох провідників, прокладених потоком, одного з них по доступних кінцях, віддалених один від одного і не приєднаних до яких-небудь інших кіл, використовують спосіб «прозвонки». Походження терміну «прозвонка» пояснюється тим, що спочатку в якості сигналу про знаходження кола застосовували електричні дзвінки — зумери.

Заземляючі пристрої.

Монтаж заземлюючих пристроїв (ЗП) складається з наступних операцій: підготовки земляної траншеї; установки заземлювачів (вертикальних і горизонтальних) і з'єднання їх між собою; прокладення заземлюючих

провідників; з'єднань заземлюючих провідників із заземлювачами і частинами устаткування, що заземляються.

В якості заземлювачів використовуються в першу чергу природні заземлювачі: залізобетонні фундаменти будівель і споруд, металеві труби водопроводу, металеві оболонки броньованих кабелів, прокладених в землі.

При недостатньому опорі природних заземлювачів встановлюють штучні заземлювачі. З цією метою по периметру об'єкту (підстанції) риється траншея завглибшки 0,7...0,8 м. В дно траншеї заглиблюються вертикальні заземлювачі (електроди) завдовжки 3,5 м, в якості яких використовується сталевий прокат: круглий діаметром не менше 16 мм; трубний діаметром не менше 32 мм; кутовий перерізом не менше 100 мм.

Заглиблення електродів в ґрунт виконується ударним способом, втискуванням або укручуванням. Для укручування застосовується електрозаглиблювач - дриль з редуктором, що знижує частоту обертання нижче 100 об/хв і відповідно до тих, що збільшують момент, що обертає, на вкручуваному електроді. Нижньому кінцю електродів надається форми бура.

Після заглиблення в ґрунт верхні кінці електродів, виступаючі на 150...200 мм над дном траншеї, з'єднуються між собою горизонтальними заземлювачами. В якості горизонтальних заземлювачів використовується, як правило, смугова сталь перерізом не менше 100 мм або сталевий дріт діаметром не менше 10 мм.

У відкритих РП додатково прокладаються подовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі, об'єднані між собою в заземлюючу сітку. Це необхідно для вирівнювання електричного потенціалу на території РП при стіканні із ЗП струму замикання на землю.

Приєднання заземлюючих провідників до заземлювача виконується зварюванням, а до металевих частин устаткування, як правило, за допомогою болтового з'єднання. Місця зварювання покривають бітумним лаком.

Після закінчення монтажу ЗП складається акт прихованих робіт з вказівкою прив'язки ЗП до стаціонарних орієнтирів. Траншея засипається ґрунтом і трамбується.

Заземлення устаткування, що знаходиться усередині будівель, виконується приєднанням цього устаткування за допомогою заземлюючих провідників до заземлюючої шини. Ця шина, має бути сполучена із зовнішнім контуром заземлення не менше чим двома заземлюючими провідниками в різних точках.

Заземлююча шина кріпиться безпосередньо до стін будівель і споруд за допомогою дюбелів і будівельно-монтажного пістолета. Кріплення виконується на висоті 0,4...0,6 м від рівня підлоги через кожні 1,5 м.

Після монтажу усі відкрито прокладені елементи ЗП забарвлюються подовжніми або поперечними смугами жовтого і зеленого кольору, що чергуються.

Випробування комплектних розподільних пристроїв.

Випробування вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів, розрядників і іншого устаткування РУ робляться по нормах.

У візків викочувань виконується перевірка механізму доведення і блокування в робітнику і випробувальному положеннях. При спробі виведення візка із закріпленого положення з включеним вимикачем останній повинен відключатися. Відключення вимикача повинне відбуватися раніше переміщення візка, що викликає розмикання первинних роз'єднуючих контактів.

Перевіряється дія захисних шторок, що забезпечують безпеку при виробництві ремонтних робіт. Ця перевірка робиться висуненням візка в ремонтне положення. При цьому шторки під дією власної маси повинні закривати вікна. При укочуванні візка шторки повинні автоматично підніматися, відкриваючи вікна для проходу рухливих контактів первинного кола.

Перевірка роботи механічних блокувань робиться багатократним (чотири-п'ять разів) укочуванням візка. При цьому не повинно бути перекосів і заїдань. Тиск ламелей роз'єднуючих контактів первинних кіл повинно бути в межах 10...15 кг.

Вимірюються перехідні опори первинних роз'єднуючих контактів, болтових контактних з'єднань збірних шин, роз'єднуючих контактів вторинних кіл, зв'язку заземлення візка викочування з корпусом. Виміри проводяться подвійним мостом, мікроомметром або методом амперметра-вольтметра.

Перехідний опір первинних контактів R_n не повинен перевищувати значень, вказаних в таблиці. 5.1.

Таблиця 5.1 - Перехідний опір первинних контактів

I, A	400	600	1000	1600	2000
R_n , мкОм	75	60	50	40	33

Перехідний опір контактів збірних шин не повинен перевищувати більш ніж в 1,2 разу опору цілої ділянки шини такої ж довжини. Перехідний опір роз'єднуючих контактів вторинних кіл має бути не більше 4000 мкОм. Перехідний опір зв'язку заземлення візка викочування з корпусом не повинен перевищувати 100 мкОм.

Опір ізоляції первинних кіл, виміряний мегомметром на напругу 2500 В, має бути не нижче 100 МОм. Опори ізоляції вторинних кіл, виміряне мегомметром на напругу 500-1000 В, повинно бути не нижче 0,5 МОм.

Випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції первинних кіл проводиться до приєднання силових кабелів. Усі візки мають бути встановлені в робоче положення, вимикачі - включені. Візки з трансформаторами напруги мають бути викочені. Тривалість додатка випробувальної напруги складає 1 хв. Величина випробувальної напруги для керамічної ізоляції РП-10(6) кВ складає 42 (32) кВ; для твердої органічної ізоляції - 37,8 (28,8) кВ.

Експлуатація розподільчих пристроїв (РП) напругою понад 1000В.

Найбільш складною і відповідальною ланкою будь-якої підстанції є розподільний пристрій РП (РУ), за допомогою якого забезпечують споживачів електроенергією. Він складається з апаратів (комутаційних, вимірювальних, захисних), які пов'язані між собою збірними шинами і об'єднані вторинними колами в комплекс. Склад такого комплексу залежить від призначення пристрою, місця, яке займає в електричній системі, напруги, потужності і кількості кіл.

Огляди РП і випробовування.

Огляди розподільних пристроїв (РП) проводяться з наступною періодичністю: на об'єктах з постійним чергуванням персоналу - не рідше за 1 раз в добу і не рідше за 1 раз в місяць в темний час доби для виявлення розрядів і коронування; на об'єктах без постійного чергування персоналу - не рідше за 1 раз в місяць.

При оглядах РУ перевіряють: рівень масла, його температуру і відсутність течі в маслоснаповненому устаткуванні; стан контактних з'єднань ошиновки; стан ізоляції (забрудненість, наявність тріщин, сколовши слідів випадання роси); відповідність показчиків положення комутаційних апаратів їх дійсному положенню; стан відкрито прокладених провідників заземляючого пристрою; дія пристроїв підігрівання устаткування в холодну пору року; наявність засобів пожежогасіння, переносних заземлень і інших захисних засобів, медичної аптечки першої допомоги.

При оглядах закритих РП додатково перевіряють: стан приміщення, опалювання, вентиляції, освітлення, стан покрівлі або міжповерхових перекриттів, наявність і справність дверей і замків. У електричних РП додатково перевіряють вологість і тиск електричного газу в устаткуванні, концентрацію електричного газу в приміщенні закритих РУ.

Помічені при оглядах дефекти і несправності мають бути усунені при найближчому ремонті, дефекти аварійного характеру повинні усуватися в найкоротші терміни.

При експлуатації РП виконують наступні загальні для усього устаткування профілактичні виміри і випробування : вимір опору основної ізоляції устаткування (ізоляції первинних кіл) мегаомметром на 2500 В, опір ізоляції 300 МОм при номінальній напрузі до 10 кВ, опір ізоляції 1000 МОм при напрузі 20...150 кВ, опір ізоляції 3000 МОм при напрузі 220 кВ; вимір опору ізоляції вторинних кіл мегаомметром на 1000 В, цей опір має бути не менше 1 МОм; випробування основної ізоляції устаткування підвищеною напругою впродовж 1 хв.

Шини розподільних пристроїв.

При огляді шин розподільних пристроїв візуально оцінюється стан ізоляторів - відсутність тріщин, сколовши, міра забруднення.

Безпосередньо у шин головна увага приділяється контактним з'єднанням, які виконуються розбірними (болтовими) і нерозбірними (зварними).

В процесі експлуатації болтового контактного з'єднання його перехідний опір зростає внаслідок окислення поверхонь зіткнення і послаблення контактної тиску під впливом докілья, механічних навантажень, струмів навантаження і коротких замикань. При зростанні перехідного опору температура контактного з'єднання збільшується, окислювальні процеси прискорюються, викликаючи ще більше збільшення перехідного опору. Зрештою відбувається вигорання контактного з'єднання.

Стан контактної з'єднання може визначатися візуально. Потемніння поверхні, іскріння, випар вологи при дощі і снігу вказують на підвищену температуру контактної з'єднання.

Точніший стан контактної з'єднання визначають шляхом виміру перехідного опору $R_{кс}$, або температури контактної з'єднання $\Theta_{кс}$. Результати вимірів порівнюють з опором $R_{ш}$ цілої ділянки шини, рівного довжині контактної з'єднання. Перехідний опір вимірюють за допомогою мікроомметрів чи подвійних мостів. Для температурного контролю контактних з'єднань застосовують термоплівки, пірометри, тепловізори і інші засоби виміру.

Нерозбірні (зварні) контактні з'єднання є надійнішими в роботі. У зварних контактних з'єднаннях шин не повинно бути тріщин, прожегов, непроварів шва більше 10% його довжини. При правильно виконаному зварюванні ці контактні з'єднання практично не потребують подальшого обслуговування.

Комутаційні апарати.

Огляди комутаційних апаратів проводяться при оглядах РП; позачергові огляди вимикачів - після відключення струму короткого замикання. При оглядах звертають увагу на нагрів і стан зовнішніх контактних з'єднань, кріплення вимикача і приводу, стан і міру забруднення ізоляції, справність кола заземлення.

У масляних вимикачів контролюються рівень масла відсутність його витоків, температура і міра забрудненості масла. У повітряних вимикачів контролюються витіки і тиск стислого повітря; у елегазових вимикачів - витіки, тиск і вологість елегазу. Слід зазначити, що масляні і повітряні вимикачі мають низьку надійність, невеликий комутаційний ресурс, пожежо-небезпечність (у масляних вимикачів), високу трудомісткість ремонту і обслуговування.

Основну увагу при оглядах роз'єднувачів звертають на стан контактів і ізоляції. Послаблення контактної тиску, окислення і забруднення контактів призводить до збільшення перехідного опору і, як наслідок, до підвищеного нагріву контактів, і навіть їх вигорання. За наявності на контактах слідів оплавлення і інших невеликих дефектів контакти зачищають і змащують тонким шаром технічного вазеліну.

При значних ушкодженнях контактів їх замінюють новими.

При включенні роз'єднувачів не повинно бути удару одного контакту про іншу - осі контактів повинні співпадати. Полюси роз'єднувача повинні замикатися і розмикатися одночасно.

Ізоляція роз'єднувачів, особливо зовнішньої установки, працює в тяжких умовах. Окрім робочої напруги і перенапружень на неї діють механічні навантаження, обумовлені роботою апарату, тяжінням ошиновки, ожеледдю. Забруднення поверхні ізоляторів роз'єднувачів збільшує вірогідність її перекриття особливо в сиру погоду. При виявленні тріщин і сколов на ізоляторах, значному руйнуванні армуючих поясів апарат слід вивести в ремонт.

Вимірювальні трансформатори.

Трансформатори струму (ТС). При оглядах перевіряється стан контактних з'єднань, стан ізоляції, заземлення вторинних обмоток, рівень і відсутність течі масла у маслонаповнених ТС.

При роботі ТС особливу увагу приділяють заземленню вторинних обмоток трансформатора і відсутності обриву вторинного кола. При експлуатації ТС виконуються наступні перевірки виміри і випробування : для оцінки стану ізоляції обмоток вимірюється її $\text{tg}\delta$; для контролю ізоляції витків вторинної обмотки ТС знімається характеристика намагнічення; у паспорті ТС, як правило, вказуються параметри контрольної точки цієї характеристики; при вимірах встановлюється напруга, що відповідає контрольній точці, і вимірюється струм намагнічення; за відсутності квиткових замикань у вторинній обмотці струм намагнічення відрізняється від контрольного струму не більше ніж на 10%; відповідність параметрів ТС паспортним даним перевіряється виміром коефіцієнта трансформації; первинна обмотка ТС навантажується струмом не менше 20% від номінального і вимірюється первинний і вторинний струми; коефіцієнт трансформації визначається як відношення первинного струму до вторинного; відмінність виміряного коефіцієнта трансформації від паспортного має бути не більше 2%; для маслонаповнених ТС напругою 110...220 кВ проводиться скорочений аналіз масла.

Трансформатори напруги (ТН). При оглядах перевіряють рівень масла і відсутність його течі, стан фарфорових ізоляторів, справність арматурочних швів, заземлення вторинних обмоток, яке потрібне для захисту обслуговуючого персоналу від первинної напруги при пробі ізоляції між первинною і вторинною обмотками ТН.

Режим роботи ТН близький до режиму холостого ходу. Внаслідок цього пошкодженість ТН відносно мала. У експлуатації найбільш характерними ушкодженнями є виткові замикання у вторинній обмотці. Виявлення таких ушкоджень визначається виміром струму холостого ходу.

При визначенні коефіцієнта трансформації на первинну обмотку ТН подається напруга 380/220 В, вторинна обмотка розімкнена. Вимірюється напруга на первинній і вторинній обмотках. Коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню виміряної напруги на первинній і вторинній обмотках.

Перевірка групи з'єднання обмоток виконується так само, як у силових трансформаторів.

Стан масла ТН оцінюється за результатами скороченого аналізу.

Конденсаторні установки.

Огляд конденсаторних установок (КУ) без відключення повинен проводитися не рідше за 1 раз в добу в електроустановках з постійним чергуванням персоналу і не рідше за 1 раз в місяць в установках без постійного чергування.

При оглядах перевіряють: цілісність і міра забруднення ізоляції; стан контактних з'єднань ошиновки; відсутність течі просочуючої рідини з корпусів конденсаторів; стан корпусів конденсаторів (відсутність здуття стінок корпусів); стан відкрито прокладених провідників заземлення.

Після відключення КУ на конденсаторах зберігається електричний заряд. Тому перед будь-яким обслуговуванням відключеної КУ робиться контрольний розряд конденсаторів спеціальною ізолюючою штангою з металевим стержнем, КУ, що зберігається в приміщенні.

Конденсатори випробовуються підвищеною напругою.

Величини випробувальної напруги 2,1 кВ при номінальній 380 В, 15,8 кВ при номінальній 3,15 кВ, 22,3 кВ при номінальній 6,3 кВ, 30 кВ при номінальній 10,5 кВ. Місткості конденсаторів не повинні відрізнятися від паспортних даних більш ніж на +10%.

Апарати захисту від перенапружень.

Огляди вентильних розрядників (РВ) і нелінійних обмежувачів перенапружень (ОПН) проводяться при оглядах устаткування РП, а також після кожної грози, що викликала роботу релейного захисту на ВЛ, що відходять.

При оглядах РВ і ОПН, що мають фарфорові покриття, особливу увагу звертають на герметичність конструкції, оскільки проникнення вологи всередину апарату різко знижує надійність його роботи. Ознаками порушення герметичності апарату є наявність сколов і тріщин на фарфоровій покритті, ушкодження армировочних швів між фланцями і кришкою, а також послаблення ущільнень між фланцями багатоелементних апаратів. Апарати з полімерною покриттям краще зберігають герметичність конструкції, є надійнішими при експлуатації.

Для попередження перекриттів РВ і ОПН необхідно стежити за чистотою поверхні фарфорової або полімерної покриття, оскільки забруднення значно спотворює розподіл напруги по поверхні покриття і збільшує вірогідність перекриття навіть при номінальній напрузі установки. Щорічно перед настанням грозового сезону повинна проводитися перевірка стану захисту устаткування РУ від перенапружень.

Вимір опору апаратів виконується мегаомметром і дозволяє виявити зволоження внутрішніх деталей, обриви кола шунтуючих резисторів і інші грубі дефекти. Вимір струму провідності дозволяє виявити зволоження

внутрішніх деталей РВ і ОПН, погіршення характеристик нелінійних резисторів ОПН при порушенні їх герметичності. Вимір пробивної напруги РВ робиться з метою визначення стану іскрових проміжків і відповідності захисних характеристик розрядника необхідним нормам.

Заземлюючі пристрої.

Візуальні огляди видимої частини заземлюючих пристроїв (ЗП) повинні проводитися не рідше за 1 раз в 6 місяців. При огляді оцінюється стан відкрито прокладених заземлюючих провідників, болтових контактних з'єднань між заземлюючими провідниками і устаткуванням.

Огляди з вибіркоvim розкриттям ґрунту проводяться в місцях ЗП, найбільш схильних до корозії, а також у місць заземлення нейтралей трансформаторів, приєднань РВ і ОПН. Такі огляди проводяться не рідше за 1 раз в 12 років. Елемент ЗП бракується, якщо корозією уражено більше 50% його перерізу. Результати оглядів ЗП з вибіркоvim розкриттям ґрунту оформляються відповідними актами.

Види, обсяг і строки ремонту РП.

При правильній експлуатації обладнання РП передбачають поточний і капітальний ППР. Поточний ремонт проводять для того, щоб відновити працездатність виробу, замінивши і (або) відремонтувавши окремі його частини. Обсяг робіт при поточному ремонті обладнання РП.

Масляні вимикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, заземлюючі ножі та їх приводи: частково розбирають і оглядають апарат; ремонтують або замінюють рухомі контакти, осі, шарніри; вимірюють і регулюють хід рухомої частини, глибину входження рухомих контактів у нерухомі частини, одночасність їх замикавання і розмикання, регулюють механізм вільного розчеплення; вимірюють і регулюють відстань між бойком і важелем вимикального пристрою; ремонтують приводи і приводні механізми, тяги та важелі; замінюють дефектні ізолятори; випробовують і при необхідності замінюють масло; змащують частини, які труться в приводі і привідному механізмі; перевіряють і, якщо треба, ремонтують систему сигналізації та блокування; вимірюють опори постійному струму контактів, шунтуючих резисторів, дугогасних пристроїв, обмоток, які вмикають і вимикають котушки; випробовують підвищеною напругою ізоляцію основних і вторинних кіл відповідно до вимог ПУЕ, норм і ПТЕ.

Трансформатори струму і напруги: чистять ізолятори; перевіряють і при необхідності ремонтують приєднання шин у колах первинної і провідів (кабелів) вторинної комутації; перевіряють заземлюючі гвинти і шунтуючі перемички; вимірюють опір ізоляції первинних і вторинних обмоток, тангенс кута діелектричних втрат; випробовують вводи, а також ізоляцію первинних і вторинних обмоток (на електричну міцність) та ізоляцію стяжних гвинтів у строгій відповідності до вимог ПУЕ, норм і ПТЕ.

Трубчасті та вентильні розрядники: оглядають поверхні і перевіряють розташування зон випуску; вимірюють внутрішній діаметр; визначають внутрішній і зовнішній діаметр іскрових проміжків (для трубчастих розрядників), опір вілітових дисків (для вентильних), струм провідності і пробивні напруги відповідно до ПУЕ, норм, ПТЕ.

Запобіжники: перевіряють цілість, відповідність схемам, діючим навантаженням; при необхідності замінюють плавкі вставки і струмообмежувальні резистори; визначають і регулюють глибину входження рухомих контактів у нерухомі. Поточний ремонт обладнання РП і його опробування проводять по мірі необхідності у строки, які встановлені особою, що відповідає за електрогосподарство. Всі роботи виконує персонал, який обслуговує дану установку, за рахунок коштів, відпущених на цей вид ремонту.

Капітальний ремонт необхідний для того, щоб забезпечити справність і відновити повний або близький до повного ресурс виробу. При цьому можна замінювати різні його частини, зокрема й базові. Під час капітального ремонту виконують теж операції поточного. Обсяг робіт при капітальному ремонті обладнання РП:

Масляні вимикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювані, короткозамикачі, заземлюючі ножі: повністю розбирають виріб; ремонтують арматуру і чистять бак; ремонтують або замінюють рухомі і нерухомі контакти, а також дугогасні камери; регулюють контакти і приводний механізм; перевіряють правильність встановлення ножів і очищають їх від нагрівання та напливів; випробують окремі збірні одиниці і деталі на електричну міцність; повністю розбирають і ремонтують приводи і приводні механізми, замінюючи зношені деталі; проводять післяремонтні випробування, які передбачені нормами і ПТЕ.

Трансформатори струму і напруги: перевіряють і промивають маслом магнітопровід та обмотки, а при необхідності замінюють їх; замінюють масло; проводять випробування, які передбачені нормами і ПТЕ.

Трубчасті та вентильні розрядники: проводять випробування, які передбачені нормами і ПТЕ. Одночасно з капітальним ремонтом усувають заводські дефекти, які виявлено в процесі експлуатації, а також допущено при монтажі; модернізують, підсилюють конструкцію і вдосконалюють окремі збірні одиниці.

Строк першого капітального ремонту вказаний у технічній документації заводу-виробника. Наступні ремонти проводять відповідно до ПТЕ: масляних вимикачів з приводами - один раз на шість років, якщо в міжремонтний період контролюють їх параметри; вимикачів навантаження, роз'єднувачів і заземлюючих ножів - один раз на чотири роки залежно від конструктивних особливостей; відокремлювачів і короткозамикачів з відкритими ножами та їх приводів - один раз на два роки.

Охорона праці при ремонті РП.

При ремонті і випробуванні установок напругою вищою ніж 1 кВ необхідно строго дотримуватись правил безпеки. Бригада виконує роботу за нарядом, маючи відповідний допуск.

Перед початком ремонту черговий разом з відповідальним керівником і виконувачем перевіряє, чи вжито необхідних заходів перестороги, і тільки після цього допускає бригаду до обслуговування РП. Черговий вказує бригаді місце робіт, у присутності всіх її членів доторкається до вимкнених струмоведучих частин, демонструючи, що вони обезструмлені; показує невимкнені частини установки, розташовані поблизу (вони повинні бути огорожені).

При всіх видах обслуговування РП, які пов'язані з підвищеною напругою, слід ретельно перевіряти заземлювачі корпусів обладнання (як перевірюваного, так і того, що випробується) і конструкцій, зв'язок заземлюючих проводок з контуром, наявність контуру і його опір. Контролюючи справність вимикача, треба звертати особливу увагу на випадкові відмови кінематичних пристроїв, які можуть призвести до його вмикання. При роботі на висоті необхідно застосовувати драбини, риштування, пояси, драбинки відповідно до правил безпеки.

Висновки.

1. Монтаж низьковольтної апаратури та розподільних пристроїв повинен виконуватися відповідно до проєктної документації з обов'язковим забезпеченням механічної точності, електричної надійності та безперервності заземлення.

2. Надійність роботи РП значною мірою залежить від якості контактних з'єднань, правильності ошиновки, стану ізоляції та дотримання нормативних значень перехідних опорів.

3. Вторинні кола повинні бути чітко промарковані, структуровано прокладені та виконані мідними провідниками нормативного перерізу.

4. Заземлюючий пристрій є критично важливим елементом безпеки і повинен мати нормативний опір та належне з'єднання з обладнанням.

5. Випробування РП (опір ізоляції, перехідний опір, випробування підвищеною напругою) є обов'язковими перед введенням в експлуатацію та в процесі технічного обслуговування.

6. Регламентовані огляди, поточний і капітальний ремонт забезпечують безпечну та довготривалу експлуатацію електроустановок.

7. Роботи в РП понад 1 кВ виконуються виключно за нарядом-допуском з дотриманням вимог електробезпеки.

Контрольні питання

1. Назвіть етапи монтажу комплектних розподільних пристроїв.
2. Які вимоги висуваються до монтажу комутаційних апаратів?
3. Які норми перехідного опору первинних контактів?

4. Які вимоги до монтажу жорстких і гнучких шин?
5. Які допустимі відхилення при монтажі опорних ізоляторів?
6. Які правила формування вторинних кіл?
7. Який мінімальний переріз провідників вторинних кіл?
8. Які нормативні значення опору ізоляції первинних і вторинних кіл?
9. Яка періодичність оглядів РП?
10. Які ознаки перегріву контактного з'єднання?
11. У чому особливості експлуатації трансформаторів струму?
12. Чому небезпечний обрив вторинного кола ТС?
13. Які вимоги до монтажу конденсаторних установок?
14. Які операції входять до поточного ремонту РП?
15. Чим відрізняється капітальний ремонт від поточного?
16. Які строки капітального ремонту масляних вимикачів?
17. Як виконується контрольний розряд конденсаторів?
18. Які вимоги до заземлюючої шини всередині будівлі?
19. Які випробування проводяться після монтажу РП?
20. Які основні вимоги охорони праці при роботі в РП понад 1 кВ?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.
2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.
3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.

ТЕМА 6. НАЛАГОДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ: ПОСЛІДОВНІСТЬ ТА МЕТОДИ

Основні етапи організації та виконання налагоджувальних робіт електротехнічного обладнання. Особливості попереднього налагодження. Порядок проведення комплексних випробувань після подання напруги та регулювання режимів роботи. Процедури здачі-приймання та оформленню звітної документації.

Загальні положення щодо налагоджувальних робіт

Налагоджувальні роботи є завершальним етапом комплексу електромонтажних заходів та виконуються після повного завершення монтажу електротехнічного обладнання. Зазвичай ці роботи здійснює та сама організація, що виконувала електромонтаж і несе відповідальність за його якість, або спеціалізовані налагоджувальні підрозділи, які мають відповідну технічну компетенцію та дозвільну документацію.

Проведення налагодження обумовлене необхідністю перевірки фактичного технічного стану обладнання після виготовлення, транспортування та монтажу. На зазначених етапах можливе виникнення механічних пошкоджень, прихованих виробничих дефектів, а також помилок під час монтажу. У процесі налагоджування такі недоліки повинні бути своєчасно виявлені та задокументовані.

Крім того, змонтоване обладнання підлягає налаштуванню відповідно до заданих проектом режимів роботи. Це передбачає встановлення необхідних параметрів функціонування та забезпечення технологічних показників, визначених проектною документацією, зокрема швидкості обертання, динамічних характеристик, продуктивності, точності регулювання та інших експлуатаційних параметрів.

Обсяг і зміст налагоджувальних робіт визначаються чинною нормативно-технічною документацією, проектними матеріалами та технічними умовами на конкретний об'єкт.

У разі виявлення дефектів обладнання або помилок монтажу під час налагодження відповідна інформація передається Замовнику або генеральному підряднику. Як правило, усунення заводських дефектів або заміна несправного обладнання покладається на Замовника, тоді як виправлення недоліків монтажу здійснюється персоналом електромонтажної організації.

Підготовка до виконання налагоджувальних робіт. Проект виконання налагоджувальних робіт (ПВНР)

До початку налагоджувальних заходів необхідно здійснити комплекс організаційно-технічних підготовчих робіт, що забезпечують їх ефективність, безпечність та відповідність проектним вимогам.

До основних підготовчих заходів належать:

- детальне опрацювання електротехнічної частини проекту з аналізом її взаємозв'язку з технологічним процесом виробництва; у разі

виявлення невідповідностей або технічних помилок у встановленому порядку вносяться коригування до принципових і монтажних електричних схем;

- ознайомлення з технічною документацією заводів-виробників електрообладнання (паспорти, інструкції з монтажу та експлуатації, заводські схеми з'єднань);
- виконання перевірних розрахунків та погодження уставок апаратів керування, релейного захисту й автоматики;
- розроблення проекту виконання налагоджувальних робіт (ПВНР);
- погодження календарного графіка виконання робіт із зацікавленими сторонами;
- підбір необхідних інструктивних матеріалів та нормативно-технічної літератури;
- підготовка у встановленій кількості бланків протоколів випробувань і вимірювань;
- формування та перевірка комплекту вимірювальних приладів, інструменту і допоміжних пристроїв.

Проект виконання налагоджувальних робіт (ПВНР)

ПВНР є основним організаційно-технічним документом, що регламентує порядок підготовки та проведення налагоджувальних робіт на конкретному об'єкті. У ньому визначаються обсяг, послідовність і умови виконання робіт, а також ресурсне забезпечення процесу налагодження.

Структура ПВНР повинна передбачати:

- визначення обсягу та переліку налагоджувальних робіт;
- розрахунок необхідної чисельності персоналу із зазначенням його кваліфікаційного рівня та розподілом функціональних обов'язків на об'єкті;
- розроблення програм налагодження для окремих видів електрообладнання;
- складання графіків суміщеного виконання монтажних і налагоджувальних робіт;
- визначення переліку операцій, які можуть бути виконані до встановлення обладнання на об'єкті (попереднє налагодження у монтажно-заготівельних зонах або спеціально обладнаних приміщеннях);
- формування переліку вимірювальних приладів, спеціальних пристроїв та матеріалів, необхідних для виконання тимчасових схем живлення, а також засобів індивідуального та колективного захисту (діелектричне взуття, рукавиці, ізолювальні штанги, килими тощо).

Таким чином, ПВНР забезпечує системність, технологічну послідовність та безпечність виконання налагоджувальних робіт, а також узгодженість дій усіх учасників процесу.

Виконання налагоджувальних робіт

Налагоджувальні роботи, що виконуються поза зоною монтажу.

У разі постачання значних партій складного електротехнічного обладнання (шафи тиристорних перетворювачів, системи керування електроприводами, панелі релейного захисту тощо), за умови передбачення цього у проєкті виконання налагоджувальних робіт (ПВНР), допускається проведення попереднього налагодження до моменту завершення будівельно-монтажних робіт та передачі обладнання в монтажну зону.

Таке попереднє налагодження здійснюється у спеціально обладнаних приміщеннях або монтажно-заготівельних дільницях і має на меті скорочення тривалості робіт безпосередньо на об'єкті та підвищення їх якості.

У межах попереднього налагодження виконуються такі операції:

- перевірка відповідності фактичної комплектації обладнання вимогам проєктної документації;
- перевірка технічного стану та регулювання релейно-контакторної апаратури, а також пристроїв релейного захисту;
- перевірка та налаштування окремих блоків систем керування електроприводами;
- випробування перетворювачів із використанням макетів або імітаційних схем електропривода;
- перевірка функціонування шаф керування з імітацією робочих режимів.

Виконання зазначених робіт дозволяє виявити можливі дефекти, неточності регулювання або невідповідності ще до встановлення обладнання на об'єкті, що мінімізує ризики затримок під час комплексного пуску.

Відповідальність за дотримання вимог охорони праці та правил техніки безпеки під час виконання налагоджувальних робіт поза монтажною зоною покладається на керівника налагоджувальних робіт.

Налагоджувальні роботи, що виконуються в зоні монтажу за суміщеним графіком

Проведення налагоджувальних робіт безпосередньо на об'єкті допускається лише після встановлення основних елементів системи: шаф, пультів і станцій керування, панелей релейного захисту, автоматики та сигналізації разом із змонтованими на них апаратами і вимірювальними приладами.

Приміщення, у яких розміщене обладнання, що підлягає налагодженню, повинні відповідати вимогам безпечного та технологічно обґрунтованого виконання робіт. До початку налагодження будівельні та оздоблювальні роботи у відповідній зоні мають бути повністю завершені.

Робоча зона повинна бути підготовлена належним чином:

- забезпечений вільний доступ до електрообладнання;
- демонтовані тимчасові будівельні конструкції (ліси, опалубки);
- закриті люки, отвори, траншеї та кабельні канали;

- змонтовані постійні або тимчасові мережі живлення;
- забезпечене освітлення;
- за потреби підведені вода та стиснене повітря.

Загальну координацію заходів безпеки при одночасному виконанні монтажних і налагоджувальних робіт здійснює керівник електромонтажних робіт. Водночас безпосередню відповідальність за дотримання вимог охорони праці у зоні налагодження несе керівник налагоджувальних робіт.

Особливості виконання робіт за суміщеним графіком

На етапі суміщеного виконання допускається здійснення лише тих налагоджувальних операцій, які не передбачають подання робочої напруги на електроустановки, що перебувають у процесі монтажу.

До таких операцій належать:

- перевірка відповідності встановленого обладнання проектній документації, оцінка його комплектності та технічного стану;
- контроль правильності виконання монтажу відповідно до принципових і монтажних схем;
- перевірка та встановлення уставок апаратів керування і захисту;
- перевірка стану заземлювальних пристроїв.

Усі виявлені недоліки фіксуються у спеціальному журналі дефектів. Після усунення зауважень керівник монтажних робіт робить відповідну відмітку про виконання коригувальних заходів.

Роботи після подання напруги

З моменту подання напруги на оперативні та силові кола за постійною схемою електроустановка переходить у режим експлуатації. Після цього налагоджувальна організація виконує комплекс завершальних робіт, що включає:

- випробування електроприводів у режимі ручного керування;
- комплексне випробування установки в ustalених режимах із моделюванням аварійних та граничних станів для перевірки захистів, блокувань і сигналізації;
- регулювання обладнання без навантаження та під навантаженням відповідно до технологічних параметрів, передбачених проектом;
- підключення вимірювальних приладів і сенсорів до робочої схеми та перевірку їх функціонування в автоматичному режимі;
- зняття основних технічних характеристик електроприводів (діапазон регулювання, швидкодія, стабільність режимів тощо);
- завершення оформлення звітної документації, зокрема протоколів випробувань і налагоджування.

Таким чином, налагоджувальні роботи в зоні монтажу за суміщеним графіком забезпечують поетапний перехід від монтажної готовності обладнання до його повноцінного введення в експлуатацію з підтвердженням відповідності проектним і нормативним вимогам.

Здача та приймання виконаних налагоджувальних робіт

Завершення налагоджувальних робіт на об'єкті оформлюється відповідним актом приймання-передачі. Після підписання акта Замовнику передається комплект звітної технічної документації, а об'єкт переводиться у стадію дослідно-промислової експлуатації.

На складних виробничих об'єктах у період дослідної експлуатації додатково здійснюється режимне налагодження. Його метою є уточнення та оптимізація робочих параметрів обладнання з метою досягнення проектних технологічних показників, забезпечення надійності функціонування та стабільності режимів роботи.

До складу звітної документації входять:

- протоколи вимірювань, перевірок і випробувань;
- акти перевірки уставок захисту та автоматики;
- принципові електричні схеми з урахуванням внесених змін (за наявності коригувань);
- інші документи, передбачені нормативно-технічною документацією та ПВНР.

Один комплект звітної документації передається Замовнику, другий зберігається в налагоджувальній організації як архівний екземпляр.

Таким чином, процедура здачі-приймання підтверджує готовність електроустановки до експлуатації та засвідчує відповідність виконаних налагоджувальних робіт вимогам проекту і чинних нормативних документів.

Висновки.

Налагоджувальні роботи є завершальним етапом електромонтажного процесу та мають вирішальне значення для введення електротехнічного обладнання в експлуатацію. Вони забезпечують перевірку відповідності змонтованої установки проектним рішенням і нормативним вимогам.

1. Основною метою налагодження є виявлення можливих дефектів обладнання та помилок монтажу, налаштування параметрів роботи відповідно до заданих технологічних режимів і забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації.

2. Підготовчий етап, зокрема розроблення проекту виконання налагоджувальних робіт (ПВНР), має ключове значення для організації процесу, визначення обсягу робіт, кадрового забезпечення, графіка виконання та переліку необхідних технічних засобів.

3. Налагоджувальні роботи можуть виконуватися як поза зоною монтажу (попереднє налагодження складного обладнання), так і безпосередньо на об'єкті за суміщеним графіком з монтажними роботами, з дотриманням встановлених вимог безпеки.

4. На завершальному етапі після подання напруги здійснюються функціональні, комплексні та режимні випробування, регулювання обладнання під навантаженням, перевірка систем керування, захисту та автоматики.

5. Результати налагоджувальних робіт оформлюються звітною документацією, яка є підставою для приймання об'єкта в дослідно-промислому експлуатацію.

Таким чином, налагодження є системним комплексом технічних, організаційних і контрольних заходів, спрямованих на забезпечення працездатності, безпечності та відповідності електроустановки встановленим технологічним і нормативним вимогам.

Контрольні питання

1. Які основні причини зумовлюють необхідність проведення налагодження електротехнічного обладнання?
2. Якими нормативно-технічними документами регламентується виконання налагоджувальних робіт?
3. У чому полягає підготовчий етап налагоджувальних робіт?
4. Яке призначення проекту виконання налагоджувальних робіт (ПВНР)?
5. Які основні розділи повинен містити ПВНР?
6. У чому полягає сутність попереднього налагодження обладнання поза зоною монтажу?
7. Які роботи виконуються під час попереднього налагодження складного електрообладнання?
8. Які вимоги висуваються до приміщень та робочої зони перед початком налагоджувальних робіт на об'єкті?
9. Які налагоджувальні операції дозволяється виконувати за суміщеним графіком без подання напруги?
10. Хто несе відповідальність за дотримання вимог техніки безпеки при суміщеному виконанні монтажних і налагоджувальних робіт?
11. Які дії виконуються після подання напруги на електроустановку?
12. У чому полягає комплексне випробування електроустановки?
13. Які основні характеристики електроприводів визначаються під час налагодження?
14. Який порядок фіксації та усунення виявлених дефектів?
15. Які документи входять до складу звітної документації за результатами налагоджувальних робіт?
16. У чому полягає процедура здачі-приймання виконаних налагоджувальних робіт?
17. Що таке дослідно-промислова експлуатація та з якою метою вона проводиться?
18. У чому полягає режимне налагодження на складних виробничих об'єктах?
19. Яке значення мають налагоджувальні роботи для забезпечення надійності та безпеки експлуатації електроустановок?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.

2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.

3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.

ТЕМА 7. МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІСЛЯ МОНТАЖУ

Опір ізоляції, перевірка заземлення, випробування високою напругою. Випробування трансформаторів і електродвигунів на холостий хід і навантаження. Реєстрація результатів у технічному журналі. Висновки.

Загальні положення.

Для електрообладнання, що знаходиться в роботі, в усіх можливих випадках потрібно використовувати методи випробувань і вимірювань під робочою напругою без виведення його з роботи. Методики проведення таких випробувань (якщо їх не передбачено Нормами та не відображено в інших галузевих нормативних документах) необхідно узгоджувати з Мінпаливенерго України.

Випробування одиничного електрообладнання, яке входить в єдині комплекси, системи, агрегати, потрібно провадити відповідно до Норм і вказівок виробника. В цілому, випробування і перевірку комплексів і систем, таких як тиристорні пускові установки, регульований електропривід, системи збудження синхронних генераторів і компенсаторів тощо, виконують згідно з чинними методиками та заводською документацією.

Під час проведення випробувань імпортного обладнання слід керуватися інструкціями виробників та вимогами цих Норм, якщо вони не суперечать вимогам інструкцій.

Випробування, вимірювання та діагностику електрообладнання необхідно провадити згідно з вимогами галузевих правил безпечної експлуатації електрообладнання електроустановок.

Електричні випробування ізоляції електрообладнання та відбір проб трансформаторного масла з баків апаратів необхідно провадити за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С, крім спеціально передбачених Нормами випадків, коли необхідна більш висока температура.

В окремих випадках (наприклад під час приймально-здавальних випробувань) за рішенням технічного керівника підприємства вимірювання $\tan\delta$, опору ізоляції та інші вимірювання електрообладнання на напругу до 35 кВ можна провадити за більш низької температури. Вимірювання характеристик ізоляції, які виконані за від'ємних температур, необхідно повторити в якомога коротші терміни за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С.

У разі потреби визначення вологовмісту в маслі відбір проби провадити за температури, не нижчої ніж 20°С.

Характеристики ізоляції електрообладнання необхідно вимірювати за однотипними схемами. Рекомендується провадити ці вимірювання за однакової (або найближчої, що відрізняється не більше ніж на ± 5 °С) температури ізоляції. Результати вимірювань характеристик ізоляції необхідно приводити до температури, за якої провадилися попередні вимірювання (що вказана в паспорті, під час монтажу, після капітального ремонту тощо).

Під час контролю параметрів електрообладнання під робочою напругою необхідно забезпечити заходи безпеки, які в будь-якому випадку виключають попадання робочої напруги на засоби вимірювання, з якими може бути контакт персоналу.

До проведення вимірювань і випробувань, передбачених Нормами, все електрообладнання після виведення з роботи повинно пройти зовнішній огляд, операції повузлового контролю, очищення від забруднень (крім обертових машин, які знаходяться в експлуатації), усунення виявлених дефектів, перевірку механізмів приведення до дії тощо згідно з інструкцією з експлуатації та документами на ремонт.

Електрообладнання після ремонту випробують в обсязі, що визначається Нормами. До проведення ремонту виконують випробування для встановлення обсягу і характеру ремонту, а також для одержання початкових даних, з якими порівнюють результати післяремонтних випробувань.

Оцінювання стану ізоляції електрообладнання, яке знаходиться в тривалому резерві, а також частин і деталей електрообладнання аварійного резерву, необхідно провадити згідно з регламентованим строком їх збереження. Періодичність контролю встановлює керівник підприємства в залежності від умов збереження. Протягом цього часу нормативи бракування масла та ізоляції об'єкта, що знаходяться під контролем, необхідно приймати на тому ж рівні, що й для об'єкта, який знов уводиться в роботу.

Електрообладнання та елементи ізоляції на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, в якій вони експлуатуються, можуть випробуватися підвищеною напругою промислової частоти за нормами, установленними для класу ізоляції даної електроустановки.

Випробування підвищеною напругою є обов'язковим для електрообладнання на напругу до 35 кВ; для електрообладнання на напругу понад 35 кВ — лише за наявності випробних пристроїв, якщо в Нормі не передбачена безумовна необхідність проведення цього випробування.

Під час експлуатації допускається провадити випробування електрообладнання підвищеною напругою — 90 % від величини випробувальної напруги під час приймально-здавальних випробувань.

Для електрообладнання на напругу до 35 кВ, яке виготовлене з 01 січня 1999 року і пройшло перевірку на заводі-виробнику на відсутність часткових розрядів, величина випробної напруги визначається згідно з вимогами ГОСТ 1516.3.

Випробування деталей із органічних матеріалів необхідно провадити напругою 2,5 кВ на 1 см довжини.

Під час випробування ізоляції обмоток обертових машин, трансформаторів і реакторів підвищеною напругою промислової частоти необхідно випробувати по черзі кожне електрично незалежне коло або паралельну вітку (в останньому випадку за наявності повної ізоляції). При цьому один полюс випробного пристрою з'єднують з виводом випробної обмотки, а інший — із заземленим корпусом випробного електрообладнання, з яким на

весь час випробувань даної обмотки електрично з'єднують всі інші обмотки.

Обмотки, які з'єднані між собою наглухо і не мають виведених двох кінців кожної фази або вітки, випробовують відносно корпусу без їх роз'єднання, при цьому величину випробної напруги визначають за мінімальним рівнем ізоляції відводу.

Швидкість підйому напруги до однієї третьої випробного значення може бути довільною. Надалі випробну напругу піднімають плавно зі швидкістю, яка дає можливість провадити візуальний контроль за вимірювальними приладами і за досягнення встановленого значення підтримують незмінною протягом усього часу випробування. Після необхідної витримки напругу плавно знижують до значення, не більше однієї третьої випробної напруги, і вимикають.

Під тривалістю випробування розуміють час подання повної випробної напруги, яка встановлюється Нормами.

До і після випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти або випрямленою напругою опір ізоляції вимірюють за допомогою мегаомметра. За опір ізоляції приймають однохвилинне значення вимірюваного опору R_{60} .

Під час вимірювання характеристик ізоляції електрообладнання враховують випадкові і систематичні похибки, зумовлені похибками засобів вимірювальних приладів і апаратів, допоміжними ємностями та індуктивними зв'язками між елементами вимірювальної схеми, дією температури, впливом зовнішніх електромагнітних і електростатичних полів на вимірювальний пристрій, похибками методу тощо. Під час вимірювання струму витoku (струму провідності), за необхідності, враховують пульсацію випрямленої напруги. Для усунення пульсації застосовують згладжувальні конденсатори.

Норми тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електрообладнання та струму провідності розрядників і обмежувачів перенапруг наведено для вимірювань, виконаних за температури обладнання 20 °С. Під час вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електрообладнання одночасно визначають також і її ємність.

Випробування напругою 1 кВ промислової частоти можна замінити вимірюванням однохвилинного значення опору ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Ця заміна не допускається під час випробування відповідальних обертових машин і кіл релейного захисту та електроавтоматики, а також у випадках, зазначених у відповідних розділах Норм.

Дослід неробочого ходу (НХ) за зниженої напруги силових трансформаторів провадять на початку всіх випробувань і вимірювань до подавання на обмотки трансформатора постійного струму, тобто до вимірювання опору ізоляції та опору обмоток постійному струму, прогрівання трансформатора постійним струмом тощо.

Температуру ізоляції електрообладнання визначають таким чином:

— для силового трансформатора, який не піддавався нагріву, приймають температуру верхніх шарів масла, виміряну термометром, або по закладених термоперетворювачах опору;

— для трансформатора, що піддавався нагріву або дії сонячної радіації, приймають середню температуру фази В обмотки вищої напруги, яку визначають за її опором постійному струму;

— для електричних машин, які знаходяться в холодному стані, приймають температуру навколишнього середовища;

— для електричних машин, що піддавалися нагріву, приймають середню температуру обмотки, яку визначають за її опором постійному струму, або по закладених термоперетворювачах опору;

— для трансформаторів струму приймають середньодобову температуру навколишнього середовища;

— для введів, установлених на масляному вимикачі або на силовому трансформаторі, який не піддавався нагріву, приймають температуру масла в баку вимикача або силового трансформатора;

— для введів, установлених на силовому трансформаторі, який піддавався нагріву, температуру ізоляції вводу визначають відповідно до ГКД 34.47.502.

У разі порівняння результатів вимірювань враховують температуру, за якої провадилися вимірювання, і вносять поправки відповідно до вимог заводських інструкцій.

Під час проведення декількох видів випробувань ізоляції електрообладнання перед випробуванням підвищеною напругою необхідно пильно оглянути та визначити стан ізоляції іншими методами.

Електрообладнання, забраковане під час зовнішнього огляду або за результатами випробувань і вимірювань, необхідно замінити або відремонтувати.

За відсутності необхідної випробної апаратури змінного струму дозволяється випробувати електрообладнання розподільчих пристроїв (напругою до 20 кВ) підвищеною випрямленою напругою, яка має дорівнювати півторакратному значенню випробної напруги промислової частоти.

Якщо випробування випрямленою напругою або напругою промислової частоти провадять без розшиновки електрообладнання розподільних пристроїв, то значення випробної напруги приймають за нормами для електрообладнання з найнижчим рівнем випробної напруги.

Випробування підвищеною напругою ізоляторів і трансформаторів струму, з'єднаних із силовими кабелями 6 — 10 кВ, провадять без розшиновки разом з кабелями за нормами, прийнятими для силових кабелів. Випробування підвищеною напругою без розшиновки електрообладнання провадять для кожної фази окремо, за заземлених двох інших.

Пристрої релейного захисту, електроавтоматики та їх кола перевіряють з періодичністю і в обсязі, наведеному у відповідних нормативних документах.

Місцеві інструкції та системи планово-попереджувального ремонту повинні відповідати вимогам нормативним документам.

Висновок про придатність електрообладнання до експлуатації дають не тільки на основі порівняння результатів випробувань з Нормами, але й за сукупністю результатів усіх проведених випробувань, вимірювань і оглядів.

Значення параметрів, одержаних під час випробувань і вимірювань, порівнюють з початковими їх значеннями, а також з результатами попередніх вимірювань.

Значення параметрів приводять до температури, за якої отримані дані, щодо яких проводять порівняння.

Під початковими значеннями вимірювальних параметрів розуміють значення, занесені в паспорти і протоколи заводських випробувань. Після проведення капітального ремонту, а також реконструкції електрообладнання під початковими значеннями розуміють результати вимірювань, одержані після цих ремонтів (реконструкції).

Відбраковування введів, апаратів, вимірювальних і силових трансформаторів, а також іншого електрообладнання за станом ізоляції провадять лише на основі розгляду усього комплексу вимірювань і характеристик масла, а також із урахуванням вказівок, зазначених у відповідних розділах Норм.

Прийняті в Нормах бракувальні нормативи з вказівками «не менше ніж» є найменшими, а «не більше ніж» — найбільшими. Усі числові значення «від» і «до», зазначені в Нормах, необхідно приймати включно.

Обсяги і терміни проведення вимірювань та випробувань електрообладнання, яке знаходиться в експлуатації, можуть змінюватися за рішенням керівника з технічних питань підприємства з урахуванням технічного стану електроустановок, терміну їх служби та результатів діагностики електрообладнання.

У разі відхилення значень окремих параметрів, які визначають під час випробування, за встановлені Нормами межі для визначення причин цього і більш повної оцінки стану електрообладнання та його окремих вузлів, а також прийняття рішення про можливість його подальшої експлуатації, рекомендується провадити додаткові випробування і вимірювання, вказані у Нормах. Дозволяється провадити випробування і вимірювання, не передбачені цими Нормами, за умови, що рівень випробувальних величин не перевищить вказаного в Нормах та інструкціях заводів-виробників.

Тепловізійний контроль стану електрообладнання всіх типів виконувати згідно з вимогами нормативного документа, затвердженого Мінпаливенерго.

Результати вимірювань та випробувань оформляють протоколами, записами у формулярах або вносять до магнітних носіїв.

Якщо вимоги заводських інструкцій щодо обсягів, періодичності і норм випробувань електрообладнання, яке виготовлене після 2000 року,

не співпадають з вимогами цих Норм, то необхідно керуватися вимогами заводських інструкцій.

Коли інструкціями заводів-виробників, не узгодженими з Мінпаливе-нерго України, передбачені інші, у порівнянні з Нормами, вимоги до обла-днання, яке вводиться в експлуатацію, необхідно керуватися вимогами цих Норм.

Усі чинні в енергетичній галузі керівні і нормативні документи з пи-тань технічної експлуатації та інструкції з експлуатації повинні бути приве-дені у відповідність до вимог цих Норм.

Періодичність випробувань електрообладнання наведено в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 — Періодичність випробувань електрообладнання

Об'єкт ви-пробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
1 Генера-тори, синх-ронні компе-нсатори та збудники ко-лекторні і безщіткові	Перший раз — не пізніше ніж через 8000 год після пер-шого увімкнення до експлуатації, а в подальшому — під час капітального, поточного ремонту і міжремонт-них перевірок. Періодичність випробувань визнача-ється технічним керівником енергопідприємства з ура-хуванням комплексної оцінки стану кожного генера-тора, особливостей конструкції і вимог заводських ін-струкцій. При цьому випробування необхідно прова-дити не рідше ніж один раз на 3 роки.	Якщо капіта-льний ре-монт призна-чено через 4 роки, дозво-лено не про-вадити ви-пробування один раз на 3 роки
2 Машини постійного струму та електродви-гуни змін-ного струму	Під час поточних і капітальних ремонтів	
3 Силові тра-нсформа-тори, автот-рансформа-тори і мас-ляні реак-тори	Під час поточного ремонту: — трансформаторів і автотрансформаторів з РПН — щорічно. Позачергові випробування пристроїв РПН провадять після кількості перемикачів, яка встанов-лена заводською інструкцією; — трансформаторів без РПН, реакторів, головних тра-нсформаторів електростанцій і підстанцій, основних і резервних трансформаторів власних потреб на на-пругу до 220 кВ — один раз на 3 роки, 330 — 750 кВ— щорічно; — трансформаторів, які експлуатуються в зонах підви-щеного забруднення — згідно з місцевими інструкці-ями;	

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
3 Силові трансформатори, автотрансформатори і масляні реактори	— системи охолодження типів Д, ДЦ і Ц — щорічно; — решти трансформаторів — не рідше одного разу на 6 років. Під час капітального ремонту: — головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, основних трансформаторів власних потреб електростанцій і реакторів — перший раз не пізніше ніж через 12 років після введення до експлуатації, а в подальшому — залежно від стану цього обладнання згідно з рішенням технічного керівника енергопідприємства; — решти трансформаторів і реакторів — відповідно до місцевих інструкцій та залежно від терміну експлуатації.	
4 Вимірювальні трансформатори	Трансформатори струму на напругу 110 — 750 кВ у тому числі елегазові ТС і ТН в перші два роки — один раз на рік, у подальшому — один раз на 3 роки. Трансформатори струму на напругу 35 кВ і нижче — один раз на 6 років. Трансформатори напруги маслонаповнені — один раз на 3 роки. Трансформатори напруги з литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ включно — один раз на 6 років.	
5 Вимикачі — масляні і їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 6 років. Під час поточного ремонту і між ремонтами — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
— повітряні та їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 6 років. Під час поточного ремонту і між ремонтами — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
— вакуумні	Не рідше ніж один раз на 5 років	
— елегазові	Згідно з вимогами заводських інструкцій	
6 Відокремлювані і короткозамки	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 3 роки. Під час поточного ремонту — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
7 Вимикачі навантаження, роз'єднувачі, заземлювальні ножі та їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 8 років. Під час поточного ремонту — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
8 Комплектні екрановані струмопроводи	Під час капітального ремонту генератора. Між ремонтами — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
9 Збірні і з'єднувальні шини та ізолятори	Опорні і підвісні фарфорові ізолятори — під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років. Штирьові ізолятори 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ крім ШТ-35 (ОНШ-35/1000) — один раз на 3 роки, ізолятори ШТ-35 — щорічно. Контактні з'єднання шин — під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років.	
10 Сухі струмообмежувальні реактори	Під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років.	
11 Електрофільтри	Під час капітального ремонту котла	
12 Конденсатори: — зв'язку та відбору потужностей — косинусні — дільників напруги — подовжньої компенсації	За результатами огляду та за необхідності. Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 8 років, якщо інше не передбачене заводською інструкцією. Під час капітального ремонту обладнання або розподільного пристрою. У перші два роки експлуатації — щорічно, у подальшому — один раз на 3 роки.	
13 Вентильні розрядники і обмежувачі перенапруг	За наявності пристроїв контролю під робочою напругою — один раз на рік перед грозовим сезоном. У разі відсутності таких пристроїв вимірювання опору елементів — один раз на 3 роки; вимірювання струму провідності — один раз на 6 років та у разі виявлення зниження опору елемента на 30 % і більше.	
14 Трубчасті розрядники	Під час капітального і поточного ремонтів, але не рідше ніж один раз на 3 роки.	
15 Запобіжники на напругу вище 1000 В	Під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років.	
16 Уводи та прохідні ізолятори: — з маслобар'єрною ізоляцією; — негерметичні з паперово-масляною ізоляцією;	Один раз на 6 років Через рік після введення в роботу, а в подальшому вводів 110—220 кВ — один раз на 3 роки, 330—750 кВ — щорічно. Через рік після введення в роботу, потім через 3 роки, а в подальшому — під час капітального ремонту електрообладнання, на якому вони змонтовані, але не рідше ніж один раз на 6 років. 110 — 220 кВ — через рік експлуатації, а в подальшому — не рідше одного разу на 3 роки.	

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
— з твердою ізоляцією — герметичні	330 — 750 кВ — щорічно.	
17 Обладнання розподільних мереж на напругу до 20 кВ	Не рідше ніж один раз на 6 років	
18 Трансформаторне масло	Із силових трансформаторів потужністю більше 630 кВ • А на напругу 6—35 кВ, вимірювальних трансформаторів на напругу 35 кВ та вище і негерметичних уводів — не рідше одного разу на 3 роки. Із герметичних уводів — у разі підвищення $tg\delta$ уводів, або підвищення тиску в ньому більше допустимого. Із силових трансформаторів на напругу 110 кВ і вище — один раз на 3 роки та після спрацювання газового реле на сигнал. Із негерметичних трансформаторів струму і вводів 220 кВ і вище — не рідше одного разу на 3 роки, а також у разі підвищення 1д8 ізоляції. Із герметичних трансформаторів струму — у разі погіршення характеристик ізоляції і за узгодженням з заводом-виробником ТС. з трансформаторів напруги — один раз на 3 роки.	
19 Апарати, вторинні кола і електропроводка на напругу до 1000 В	Вимірювання опору ізоляції — згідно з вимогами місцевих інструкцій. Випробування підвищеною напругою — під час першого увімкнення, а в подальшому — під час капітального ремонту. Перевірка дії автоматів (за пониженої напруги) — під час капітального ремонту.	
20 Освітлення	Виміри опору ізоляції та випробування підвищеною напругою проводів і кабелів — згідно з місцевими інструкціями. Виміри навантажень, напруги і освітлення робочих місць — за потреби. Випробування ізоляції стаціонарних трансформаторів 12 — 36 В — щороку.	
21 Акумуляторні батареї	Визначення фактичної ємності акумуляторної батареї електростанції — не рідше одного разу на два роки, підстанції — за необхідності. Інші перевірки (щільність, осад, напруга тощо) — згідно з місцевими інструкціями. Перевірку напруги акумуляторної батареї поштовховими струмами — щорічно	

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
22 Заземлювальні пристрої	Перевірка в повному обсязі — після монтажу, капітального ремонту, реконструкції. Вимірювання опору заземлювального пристрою — не рідше одного разу на 12 років. Перевірка корозійного стану (з вибіркоvim розкриттям ґрунту) — не рідше одного разу на 12 років. Перевірка наявності і стану кіл (зв'язків) між заземлювачем та елементами, з'єднань природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм, відповідність проекту — після ремонту, але не рідше одного разу на 12 років, а для тих, які відпрацювали 25 років та більше, — не рідше одного разу на 6 років. Вимірювання напруги дотику (якщо пристрій виконаний за нормами дотику) у розрахункових точках — не рідше одного разу на 6 років. Після КЗ або грозових розрядів необхідно провадити огляд заземлювального пристрою. Вимірювання опору петлі фаза-нуль — не рідше одного разу на 6 років. Вимірювання опору заземлювальних пристроїв опор з засобами захисту від перенапруг ПЛ 110 кВ і вище — не рідше одного разу на 6 років. ПЛ, які відпрацювали 25 років і більше, — за рішенням технічного керівника енергопідприємства.	
23 Силові кабелі	Кабелі 3 — 35 кВ — не рідше одного разу на 3 роки. Після капітального ремонту провадять позачергові випробування. Кабелі, які мають знижену надійність, випробуються частіше — за рішенням технічного керівника підприємства. Кабелі, які приєднані до агрегатів — під час капітального ремонту цих агрегатів. Кабелі 3 — 10 кВ з гумовою ізоляцією в стаціонарних установках — щороку, а в сезонних — перед сезоном використання, а також після капітального ремонту агрегата, до якого приєднаний кабель. Кабелі 110 кВ, 220 кВ і 500 кВ — через 3 роки після введення до експлуатації, а далі — один раз на 5 років. Випробування масла з маслonaповнених кабелів — через рік після введення до експлуатації, через 3 роки, а в подальшому — один раз на 6 років.	

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
24 Повітряні лінії електропередавання	Перевірка загнивання деталей дерев'яних опор — перший раз через 6 років після введення ПЛ до експлуатації, а в подальшому — не рідше ніж один раз на 3 роки, а також перед під'ємом на опору і перед заміною деревини. Перевірка стану антикорозійного покриття металевих опор, траверз, металевих наголовників залізобетонних підножників, анкерних болтів відтяжок, відтяжок в цілому та тросів з вибірковою розкриттям ґрунту — не рідше ніж один раз на 6 років. Перевірка стану залізобетонних опор і приставок — не рідше ніж один раз на 6 років. Перевірка електричної міцності підвісних ізоляторів (крім скляних, стрижневих і штирьових) штангою або іншим способом — в перший рік експлуатації і в подальшому — не рідше ніж один раз на 6 років. Перевірка стану болтових з'єднань проводів ПЛ напругою 35 кВ і вище електричними вимірами — один раз на 6 років. Електричні виміри з'єднань проводів, які виконані зварюванням, скруткою, обтиском і опресовуванням провадити не потрібно. Виміри опору заземлення опор і тросів, а також повторних заземлювань нульового проводу — згідно з п.22 таблиці. Виміри опору петлі фаза-нуль на ПЛ-0,4 — під час прийняття до експлуатації, після підключення нових споживачів, але не рідше ніж один раз на 6 років	Якщо ПЛ контролюється тепловізором, то перевірки один раз на 6 років дозволено не проводити.
25 Переносний електроінструмент	Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц — під час прийняття до експлуатації і далі — щороку та після капітального ремонту. Вимір опору ізоляції — під час прийняття до експлуатації, після ремонту, а також під час експлуатації електроінструмента і переносних понижуючих трансформаторів — не рідше ніж один раз на 6 місяців.	
26 Збудники усіх систем	Згідно з типовими та заводськими інструкціями.	
27 Запасне електрообладнання, запасні частини та деталі	Не рідше ніж один раз на 3 роки і перед установленням. Секції та стрижні генераторів, синхронних компенсаторів — під час надходження і перед їхнім застосуванням. Запасні секції електродвигунів — перед застосуванням.	
28 Резервне електрообладнання	За необхідності, згідно з рішенням технічного керівника.	

Заземлювальні Пристрої

Випробування і перевірки заземлювальних пристроїв виконують:

- нововведених заземлювальних пристроїв (П);
- після капітального ремонту (К);
- під час поточної експлуатації (М).

1. П, К Перевірка виконання елементів заземлювальних пристроїв.

Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою на ВРУ електростанції та підстанції до приєднання природних заземлювачів і заземлюючих елементів (обладнання, конструкцій, будівель) перевіряють після монтажу до засипання ґрунту.

Під час експлуатації перевіряють дійсне розташування та приєднання заземлювачів у разі контролю стану заземлювальних пристроїв згідно з ГНД 34.20.303.

Перевірку заземлювальних пристроїв на ПЛ провадять на всіх опорах у населеній місцевості, на відрізках з найбільш агресивними, зсувними, видувними та погано провідними ґрунтами та, крім того, не менше ніж у 2 % опор від загальної кількості опор з заземлювачами.

2. П, К, М Перевірка з'єднань заземлювачів з заземленими елементами, а також природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм.

Перевіряють переріз, цілість і міцність провідників заземлення та занулення їх з'єднань і приєднань.

Перевіряють пофарбування заземлювального пристрою довжиною 70 см при входженні в ґрунт.

У заземлювальних провідників, які з'єднують апарати з заземлювачами, не повинно бути обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілість і стан кола заземлення і заземлювачів — омметром та іншими приладами і засобами діагностики. Під час приймально-здавальних випробувань справними вважаються контактні з'єднання, опір яких не перевищує 0,05 Ом і 0,1 Ом — під час експлуатації.

Перевіряють наявність та стан приєднання заземлювача до заземлювальних елементів, природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм, а також дійсне розташування заземлювачів після кожного ремонту, але не рідше одного разу на 12 років. Стан підземної частини заземлювальних пристроїв контролюють згідно з ГНД 34.20.303.

Термін вимірів перехідних опорів з'єднань між заземлювачем і елементами, які заземлюються, наступний:

- а) заземлювальних пристроїв, термін експлуатації яких складає до 25 років, — 1 раз на 12 років;
- б) заземлювальних пристроїв, термін експлуатації яких понад 25 років, — 1 раз на 6 років.

3 К, М Перевірка корозійного стану елементів заземлювальних пристроїв, які знаходяться в землі

На відкритих розподільчих установках електростанцій і підстанцій стан і розташування заземлювачів перевіряють діагностичними засобами або вибірково з розкриттям ґрунту в трьох вузлових контактних з'єднаннях: у силового трансформатора, вентильного розрядника та стояка конструкції.

У закритих розподільчих установках огляд елементів заземлювачів з розкриттям ґрунту виконують за рішенням технічного керівника електростанції або підприємства електромережі.

На ПЛ вибірково перевірку з розкриттям ґрунту виконують у 2 % загальної кількості опор з заземлювачами.

Елемент заземлювача потрібно замінити, якщо зруйновано більше 50 % його перерізу.

Перевірку корозійного стану необхідно виконувати не рідше ніж 1 раз на 12 років.

4. П, К, М Перевірка стану пробивних запобіжників в установках напругою до 1 кВ

Пробивні запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

Перевірку справності необхідно провадити не рідше одного разу на шість років.

5. П, К, М Перевірка повного опору петлі фаза — нуль в установках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю

Повний опір петлі фаза — нуль (або струм однофазного замикання) повинен задовольняти вимогам «Правил улаштування електроустановок» і повинен вимірюватися не рідше одного разу на 6 років. Під час експлуатації та після увімкнення нових споживачів опір вимірюють лише на ПЛ.

6 П, К, М Вимірювання опору заземлювальних пристроїв електростанцій, підстанцій та ліній електропередавання

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв наведені в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 — Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв

Найменування електроустановок	Характеристики електроустановок і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Опір, Ом
1	2	3	4
Електроустановка на напругу вище 1 кВ, крім ПЛ	3 глухозаземленою нейтраллю	Опір заземлювального пристрою	Значення, зазначене в проєкті заземлювального пристрою, але не більше 0,5
	Електроустановка в мережі з ізольованою нейтраллю і електроустановка без компенсуючих апаратів у мережах з компенсацією ємності струмів замикання на землю	Те саме	10
	Електроустановка з компенсуючими апаратами	-//-	$200/I(100/I)^*$, але не більше 10
	Блискавковідвід, який стоїть окремо	Опір заземлювача	80
Електроустановка на напругу до 1 кВ, крім ПЛ	Штучний заземлювач, до якого приєднані нейтралі генераторів і трансформаторів на напругу до 1 кВ	Те саме для мереж 660/380 В;	15
			30
			60

Найменування електроустановок	Характеристики електроустановок і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Опір, Ом
1	2	3	4
		380/220 В; 220/127 В	
	Те саме, тільки разом з природними заземлювачами	Те саме для мереж 660/380 В; 380/220 В; 220/127 В	Відповідно 2; 4; 8
ПЛ на напругу вище 1 кВ	Опори залізобетонні, металеві та дерев'яні, на яких підвищений трос або встановлені пристрої грозозахисту; опори залізобетонні та металеві ПЛ 35 кВ і такі ж опори ПЛ 3—20 кВ у населеній місцевості, а також заземлювачі електрообладнання, установленого на опорах ПЛ 110 кВ і вище	Опір заземлювача за питомого опору ґрунту, Ом • м: до 100 більше 100 до 500 більше 500 до 1000 більше 1000 до 5000 більше 5000	10 15 20 30 $6 \cdot 10^{-3} \rho^{**})$
ПЛ напругою вище 1 кВ	Заземлювачі електрообладнання на опорах ПЛ 3—35 кВ	—	10
	Опори залізобетонні та металеві ПЛ 3—20 кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача за питомого опору ґрунту, Ом • м: до 100 більше 100	30 $0,3 \rho^{**}$
	Розрядники та захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з обертовими машинами	Опір заземлювача	5
ПЛ на напругу вище 1 кВ	Опори залізобетонні, металеві та дерев'яні, на яких підвищений трос або встановлені пристрої грозозахисту; опори залізобетонні та металеві ПЛ 35 кВ і такі ж опори ПЛ 3—20 кВ у населеній місцевості, а також заземлювачі електрообладнання, установленого на опорах ПЛ 110 кВ і вище	Опір заземлювача за питомого опору ґрунту, Ом • м: до 100 більше 100 до 500 більше 500 до 1000 більше 1000 до 5000 більше 5000	10 15 20 30 $6 \cdot 10^{-3} \rho^{**})$
ПЛ напругою вище 1 кВ	Заземлювачі електрообладнання на опорах ПЛ 3—35 кВ	—	10
	Опори залізобетонні та металеві ПЛ 3—20 кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача за питомого опору ґрунту, Ом • м: до 100 більше 100	30 $0,3 \rho^{**}$
	Розрядники та захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з обертовими машинами	Опір заземлювача	5
ПЛ напругою до 1 кВ	Опори з повторними заземлювачами нульового проводу в мережах з глухозаземленою нейтраллю	Опір заземлювача для мереж 600/380 В; 380/220 В; 220/127 В	15 30 60
	Опори залізобетонні та металеві в мережі з ізольованою нейтраллю	Опір заземлювача	50

Найменування електроустановок	Характеристики електроустановок і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Опір, Ом
1	2	3	4
	Заземлювач грозозахисту	Те саме	30
Примітка. Опір заземлювальних пристроїв електростанції, підстанції, а також ПЛ напругою до 1 кВ у місцях з високим питомим опором землі може мати більші значення відповідно до вимог «Правил улаштування електроустановок».			
*) Зазначене в дужках відносять до заземлювальних пристроїв, які одночасно використовують для електроустановок напругою до 1 кВ, / — найбільший номінальний струм найпотужнішого компенсуючого пристрою в електроустановці, А. **) Питомий опір ґрунту, Ом • м.			

На електростанціях і підстанціях опір вимірюють після приєднання природних заземлювачів.

Вимір опору заземлювальних пристроїв електростанцій та підстанцій виконують після монтажу, перебудови і капітального ремонту, але не рідше ніж 1 раз на 12 років.

На ПЛ напругою вище 1 кВ:

— на опорах з розрядниками, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково у 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачем в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 12 років;

— на тросових опорах ПЛ 110 кВ і вище — у разі виявлення на них слідів перекриття або руйнувань ізоляторів електричною дугою.

На ПЛ напругою до 1 кВ:

— на опорах із заземлювачами грозозахисту — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— на опорах з повторними заземлювачами нульового проводу — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково у 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 12 років.

7. П, М Вимірювання напруги дотику (в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику)

Вимірювання напруги дотику провадять після монтажу, перебудови та капітального ремонту заземлювального пристрою, але не рідше ніж один раз на шість років. Вимірювання провадять за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють в контрольованих точках, в яких ці величини визначені розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу

напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і власного часу вимкнення вимикача.

Допустимі значення напруги дотику на ВРУ підстанцій 110—750 кВ наведені нижче:

Напруга дотику, В	Тривалість впливу напруги, с
500	0,1
400	0,2
200	0,5
130	0,7
100	0,9
65	1,0 і більше

8. П, К Перевірка напруги на заземлювальному пристрої РУ електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю

Перевірку (розрахункову) провадять після монтажу, перебудови, але не рідше одного разу на 12 років для

електроустановок напругою вище 1 кВ в мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Напруга на заземлювальному пристрої:

— не обмежується для електроустановок, з яких виключено винос потенціалів за межі будівель та зовнішніх загороджень електроустановок;

— не більше ніж 10 кВ, якщо передбачені заходи захисту ізоляції кабелів зв'язку і телемеханіки та запобігання виносу потенціалів;

— не більше ніж 5 кВ в усіх інших випадках.

Силові трансформатори, автотрансформатори та масляні реактори загального призначення

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів

1. Види та обсяг вимірювань і випробувань силових трансформаторів, автотрансформаторів та масляних реакторів загального призначення повинні відповідати вказівкам, зазначеним у таблиці 7.3.

2. П, К Визначення умов увімкнення трансформаторів

Умови введення трансформаторів до експлуатації (під час першого увімкнення) визначають згідно з РД 16.363, ГКД 34.46.501, а трансформаторів на напругу до 35 кВ — згідно з заводськими інструкціями.

Для визначення умов введення в роботу трансформаторів після капітального ремонту враховують результати вимірювань.

Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів під час їх здавання до капітального ремонту і після його завершення приймають згідно з пунктів 3 —16, 22, датково, у разі заміни обмоток трансформаторів, виконують визначення групи з'єднань, коефіцієнта трансформації та випробування підвищеною напругою.

Таблиця 7.3 — Види, обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань		
	Маслонаповнені трансформатори		Трансформатори сухі
	на напругу до 35 кВ, потужністю до 6,3 МВ•А	на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВ•А більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВ•А і більше	
Під час приймаль-ноздавальних випробувань (першого увімкнення) і після капітального ремонту з розбиранням активної частини, П	За 2; 3; 6; 8; 11; 13; 18; 19; 20; 22	За 2; 3; 4; 6-16; 18--22	За 3; 5; 6; 18; 19; 22
Два рази на рік, Т	—	За 13.5	—
Щорічно, Т	За 9; 13*)	За 9; 12; 13*)	—
Не менше ніж один раз на три роки (додатковий обсяг до щорічних), Т	За 3; 13**)	За 3; 4; 10; 13**); 14	За 3
Не менше ніж один раз на шість років (додатковий обсяг до періодичних на три роки), Т	За 6; 15	За 6; 8	За 6
Через 12 років***)після введення до експлуатації (додатковий обсяг до періодичних на шість років), К	За 2; 10	За 2, 7****); 15—17	За 5

*) Контроль масла з бака контактора РПН (або щорічна заміна масла).

**) Контроль масла з бака трансформаторів потужністю, більшою ніж 630 кВ•А, за винятком герметичних.

***)) Для визначення необхідності проведення капітального ремонту трансформаторів з урахуванням результатів вимірювань, випробувань і оцінювання стану трансформатора за умовами роботи, результатами огляду з розкриттям ідентичних трансформаторів.

****) Проводять у трансформаторах 110 кВ і вище потужністю 63 МВ•А і більше, під час першого увімкнення, після протікання через обмотки трансформатора струму короткого замикання (КЗ) 0,7 і більше від розрахункового значення струму КЗ трансформатора, допустимого стандартом (ТУ), і у разі визначення необхідності капітального ремонту.

3. П, К, Т, М Вимірювання опору ізоляції

3.1 Вимірювання опору ізоляції обмоток провадять мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмоток маслонаповнених трансформаторів, які вводять до експлуатації, регламентуються вимогами заводських документів.

Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмотки сухих трансформаторів, які вводять до експлуатації,

за температури від 10 °С до 30 °С мають бути не нижчими: для обмоток з номінальною напругою до 1 кВ — 100 МОм; 6 кВ — 300 МОм; вище 6 кВ — 500 МОм.

Найменші допустимі значення опору ізоляції, за яких дозволяється введення трансформаторів в роботу після капітального ремонту, регламентуються нормативними документами.

Під час експлуатації значення опору ізоляції не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаним.

Вимірювання опору ізоляції обмоток рекомендують виконувати за температури ізоляції, °С:

— для трансформаторів на напругу до 150 кВ — не нижчої ніж 10;

— для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ — не нижчої ніж 20.

3.2 Вимірювання опору ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів провадять за необхідності у разі огляду або ремонту активної частини — мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Опір ізоляції має бути не меншим ніж 0,5 МОм.

4. П, К, М Вимірювання тангенса кута

діелектричних втрат

Вимірювання величини $\tan\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться до експлуатації, провадити згідно з

заводськими схемами за напруги 10 кВ. Вимірювання провадять для силових трансформаторів на напругу 35 кВ і вище.

Для трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, найбільші допустимі значення $\tan\delta$ наведено в додатку Е.

Під час експлуатації вимірювання $\tan\delta$ провадять в трансформаторах на напругу 110 кВ і вище.

Під час експлуатації значення $\tan\delta$ не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаним.

5. П, К Випробування ізоляції підвищеною прикладеною напругою промислової частоти

Випробування ізоляції обмоток разом з вводами маслонаповнених трансформаторів під час введення їх до експлуатації і після капітальних ремонтів без заміни обмоток та ізоляції не обов'язкове.

Під час ремонту з повною заміною обмоток усіх типів трансформаторів випробування підвищеною напругою обов'язкове. Значення випробувальної напруги повинне дорівнювати заводському. Під час ремонту з частковою заміною ізоляції або під час реконструкції значення випробувальної напруги повинне дорівнювати 0,9 від заводського.

Випробування ізоляції обмоток сухих трансформаторів обов'язкове під час введення до експлуатації і провадиться за нормами згідно з таблицею 7.4.

Таблиця 7.4 — Значення випробних напруг промислової частоти для обмоток сухих трансформаторів

Клас напруги трансформаторів, кВ	До 0,69	3,0	6,0	10,0	15,0	20,0
Випробна напруга, кВ	2,7	9,0	14,4	21,6	33,3	45,0
Примітка. Трансформатори збудження на напругу 24 кВ АЕС випробуються згідно з інструкцією заводу-виробника.						

Випробування ізоляції обмоток під час експлуатації провадять згідно з заводськими інструкціями.

Тривалість прикладання випробної напруги — 1 хв.

6. П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в заводському паспорті трансформатора немає інших вказівок. Значення опору обмоток трифазних трансформаторів не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Значення опору обмоток однофазних трансформаторів не повинні відрізнятися більше ніж на 5 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

7. П, К, М Вимірювання опору КЗ

Опір КЗ (Z_k) вимірюють перед першим увімкненням та після капітального ремонту трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ-А і більше.

Значення Z_k приймають за базові.

Під час експлуатації вимірювання провадять після протікання через обмотки трансформатора струму КЗ 0,7 і більше від допустимого за стандартами і ТУ, а також під час комплексного визначення необхідності капітального ремонту.

Значення Z_k не повинне відрізнятися більше ніж на 3 % від базового або на 5 % від вирахованого за паспортом на однакових відгалуженнях обмоток, якщо інші значення не вказані в заводській документації.

8. П, К Вимірювання струму і втрат НХ за зниженої напруги

Струм і втрати НХ вимірюють за схемами, за якими їх вимірювали на підприємстві-виробнику.

Струм НХ вимірюють за зниженої напруги. Значення струму НХ не нормується.

Вимірювання провадяться у трансформаторах потужністю 1000 кВ • А і більше — за напругою (що підводиться

до обмоток низької напруги), частотою і схемами, які вказані в протоколі заводських випробувань.

Для однофазних трансформаторів, які знову вводяться, виміряне значення втрат НХ не повинне відрізнятися від заводських (вихідних) даних більше ніж на 10 %.

Для трифазних трансформаторів співвідношення втрат по фазах не повинне відрізнятися від паспортних співвідношень більше ніж на 5 %.

Вимірювання під час експлуатації провадять під час комплексних випробувань трансформатора. В експлуатації значення втрат НХ не нормується.

9. П, К, Т Перевірка роботи перемикальних пристроїв типів РПН і ПБЗ

Контроль справності перемикальних пристроїв провадять згідно з типовими або заводськими інструкціями.

10. П, К, Т, М Перевірка дії допоміжних елементів

Перевірку засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового маслопоказчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору провадять згідно з заводськими інструкціями.

11. П, К Випробування бака на щільність

Після монтажу та ремонту трансформаторів випробування баків на щільність провадять тиском, заводськими інструкціями та керівними документами на ремонт трансформаторів. Трансформатори без розширника і герметизовані на маслощільність не випробовують.

12. П, К, Т Перевірка пристроїв охолодження

Контроль систем охолодження провадять згідно з заводськими інструкціями.

13. П, К, Т, М Вимірювання характеристик трансформаторного масла

13.1 Аналіз масла (обсяг перевірки та періодичність) під час розвантаження, збереження, монтажу та введення в експлуатацію трансформаторів на напругу 110—750 кВ (під час першого увімкнення) провадять згідно з вимогами, а трансформаторів на напругу до 35 кВ — згідно з заводськими інструкціями.

13.2 Масло до і після заливання в трансформатори необхідно випробувати у відповідності до нормативної документації

Під час експлуатації вимірювання $\text{tg}\delta$ масла треба провадити у трансформаторах відповідно до ГKD 34.43.101.

Масло трансформаторів потужністю до 630 кВА і герметичних під час експлуатації не відбирають і не перевіряють.

13.3 Допускається заливання в трансформатори всіх потужностей на напругу 220—500 кВ після капітального ремонту експлуатаційного трансформаторного масла з кислотним числом, не більшим ніж 0,05 мг КОН/г, що задовольняє нормам на експлуатаційне масло за реакцією водяної витяжки, вмістом розчиненого шламу, механічними домішками, та пробивною напругою на 10 кВ, вищою від експлуатаційної норми, вмістом іонолу, не меншим ніж 0,2 %, і $\text{tg}\delta$ за 90 °С, не більшим ніж 2,6 %, а для трансформаторів на напругу до 150 кВ — масло з $\text{tg}\delta$ за 90 °С, не більшим ніж 6 %.

13.4 Контроль якості масла (за значенням пробивної напруги), яке знаходиться у баках контакторів пристроїв РПН і відділеного від масла трансформатора, необхідно виконувати після певної кількості перемикачів, яку зазначено в інструкції з експлуатації даного перемикача, але не менше ніж один раз на рік. Масло слід замінити за наступної пробивної напруги:

- нижче 25 кВ — у контакторах з ізоляцією на 10 кВ;
- нижче 30 кВ — у контакторах з ізоляцією на 35 кВ;
- нижче 35 кВ — у контакторах з ізоляцією на 110 кВ; — нижче 40 кВ — у контакторах з ізоляцією на 220 кВ.

13.5 Визначення та контроль газів, які розчинені в маслі, виконують для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, трансформаторів власних потреб енергоблоків, трансформаторів з пристроєм РПН відповідно до РД 34.46.301 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.

14. П, К, М Випробування вводів

Випробування та вимірювання вводів провадять згідно нормативними документами та правилами.

15. П, К, М Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування та вимірювання вводів провадять згідно нормативними документами та правилами.

16. П, К, М Оцінювання вологості твердої ізоляції

Оцінювання вологості провадять для трансформаторів напругою 110 кВ і вище потужністю 63 МВА і більше.

Допустиме значення вмісту води в твердій ізоляції зразка товщиною 3 мм нововведених трансформаторів та трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, — не вище 1 % для трансформаторів з захистом масла і 1,5 % для трансформаторів без захисту масла, а трансформаторів, що експлуатуються, — не вище 3 % за масою. Вміст води в твердій ізоляції в процесі експлуатації дозволено не визначати, якщо вміст її в маслі не перевищує 10 г/т (у разі виконання відбору проби масла за температури ізоляції, не нижчої ніж 30 °С).

Вміст води в твердій ізоляції перед введенням до експлуатації і під час капітального ремонту визначають за вмістом води в закладених у бак зразках ізоляції. У разі порівняння значень ізоляції трансформаторів до і після капітального ремонту дозволяється оцінювати вміст води в твердій

ізоляції розрахунковим методом за результатами вимірювань $\text{tg}\delta$ ізоляції і масла за температур 30 °С або 60 °С за допомогою номограм.

17. К Оцінювання стану паперової ізоляції обмоток.

Ресурс паперової ізоляції обмоток вважають вичерпаним у разі зниження ступеня полімерізації паперу до 250 одиниць.

Визначають за необхідності під час капремонту.

18. П, К Перевірка коефіцієнта трансформації

Перевірку провадять за всіх положень перемикачів відгалужень. Значення коефіцієнта трансформації, виміряне під час введення трансформатора в експлуатацію, не повинне відрізнятись більше ніж на 2 % від значень, виміряних на відповідних відгалуженнях інших фаз, і заводських значень, а значення коефіцієнта, виміряне під час капітального ремонту, не повинне відрізнятись більше ніж на 2 % від значення коефіцієнта трансформації, розрахованого за напругами відгалужень.

19. П, К Перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів

Група з'єднань повинна відповідати зазначеній в паспорті трансформатора, а полярність виводів — позначенням на кришці трансформатора.

20. П, К Перевірка запобіжних пристроїв

Перевірку запобіжного і відсічного клапанів, а також запобіжної (вихлопної) труби під час введення трансформатора в експлуатацію та під час капітального ремонту провадять згідно з документами.

21 П, К, М Перевірка засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища

Перевірку повітроосушувача, установок азотного і плівкового захистів масла, термосифонного або адсорбційного фільтра під час введення трансформатора до експлуатації і під час капітального ремонту.

22. П, К Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу

Трансформатори вмикають на час, не менший ніж 30 хв. Впродовж цього часу прослуховують і наглядають за станом трансформатора. У процесі випробувань не повинні мати місце явища, які вказують на незадовільний стан трансформатора.

Електродвигуни змінного струму

Електродвигуни змінного струму підлягають вимірюванням і випробуванням у такому обсязі:

— під час приймально-здавальних випробувань (П) — за 1—12;

— під час капітального ремонту (К) — за 1—13; — під час поточного ремонту (Т) — за 2, 10.

1. П, К Оцінювання стану ізоляції обмоток електродвигунів

Для визначення необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватися таблицею 7.5.

Таблиця 7.5 — Умови увімкнення електродвигунів без сушіння

Потужність, номінальна напруга, вид ізоляції	Критерії оцінювання стану ізоляції обмотки статора	
	Абсолютне значення опору ізоляції, МОм	Значення коефіцієнта аб- сорбції
Більша ніж 5000 кВт Напруга — вища ніж 1 кВ	Не менше значень, наведе- них у додатку Б за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С	Не менше ніж 1,3 за темпе- ратури ізоляції від 10°С до 30°С
5000 кВт і менше Напруга — вища ніж 1 кВ		Не менше ніж 1,2 за темпе- ратури ізоляції від 10°С до 30°С
Термореактивна ізоляція обмотки статора	R_{60} — не менше ніж $10U_{ном}$ за температури ізоляції від 10°С до 30°С	Не нормується
Потужність — будь-яка Напруга — нижча ніж 1 кВ	Не менше ніж 0,5 МОм за температури ізоляції від 10°С до 30°С	Не нормується

2. П, К, Т Вимірювання опору ізоляції Виконують мегаомметром.

Допустимі значення опору ізоляції наведені в таблиці 7.6.

3. П, К Випробування ізоляції обмотки статора.

підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку по фазах

Випробування провадять в електродвигунах потужністю більше 5000 кВт згідно з додатком Б для визначення можливості їх увімкнення без сушіння.

4. П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з таблицею 7.7. Тривалість подання випробної напруги — 1 хв.

5. П, К Вимірювання зазорів між сталлю ротора і статора

Вимірювання зазорів провадять, якщо дозволяє конструкція електродвигуна. При цьому в електродвигунах потужністю 100 кВт і більше, в усіх електродвигунах відповідальних механізмів, а також в електродвигунах з виносними підшипниками і підшипниками ковзання значення повітряних зазорів у місцях, розміщених по обводу ротора і зсунутих один відносно одного під кутом 90° або в точках, спеціально передбачених під час виготовлення електродвигуна, не повинні відрізнятись більше ніж на 10 % від середнього значення зазору.

6. П, К Вимірювання зазорів підшипника ковзання

Вимірювання провадять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

Таблиця 7.6 — Допустимі значення опору ізоляції

Випробний елемент	Періодичність вимірювання	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
Обмотка статора	П, К, Т ¹⁾	0,5/1,0/2,5 ¹⁾	Відповідно до вказівок 7.1 для електродвигунів, які знаходяться в експлуатації, допустимі значення опору ізоляції R_{60° і коефіцієнт абсорбції не нормуються, але їх треба враховувати у разі вирішення питання про необхідність їх сушіння	Під час експлуатації визначення коефіцієнта абсорбції $R_{60^\circ}/R_{15^\circ}$ обов'язкове лише для електродвигунів на напругу, вищу ніж 3 кВ або потужністю, більшою ніж 1000 кВт
Обмотка ротора	П, К, Т ¹⁾	За вимогами заводу, але не вища ніж 1,0	0,2 Не нормується	Вимірювання проводять в синхронних електродвигунах, електродвигунах з фазним ротором на напругу 3 кВ і вище або потужністю, більшою ніж 1000 кВт
Термоіндикатори із з'єднувальними проводами	П, К	0,25	Не нормується	
Підшипники	П, К	1,0	Не нормується	Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, підшипники яких мають ізоляцію відносно корпусу. Вимірювання проводять відносно фундаментної плити за повністю зібраних маслопроводів. В експлуатації вимірювання проводять під час ремонтів з [вийманням ротора]

¹⁾ Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на 0,5 кВ; за номінальної напруги обмотки, вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ — мегаомметром на 1,0 кВ, а за номінальної напруги, вищої ніж 1 кВ — мегаомметром на 2,5 кВ

²⁾ Вимірюють під час поточних ремонтів, якщо для цього не потрібно проводити спеціальні демонтажні роботи.

Таблиця 7.7 — Випробні напруги промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробний елемент	Періодичність випробування	Потужність електродвигуна, кВт	Номінальна напруга електродвигуна, кВ	Випробна напруга, кВ
Обмотка статора	П	Менше 1,0 Від 1,0 і більше До 1000 Від 1000 і більше Від 1000 і більше Від 1000 і більше	Нижче 0,1 Нижче 0,1 Вище 0,1 До 3,3 Вище 3,3 до 6,6 Вище 6,6	0,8 ($2U_{ном} + 0,5$) 0,8 ($2U_{ном} + 1$) 0,8 ($2U_{ном} + 1$), але не менше ніж 1,2 0,8 ($2U_{ном} + 1$) 0,8 ($2,5U_{ном}$) 0,8 ($2U_{ном} + 3$)
Обмотка статора	К	40 і більше і електродвигуни відповідальних механізмів Менше ніж 40	0,4 і нижче 0,5 0,66 2,0 3,0 6,0 10,0 16,0 0,66 і нижче	1,0 1,5 1,7 4,0 5,0 10,0 16,0 1,0
Обмотка ротора синхронних електродвигунів, призначених для безпосереднього пуску, з обмоткою збудження, замкнутою на резистор або джерело живлення	П К			8-кратне $U_{ном}$ системи збудження, але не менше ніж 1,2 і не більше ніж 2,8 1,0
Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором	П, К	—	—	1,5 $U_{рот}$ ²⁾ , але не менше ніж 1,0
Резистор кола гасіння поля ³⁾	П, К	—	—	2,0
Реостати та пускорегулювальні резистори	П, К	—	—	1,5 $U_{рот}$ ²⁾ , але не менше ніж 1,0

¹⁾ Випробування проводять під час капітального ремонту (без зміни обмоток) відразу після зупину електродвигуна до його очищення від забруднення.

²⁾ $U_{рот}$ — напруга на кільцях за розімкнутого нерухомого ротора і повної напруги на статорі.

³⁾ Випробують в синхронних електродвигунах.

7. П, К Вимірювання опору обмоток постійним струмом.

7.1 Обмотки статора та ротора

Вимірювання провадять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше.

Вимірювання опору постійному струму обмотки ротора провадять в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятися один від одного або від попередніх вимірювань, а також від заводських даних більше ніж на 2 %.

Ремонти обмотки електродвигунів змінного струму провадять відповідно до додатка Г.

7.2 Реостати та пускорегулювальні резистори

У реостатах і резисторах, установлених на електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, опір вимірюють на усіх відгалуженнях, у решти електродвигунів вимірюють загальний опір реостатів і резисторів та перевіряють цілісність відпайок.

Значення опорів не повинні відрізнятися від паспортних, проектних значень або попередніх вимірювань більше ніж на ± 10 %.

8. П, К Гідравлічне випробування повітроохолодника.

Випробування провадять надмірним тиском від 0,2 МПа до 0,25 МПа ($2\text{—}2,25\text{ кгс/см}^2$) протягом від 5 хв до 10 хв, якщо відсутні інші вказівки заводу-виробника.

9. П, К Перевірка роботи електродвигуна на неробочому ході або з ненавантаженим механізмом.

Перевірку провадять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму НХ для електродвигунів, які вводяться в роботу, не нормується.

Значення струму НХ після капітального ремонту електродвигуна не повинне відрізнятися більше ніж на 10% від значення струму, виміряного перед ремонтом.

Тривалість безперервної роботи електродвигуна на НХ — не менше 1 год.

10. П, К, Т Вимірювання вібрації підшипників.

Вимірювання провадять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, а також в усіх електродвигунах відповідальних механізмів.

Допустиме значення вібрації на кожному підшипнику електродвигуна не повинне перевищувати таких значень (якщо заводськими інструкціями не передбачені більш жорсткі норми):

— синхронна частота обертання, об/хв — 3000, 1500, 1000, 750 і нижче;

— вібрація підшипників, мкм — 30, 60, 80 і 95 відповідно.

11. П, К Вимірювання розбігу ротора в осьовому напрямку.

Вимірювання провадять в електродвигунах, які мають підшипники ковзання.

Осьовий розбіг не повинен перевищувати значення від 2 мм до 4 мм. Розбіг ротора перевіряють під час капітального ремонту в електродвигунах відповідальних механізмів або у випадку виймання ротора.

12. К Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням

Перевірку провадять під навантаженням, яке забезпечене технологічним обладнанням до моменту здавання в експлуатацію, але не меншим ніж 50 % номінального.

Тривалість безперервної роботи — до температури, яка встановилася.

13. П, К Перевірка справності стрижнів короткозамкнутих роторів

Перевірку провадять в асинхронних електродвигунах потужністю 100 кВт і більше під час капітального ремонту з вийманням ротора.

Висновки.

1. Випробування електрообладнання після монтажу є обов'язковим етапом введення в експлуатацію та виконуються відповідно до чинних норм, заводських інструкцій і галузевих правил безпеки. Обсяг випробувань залежить від типу обладнання, класу напруги та умов експлуатації.

2. Основними видами випробувань є:

- вимірювання опору ізоляції (R60);
- випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти або випрямленою напругою;
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;
- перевірка заземлювальних пристроїв (опір, напруга дотику, стан з'єднань);
- випробування трансформаторів (опір обмоток, коефіцієнт трансформації, Zк, НХ, аналіз масла);
- випробування електродвигунів (ізоляція, НХ, вібрація, нагрів, робота під навантаженням).

3. Оцінювання придатності обладнання до експлуатації здійснюється не лише за відповідністю нормативним межах, а за сукупністю результатів вимірювань, їх порівнянням з паспортними та попередніми значеннями з урахуванням температурних поправок.

4. Особливе значення має контроль стану заземлювальних пристроїв та допустимих напруг дотику, оскільки ці параметри безпосередньо впливають на електробезпеку персоналу.

5. Результати випробувань підлягають обов'язковій реєстрації в технічному журналі або протоколах встановленої форми. Без належного оформлення документації введення обладнання в експлуатацію не допускається.

Контрольні питання.

1. Які нормативні документи регламентують порядок випробувань електрообладнання після монтажу?

2. У яких випадках дозволяється замінювати випробування напругою 1 кВ вимірюванням опору ізоляції мегаомметром 2,5 кВ?
3. Що розуміють під однохвилинним значенням опору ізоляції R60?
4. Які вимоги до температури ізоляції під час проведення випробувань?
5. У чому полягає порядок проведення випробування підвищеною напругою?
6. Які допустимі значення опору заземлювальних пристроїв для електроустановок понад 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю?
7. Які вимірювання виконують для силових трансформаторів під час введення в експлуатацію?
8. У яких випадках обов'язкове вимірювання опору короткого замикання трансформатора?
9. Які параметри трансформаторного масла контролюють під час експлуатації?
10. Які критерії оцінювання стану ізоляції електродвигунів змінного струму?
11. Які вимоги до допустимої вібрації підшипників електродвигуна?
12. У чому полягає перевірка роботи електродвигуна на неробочому ході?
13. Які вимоги до випробування сухих трансформаторів підвищеною напругою?
14. Які заходи безпеки необхідно виконувати під час проведення електричних випробувань?
15. Яким чином здійснюється оцінювання напруги дотику?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.
2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.
3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.
4. Норми випробування електрообладнання СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Харків, 2009. 278 с.

ТЕМА 8. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРО-ОБЛАДНАННЯ

Форми обслуговування: планове, аварійне, капітальне. Графіки обслуговування. Облік технічного стану обладнання. Стандарти та регламенти з ТОіР. Висновки.

Місце документації в системі технічної експлуатації

Документування ремонтних і сервісних робіт є елементом системи управління технічним станом обладнання, а не нормативної системи безпеки праці.

У технічній експлуатації документація виконує такі функції:

- фіксація фактичного технічного стану обладнання;
- забезпечення наступності технічних рішень при зміні персоналу;
- формування історії експлуатації та ремонтів;
- інформаційна база для планування технічного обслуговування і ремонтів;
- інструмент аналізу надійності та ресурсу.

Документація є інженерним інструментом, що забезпечує керованість експлуатаційних процесів.

Документування як елемент життєвого циклу обладнання

У межах життєвого циклу електрообладнання документація супроводжує такі етапи:

1. введення в експлуатацію;
2. робота в номінальних і перевантажувальних режимах;
3. технічне обслуговування;
4. поточні, середні та капітальні ремонти;
5. модернізація;
6. виведення з експлуатації.

Кожен етап потребує фіксації технічних рішень, параметрів і результатів робіт.

Склад експлуатаційної та ремонтної документації

У системі технічної експлуатації застосовується така документація:

1. Паспортна документація

- технічний паспорт обладнання;
- формуляр;
- заводські дані та характеристики.

2. Планова документація

- графіки планово-попереджувальних ремонтів (ППР);
- плани технічного обслуговування;
- ремонтні відомості.

3. Обліково-аналітична документація

- журнали оглядів і ремонтів;
- акти технічних випробувань;

- звіти за результатами ремонту.

Ці документи не є формальними — вони утворюють єдину систему технічного обліку.

Принципи ведення експлуатаційної документації

Ведення документації підпорядковується інженерній логіці, а не вимогам з охорони праці.

Основні принципи:

- об'єктивність — фіксація реальних параметрів і дефектів;
- технічна повнота — відображення суттєвих змін стану;
- системність — взаємозв'язок між паспортом, графіками та звітами;
- аналітична придатність — можливість використання даних для прогнозування;
- трасованість рішень — зрозуміло, хто, коли і чому виконав роботи.

Графіки планово-попереджувальних ремонтів (ППР)

1. Інженерна сутність ППР

Графік ППР — це інструмент управління технічним ресурсом обладнання, а не адміністративний документ.

ППР дозволяє:

- підтримувати працездатність;
- мінімізувати аварійні простої;
- планувати навантаження ремонтного персоналу;
- забезпечувати рівномірний знос елементів.

2. Структура графіка ППР

Типовий графік містить:

- найменування та ідентифікацію обладнання;
- види робіт;
- періодичність;
- планові терміни;
- відповідальних виконавців.

3. Коригування ППР

Коригування графіків здійснюється на підставі:

- результатів діагностики;
- аналізу відмов;
- зміни режимів роботи;
- модернізації обладнання.

Технічний паспорт обладнання

1. Роль технічного паспорта

Технічний паспорт є базовим носієм інформації про обладнання.

Він забезпечує:

- ідентифікацію;
- доступ до технічних параметрів;
- фіксацію історії ремонтів;

- зв'язок між проєктними та фактичними характеристиками.

2. Інформація, що вноситься до паспорта

У паспорті фіксуються:

- номінальні та фактичні параметри;
- зміни конструкції;
- результати випробувань;
- відомості про ремонти;
- зауваження щодо експлуатації.

Акти випробувань і технічні звіти

1. Акти випробувань

Акт випробувань — це технічний документ, який підтверджує:

- результати вимірювань;
- відповідність параметрів допустимим значенням;
- готовність обладнання до подальшої роботи.

Акт є основою для:

- введення після ремонту;
- продовження експлуатації;
- коригування ППР.

2. Технічні звіти

Технічний звіт узагальнює:

- результати дефектації;
- перелік виконаних робіт;
- замінені елементи;
- рекомендації щодо подальшої експлуатації.

Документація як інструмент інженерного аналізу

Сукупність експлуатаційних документів дозволяє:

- аналізувати повторюваність дефектів;
- оцінювати надійність вузлів;
- прогнозувати залишковий ресурс;
- переходити до обслуговування за технічним станом.

Таким чином, документація є основою інженерних рішень, а не формальним обліком.

Документування ремонтних і сервісних робіт є частиною інженерної культури експлуатації.

Воно забезпечує керованість технічного стану обладнання, ефективність ремонтів і обґрунтованість подальших технічних рішень.

Висновки.

1. Документування ремонтних і сервісних робіт є невід'ємною складовою системи технічної експлуатації електрообладнання та електроприводів і забезпечує керованість їх технічного стану протягом усього життєвого циклу.

2. Експлуатаційна документація розглядається як інженерний інструмент, що дозволяє фіксувати фактичні параметри роботи обладнання, результати оглядів, діагностики, ремонтів і випробувань, а не як формальний або адміністративний облік.

3. Системне ведення технічних паспортів, графіків планово-попереджувальних ремонтів, актів випробувань і технічних звітів створює інформаційну основу для аналізу надійності, ресурсу та працездатності обладнання.

4. Графіки планово-попереджувальних ремонтів є засобом управління технічним ресурсом обладнання та забезпечують перехід від реактивного усунення відмов до планового і прогнозованого технічного обслуговування.

5. Технічний паспорт обладнання виконує ключову роль у забезпеченні простежуваності змін технічного стану, конструктивних рішень і результатів ремонтів протягом експлуатації.

6. Акти випробувань і технічні звіти дозволяють об'єктивно оцінювати результати виконаних робіт та приймати обґрунтовані інженерні рішення щодо подальшої експлуатації, ремонту або модернізації обладнання.

7. Якість і повнота експлуатаційної документації безпосередньо впливають на ефективність ремонтних робіт, зниження кількості аварійних відмов та раціональне використання технічного ресурсу обладнання.

8. Систематизоване документування створює передумови для впровадження сучасних підходів до технічного обслуговування, зокрема обслуговування за технічним станом і використання автоматизованих систем управління ремонтами.

Контрольні питання.

1. Яке місце займає документація в системі управління технічним станом електрообладнання?

2. Які функції виконує документування в процесі експлуатації та ремонту?

3. Чому документація розглядається як інженерний інструмент, а не формальний облік?

4. Які етапи життєвого циклу електрообладнання потребують документального супроводу?

5. Яке значення має накопичення історії експлуатації та ремонтів?

6. Які основні групи експлуатаційної та ремонтної документації застосовуються?

7. Чим відрізняється паспортна, планова та обліково-аналітична документація?

8. Які принципи лежать в основі ведення експлуатаційної документації з інженерної точки зору?

9. Що означає трасованість технічних рішень і чому вона важлива?

10. Яке інженерне призначення графіків ППР?
11. Які дані є базовими для формування графіка ППР?
12. За якими результатами здійснюється коригування графіків ППР?
13. Яке призначення технічного паспорта в процесі експлуатації?
14. Яка інформація є критично важливою для внесення до технічного паспорта?
15. Яке призначення актів випробувань у системі технічної експлуатації?
16. Яку інформацію узагальнюють технічні звіти після ремонту?
17. Як експлуатаційна документація використовується для аналізу надійності обладнання?
18. Яким чином документація забезпечує перехід до обслуговування за технічним станом?
Узагальнюючі
19. Як якість ведення документації впливає на ефективність ремонтів?
20. Які наслідки має несистемне або фрагментарне документування?

Використана література.

1. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : затв. наказом Міністерства палива та енергетики України 25.02006 № 258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13.02.2012 №91) 3-тє вид. Харків : Видавництво «Індустрія», 2012. 320 с.
2. Положення про технічне обслуговування устаткування підприємств гірничо-металургійного комплексу : затв. наказом Міністерства промислової політики України від 15.06.2004 № 285. Харків : Видавництво «Індустрія», 2023. 48 с.
3. Положення про технічне обслуговування устаткування підприємств гірничодобувних підприємств : затв. наказом Міністерства промислової політики України 04.02003 № 281. Харків : Видавництво «Індустрія», 2020. 20 с.

ТЕМА 9. ДІАГНОСТИКА НЕСПРАВНОСТЕЙ: МЕТОДИ, ПРИЛАДИ, АЛГОРИТМИ

Класифікація типових несправностей. Метод візуального огляду, термографія, віброаналіз. Використання мультиметрів, мегаомметрів, струмових клещів. Побудова діагностичних алгоритмів. Висновки.

Огляд приладів для діагностики електрообладнання: мультиметри, мегаомметри, струмові клещі, тепловізори, віброаналізатори. Методи оцінки технічного стану обладнання.

Загальні положення

Контроль параметрів електрообладнання є ключовою складовою забезпечення надійності, безпеки та енергоефективності виробничих процесів. Своєчасні вимірювання електричних, теплових і механічних параметрів дають змогу:

- виявляти дефекти на ранніх стадіях;
- попереджати аварійні відмови;
- оптимізувати планово-попереджувальні ремонти;
- обґрунтовувати рішення щодо модернізації або заміни обладнання.

Мультиметри



Рисунок 9.1 - Зовнішній вигляд мультиметрів

Призначення. Універсальні прилади для вимірювання напруги, струму, опору, перевірки цілісності кіл, діодів, ємності, частоти.

Особливості застосування в обслуговуванні:

- контроль живильних кіл та сигналів керування;
- перевірка справності елементів схем;
- пошук обривів і коротких замикань.

Ключові параметри вибору: клас точності, True RMS, категорія безпеки (CAT II–IV), діапазони вимірювань, захист від перевантажень.

Мегаомметри



Рисунок 9.2 – Зовнішній вигляд мегаомметрів

Призначення. Вимірювання опору ізоляції електричних машин, кабельних ліній, трансформаторів.

Методичні аспекти:

- вимірювання проводиться при підвищеній випробувальній напрузі (250–5000 В);
- оцінюється абсолютне значення опору та його динаміка у часі.

Практичне значення: раннє виявлення зволоження, старіння або пошкодження ізоляції.

Струмові кліщі



Рисунок 9.3 – Зовнішній вигляд струмові кліщі

Призначення. Безконтактне вимірювання струму в провідниках без розриву кола.

Основні сфери використання:

- контроль навантаження електродвигунів;
- виявлення перевантажень і перекосів фаз;
- оперативна діагностика в діючих установках.

Переваги: безпека, швидкість, можливість вимірювання великих струмів.

Тепловізори



Рисунок 9.4 – Зовнішній вигляд тепловізора

Призначення. Безконтактний контроль температурного стану елементів електрообладнання.

Діагностичні можливості:

- виявлення перегрівів контактів, шин, обмоток;
- контроль нерівномірності теплових полів;
- оцінка стану підшипників та механічних вузлів.

Перевага методу: дистанційність і можливість роботи без зупинки обладнання.

Віброаналізатори



Рисунок 9.5 – Зовнішній вигляд віброаналізатора

Призначення. Контроль механічного стану електромеханічних систем.

Інформаційні показники:

- рівень та спектр вібрації;
- характерні частоти дефектів;
- зміна параметрів у часі.

Застосування: діагностика підшипників, дисбалансу ротора, розцентрування валів.

Методи оцінки технічного стану електрообладнання

Комплексна оцінка базується на поєднанні результатів різних вимірювань:

- **електричні методи** (опір, струм, напруга, ізоляція);
- **теплові методи** (термографія);
- **механічні методи** (вібраційний аналіз);
- **трендовий аналіз** (порівняння результатів у часі).

Такий підхід забезпечує підвищену достовірність діагностики та обґрунтованість технічних рішень.

Використання сучасних вимірювальних і діагностичних приладів є обов'язковою умовою ефективного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання. Комплексне застосування мультиметрів, мегаомметрів, струмових клещів, тепловізорів і віброаналізаторів дозволяє забезпечити високий рівень надійності, безпеки та економічної ефективності експлуатації промислових електроприводів і електроустановок.

Висновки.

1. Систематичне застосування вимірювальних і діагностичних приладів є необхідною умовою надійної та безпечної експлуатації електрообладнання.

2. Мультиметри забезпечують універсальний контроль електричних параметрів і є базовим інструментом під час технічного обслуговування та ремонту.

3. Мегаомметри дозволяють оцінювати стан ізоляції електричних машин, кабельних ліній і апаратів, що є критичним фактором електробезпеки.

4. Струмові кліщі забезпечують оперативний і безпечний контроль навантаження без розриву електричного кола.

5. Тепловізійний контроль дає можливість виявляти приховані дефекти за температурними аномаліями без зупинки обладнання.

6. Віброаналіз є ефективним методом діагностики механічного стану електромеханічних систем та раннього виявлення дефектів обертових вузлів.

7. Найвищу достовірність оцінки технічного стану електрообладнання забезпечує комплексне застосування електричних, теплових і механічних методів діагностики.

8. Результати вимірювань повинні використовуватися не лише для фіксації поточного стану, а й для трендового аналізу та планування ремонтних заходів.

Контрольні питання.

1. Яка роль вимірювальних приладів у системі технічного обслуговування електрообладнання?

2. Які основні функції та параметри промислових мультиметрів?

3. У чому полягає принцип вимірювання опору ізоляції мегаомметром?

4. Які вимоги безпеки необхідно дотримуватися під час роботи з мегаомметрами?

5. Які переваги мають струмові кліщі порівняно з прямими методами вимірювання струму?

6. Які дефекти електрообладнання можна виявити за допомогою тепловізора?

7. Які основні параметри оцінюються під час вібраційної діагностики електромеханічних систем?

8. Як за результатами вимірювання струму можна оцінити режим роботи електродвигуна?

9. Чому трендовий аналіз результатів вимірювань є важливим для прогнозування відмов?

10. У яких випадках доцільно поєднувати електричні, теплові та механічні методи діагностики?

11. Як результати тепловізійного контролю використовуються для планування ремонтних робіт?

12. Які чинники впливають на точність і достовірність вимірювань у процесі експлуатації електрообладнання?

ТЕМА 10. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ МОНТАЖУ ТА ВВЕДЕННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ

Оцінка відповідності монтажу проектним вимогам. Контроль маркування, відповідності схем. Випробування під навантаженням. Складання актів приймання. Умови допуску до експлуатації. Висновки.

Прийняття електроустановок в експлуатацію та порядок їх підключення до електричної мережі

Загальний принцип прийняття в експлуатацію

- Електроустановки, черги будівництва або пускові комплекси, повністю закінчені будівництвом, приймаються в експлуатацію за вимогами НД (зокрема СОУ-Н ЕЕ 20.402:2007).
- Прийняття об'єкта будівництва в експлуатацію здійснюється на підставі акта готовності та шляхом видачі сертифіката Державною архітектурно-будівельною інспекцією України (та територіальними органами).
- За відсутності зауважень інспектор держенергонагляду (або представник електропередавальної організації) погоджує акт готовності у встановленому порядку.

Пусковий комплекс: проектні схеми та вимоги безпеки на стадії будівництва

- Схеми електроустановок пускового комплексу розробляє проектна організація на основі технічних умов та погоджує в установленому НД порядку.
- Пусковий комплекс може охоплювати частину проектної схеми, достатню для нормальної експлуатації з заданими параметрами.
- Із пускового комплексу не виключаються санітарно-побутові будівлі/споруди та об'єкти для безпечних умов життєдіяльності.
- На будові до початку основних робіт має бути забезпечене протипожежне водопостачання.
- Внутрішній протипожежний водогін та системи пожежогасіння montуються одночасно із зведенням об'єкта; водогін вводять в дію до опоряджувальних робіт, а системи пожежогасіння/сигналізації — до пусконаладження (у кабельних спорудах — до укладання кабелів).
- Пожежні депо, якщо передбачені проектом, споруджують у першу чергу; використання депо не за призначенням заборонене.

Технічний нагляд і проміжні прийняття під час будівництва/монтажу

- На період будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт замовник здійснює кваліфікований технічний нагляд та проводить проміжні прийняття вузлів, споруд і прихованих робіт.
- Перед пусконаладженням з подачею напруги за тимчасовими схемами замовник, як правило, встановлює тимчасовий експлуатаційний режим обслуговування (оперативний персонал).

Обов'язкові випробування до введення в експлуатацію

До прийняття електроустановок в експлуатацію виконуються:

- індивідуальні випробування обладнання та опробування окремих систем (індивідуальні пуски);
- комплексне випробування обладнання.

Перед індивідуальними/комплексними випробуваннями перевіряють виконання вимог НД, Правил, інструкцій з монтажу тощо.

Для приймально-здавальних випробувань допускається подання напруги, якщо:

- укладено договір про тимчасове постачання електроенергії без засобів обліку;
- узгоджено з Державною службою гірничого нагляду та промислової безпеки України.

Хто проводить індивідуальні/функціональні випробування і хто — комплексні

- Індивідуальні та функціональні випробування проводить генпідрядник із залученням замовника, монтажних і пусконаладжувальних організацій — за проєктними схемами після завершення будівельних/монтажних/налагоджувальних робіт.
- Комплексне випробування організовує і проводить замовник:
 - перевіряють спільну роботу агрегатів, технологічних схем і допоміжного обладнання під навантаженням і без;
 - початок — момент включення в мережу або під навантаження;
 - включає налагодження ЗВТ, блокувань, сигналізації, дистанційного керування, захисту та автоматичного регулювання;
 - умова завершення: безперервна нормальна робота 72 год (обладнання) і 24 год (лінії електропередавання);
 - після випробування оформлюють акт (підписує замовник та/або інспектор держенергонагляду / представник електропередавальної організації).

Передача на баланс/обслуговування та підключення до мережі

- Якщо змонтовані електроустановки передаються на баланс електропередавальної організації або на обслуговування (за договором), прийняття від монтажної організації проводить замовник разом з електропередавальною організацією.
- Підключення здійснюється в установленому порядку.

Дефекти та недоробки: критична заборона підключення

- Усі дефекти будівництва/монтажу і дефекти обладнання, виявлені під час випробувань, мають бути усунені до оформлення підключення.

- Підключення до мережі з дефектами та недоробками забороняється.

Що має бути забезпечено до прийняття в експлуатацію (готовність експлуатації)

До введення в експлуатацію повинні бути:

- розроблені експлуатаційні інструкції, оперативні схеми, технічна документація;
- підготовлений персонал (навчання/перевірка знань) або укладено договір обслуговування з електропередавальною чи спеціалізованою організацією;
- підготовлені запасні частини/матеріали, випробувані захисні засоби та інструмент;
- уведені в роботу зв'язок, пожежна сигналізація і пожежогасіння (за участю Держінспекції техногенної безпеки), аварійне освітлення та вентиляція;
- створені безпечні умови праці та перебування людей за вимогами НД з ОП, промислової, пожежної, технологічної безпеки, екологічних і санітарних норм.

Оформлення підключення: техогляд і пакет документів

- Для оформлення підключення замовник надає електроустановку для технічного огляду, а також необхідну документацію.
- Хто проводить техогляд:
 - понад 1 кВ або для живлення струмоприймачів I категорії та особливої групи — представники держенергонагляду і Держслужби гірничого нагляду та промбезпеки;
 - до 1 кВ (II–III категорії) — представник електропередавальної організації.
- На огляд надаються: проєктна й технічна документація, акти виконаних робіт, а також протокол перевірки знань і наказ про призначення відповідального за електрогосподарство або договір на обслуговування спеціалізованою організацією.
- Результати огляду фіксуються актом огляду (відповідність ТУ, нормам, правилам, стандартам).
- Акт огляду надається лише за наявності: власних підготовлених електротехпрацівників + наказ/договір обслуговування.

Тимчасове електропостачання (будмайданчики, атракціони тощо)

- Тимчасові електроустановки мають відповідати ПУЕ і приймаються в експлуатацію в порядку, передбаченому Правилами.
- Місце та спосіб підключення виконують за затвердженими проєктами, що пройшли експертизу на відповідність НД з пожежної безпеки.

- Підключення до мережі електропередавальної організації — після техогляду держенергонаглядом.

Підключення об'єкта, прийнятого в експлуатацію

- Підключення здійснює власник мереж після отримання сертифіката та проведення техогляду і на підставі договору постачання (або договорів про спільне використання мереж / техзабезпечення електропостачання).
- Якщо електроустановка є частиною об'єкта або пускового комплексу — за письмовим зверненням замовника допускається підключення на підставі проведеного огляду.

Висновки.

1. Контроль якості монтажу електроустановок є завершальним і відповідальним етапом будівельно-монтажних робіт, який визначає можливість безпечного введення об'єкта в експлуатацію.

2. Приймання здійснюється відповідно до нормативних документів і включає індивідуальні та комплексні випробування обладнання під навантаженням із чітко встановленими критеріями завершення (72 год – обладнання, 24 год – ЛЕП).

3. Підключення до електричної мережі за наявності дефектів або невідповідностей категорично забороняється.

4. До введення в експлуатацію повинні бути забезпечені: підготовлений персонал, технічна документація, засоби захисту, пожежна безпека, аварійне освітлення та безпечні умови праці.

5. Технічний огляд електроустановок здійснюється уповноваженими органами залежно від рівня напруги та категорії надійності споживачів.

6. Введення в експлуатацію є не лише технічною, а й юридичною процедурою, що оформлюється актами, сертифікатами та відповідними договорами.

Контрольні питання.

7. У чому полягає загальний принцип прийняття електроустановок в експлуатацію?

8. Які нормативні документи регламентують порядок прийняття електроустановок?

9. Що таке пусковий комплекс та які вимоги до нього висуваються?

10. Які системи повинні бути введені в дію до початку пусконаладжувальних робіт?

11. Які види випробувань проводяться перед введенням в експлуатацію?

12. Хто організовує та проводить індивідуальні випробування?

13. Хто відповідає за комплексне випробування обладнання?

14. Які умови вважаються виконаними після завершення комплексного випробування?
15. У яких випадках дозволяється подача напруги для приймально-здавальних випробувань?
16. Які дефекти унеможливають підключення електроустановки до мережі?
17. Які документи подаються для оформлення підключення?
18. Хто здійснює технічний огляд установок понад 1 кВ?
19. Які вимоги висуваються до персоналу перед введенням об'єкта в експлуатацію?
20. Які заходи пожежної безпеки повинні бути реалізовані до введення в експлуатацію?
21. У чому особливості прийняття тимчасових електроустановок?

Використана література.

1. Монтаж та налагоджування електромеханічних пристроїв : навч. посіб. / В. В. Грабко та ін. Вінниця : ВНТУ, 2020. 173 с.
2. Експлуатація та монтаж електрообладнання: методичні вказівки для самостійної роботи з навчальної дисципліни «Експлуатація та монтаж електрообладнання» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: Р. В. Телюта, О.А.Козловський, В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 2018 200 с.
3. Монтаж і експлуатація електрообладнання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної та заочної форми навчання / уклад. Ю.В. Грицюк. Луцьк : Луцький НТУ, 2020. 48 с.
4. Норми випробування електрообладнання СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Харків, 2009. 278 с.
5. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : затв. наказом Міністерства палива та енергетики України 25.07.2006 №258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13.02.2012 №91). 3-тє. вид. Харків : Видавництво «Індустрія», 2018. 320 с.

Навчально-методичне видання

Шрамко Юрій Юрійович

**«Монтаж, налагодження та експлуатація електротехнічного
обладнання»
курс лекцій з дисципліни**

Самостійне електронне мережеве видання

Публікується в авторській редакції