

Міністерство освіти і науки України

ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ ІНСТИТУТ

Факультет енергетики, цифрових та комп'ютерних технологій

Кафедра електропостачання та енергетичного менеджменту

ОПОРНИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

дисципліни

«ОСНОВИ ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ»

для студентів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
денної та заочної форми навчання, спеціальності
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Затверджено рішенням
Науково-методичної ради
ФЕЦКТ ДБТІ
Протокол № 1
від 30.09.2024 р.

Харків 2024

Схвалено
на засіданні кафедри
електропостачання та енергетичного менеджменту
Протокол № 1 від 30 серпня 2024 р.

Укладач:

Трунова І. М. – к. т. н., доцент кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту Державного біотехнологічного інституту

Рецензенти:

Н. Г. Косуліна, д-р техн. наук, проф. Державного біотехнологічного інституту;
М. Л. Лисиченко, д-р техн. наук, проф. Державного біотехнологічного інституту

Опорний конспект лекцій дисципліни «Основи технічної експлуатації систем електропостачання» для студентів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочн. форм навч., спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Державн. біотехнолог. ін.-т; упоряд.: І. М. Трунова. – Харків: ДБТІ, 2024. – 98 с.

Опорний конспект лекцій дисципліни «Основи технічної експлуатації систем електропостачання» розроблений для вивчення студентами спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» питань технічної експлуатації енергетичного обладнання розподільних мереж систем електропостачання АПК (підстанцій, трансформаторів, повітряних та кабельних ліній електропередавання тощо) відповідно до навчальної програми дисципліни «Основи технічної експлуатації систем електропостачання».

© Трунова І. М. упорядкування, 2024

© Державний біотехнологічний інститут, 2024

Лекція 1

Основні поняття та визначення технічної експлуатації енергетичного обладнання систем електропостачання

1. Технічна експлуатація енергетичного обладнання.
2. Завдання та відповідальність електротехнічного персоналу.
3. Допуск, наряд-допуск, розпорядження, бригада (за нарядом або розпорядженням), підготовка робочого місця.
4. Види робіт технічної експлуатації (робота під напругою, роботи верхолазні, роботи на висоті, роботи ремонтні, роботи спеціальні, роботи, що виконуються в порядку поточної експлуатації).

1. Технічна експлуатація енергетичного обладнання

Будь яка техніка має **життєвий цикл** - сукупність усіх фаз її існування з моменту виготовлення: транспортування до місця встановлення, монтаж та підготовка до пуску, робота за призначенням, технічне обслуговування, зберігання у період простою, поточний та капітальний ремонт, модернізація.

Експлуатація техніки – стадія життєвого циклу виробу, протягом якого реалізовується, підтримується і відновлюється його якість.

Система експлуатації – сукупність виробів, засобів експлуатації, виконавців та документації, яка встановлює правила їх взаємодії, необхідних і достатніх для виконання завдань експлуатації.

Розрізняють виробничу та технічну експлуатацію техніки, зокрема енергетичного обладнання. **Виробнича експлуатація** енергетичного обладнання – це реалізація його властивостей. Наприклад, виробнича експлуатація електрообладнання – це процес використання обладнання за своїм призначенням, внаслідок якого електрична енергія перетворюється в інші види. У цьому процесі бере участь персонал, який обслуговує електроустановки, та персонал, який обслуговує технологічні об'єкти (у кормоцеху – оператор, на насосній станції – черговий та інші). Результатом процесу

використання обладнання є енергія, що перетворена та передана технологічному об'єкту.

Технічна експлуатація - частина експлуатації, яка складається з транспортування, зберігання, технічного обслуговування та ремонту виробу.

В процесі технічної експлуатації енергетичного обладнання забезпечується та підтримується потрібний стан енергетичного обладнання, в тому числі відновлюються його властивості, що втрачаються при транспортуванні, використанні або зберіганні обладнання. Технічну експлуатацію виконують фахівці служби технічної експлуатації. Результат технічної експлуатації – експлуатаційна надійність енергетичного обладнання.

Згідно з ПТЕЕС технічна експлуатація – це комплекс робіт, пов'язаних з виконанням вимог ПТЕЕС, а також інших нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів з питань користування електричною і тепловою енергією, улаштування, будови, технічного обслуговування, ремонту обладнання і оперативного управління електроустановками.

Основні роботи, які виконують під час технічної експлуатації енергетичного обладнання це технічні огляди обладнання, технічне обслуговування та ремонт.

Технічний огляд – захід, який виконується ручним чи автоматичним способом з метою спостереження за об'єктом.

Технічне обслуговування - комплекс операцій чи операція з підтримання працездатності або справності виробу під час використання за призначенням, зберігання і транспортування.

До *технічного обслуговування* електрообладнання належить: випробування обладнання і пристроїв, підтяжка контактних з'єднань, доливання ізоляційного мастила, випробування і вимірювання ізоляційних характеристик тощо.

Технічне обслуговування виконують, як правило, на місці встановлення електрообладнання. Технічне обслуговування електрообладнання забезпечує справність за рахунок своєчасного усунення причин або дрібних неполадок, що можуть викликати відмову.

Непланове технічне обслуговування – технічне обслуговування, постанова на яке здійснюється без попереднього призначення за технічним станом.

Періодичне технічне обслуговування – технічне обслуговування, що виконується через встановлені в експлуатаційній документації значення наробітку або інтервали часу.

Планове технічне обслуговування – технічне обслуговування, постанова на яке здійснюється відповідно вимогам нормативно-технічної або експлуатаційної документації.

Регламентоване технічне обслуговування – технічне обслуговування за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, яке виконується з періодичністю та в обсязі, що встановлені ними, незалежно від технічного стану об'єкту на початку технічного обслуговування.

Сезонне технічне обслуговування – технічне обслуговування, що виконується для підготовки об'єкта до використання в осінньо-зимових або весняно-літніх умовах.

Технічне обслуговування з безперервним контролем – технічне обслуговування за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, яке виконується за результатами безперервного контролю технічного стану об'єкта.

Технічне обслуговування з періодичним контролем - технічне обслуговування, при якому контроль технічного стану виконується з періодичністю та в обсязі за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, а обсяг інших операцій визначається технічним станом об'єкту на початку технічного обслуговування.

Ремонт - комплекс операцій з відновлення справності або працездатності виробів і відновлення ресурсів виробів або їх складових частин.

Агрегатний ремонт – ремонт, при якому несправні агрегати замінюють новими або відремонтованими.

Капітальний ремонт - ремонт, який здійснюють для відновлення справності та повного чи майже повного відновлення ресурсу виробу із заміною чи відновленням будь-яких його частин, уключаючи базові.

Неплановий ремонт - технічне обслуговування та ремонт, що їх виконують після виявлення несправності для повернення об'єкта в стан, у якому він здатний виконувати потрібну функцію.

Плановий ремонт – ремонт, постанова на який здійснюється відповідно вимогам науково-технічної або експлуатаційної документації.

Поточний ремонт - ремонт, що виконується для забезпечення або відновлення працездатності виробу і полягає в заміні і (або) відновленні окремих його частин.

Регламентований ремонт - ремонт за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, який виконується з періодичністю та в обсязі, що встановлені ними, незалежно від технічного стану об'єкту на початку ремонту.

Поточний ремонт забезпечує підтримання працездатності всього виробу внаслідок своєчасної заміни елементів, що швидко виходять з ладу (часткове відновлення). Поточний ремонт виконують на місці встановлення електрообладнання або в ремонтній майстерні. Капітальний ремонт виконують спеціалізовані електроремонтні підприємства.

Система технічного обслуговування та ремонту - сукупність взаємопов'язаних засобів документації технічного обслуговування, ремонту й виконавців, необхідна для підтримання та відновлення якості виробів, що входять у цю систему.

Структура ремонтного циклу – перелік та послідовність виконання видів ремонтних робіт та робіт по технічному обслуговуванню в період між капітальними ремонтами або вводом в експлуатацію і першим капітальним ремонтом.

Цикл технічного обслуговування (ремонту) – найменші інтервали часу або наробітку виробу, які повторюються і протягом яких виконуються у визначеній послідовності відповідно до вимог нормативно-технічної документації всі встановлені види періодичного технічного обслуговування (ремонту).

Обладнання, що використовується сезонно також потребує робіт з консервації та розконсервації. При підготовці електрообладнання до зберігання, а також безпосередньо після його закінчення здійснюють консервацію електрообладнання у випадку, якщо термін зберігання триває понад два місяці.

Консервація – стан справного обладнання з повним відключенням (зупином) і виведенням з роботи на тривалий час через відсутність необхідності його використання в даний час, але з можливістю наступного його включення в роботу у разі необхідності (після його підготовки, перевірки та опробування).

Розконсервація – заходи, спрямовані на усунення консерваційних та пакувальних матеріалів.

2 Завдання та відповідальність електротехнічного персоналу.

Роботи з експлуатації енергетичного обладнання виконують працівники, які мають відповідну підготовку. Зокрема, роботи з технічної експлуатації електрообладнання виконують електротехнічні працівники.

Працівники електротехнічні - працівники, посада або професія яких пов'язана з обслуговуванням електроустановок, які пройшли перевірку знань з питань технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці.

Працівники електротехнологічні - працівники, посада або професія яких пов'язана з обслуговуванням технологічних процесів, що базуються на використанні електроенергії, або із застосуванням електричного інструменту, переносних електричних машин, електрозварювального устаткування тощо під час виконання робіт, але не пов'язана з ремонтом і технічним обслуговуванням електроустаткування.

Обслуговування електроустановок, у тому числі виконання ремонтних, монтажних, налагоджувальних робіт і оперативних перемикачів в електроустановках, повинні здійснювати спеціально підготовлені електротехнічні працівники, а саме: керівники і фахівці, оперативні, виробничі та оперативно-виробничі працівники.

Працівники адміністративно-технічні - керівники споживачів, їх заступники, начальники цехів, відділів, служб, районів, дільниць, лабораторій та їх заступники, майстри, інженери та їхні посадові особи, на яких покладено адміністративні функції.

Працівники оперативні (чергові) - працівники, які перебувають на чергуванні в зміні і допущені до оперативного управління та/або оперативних перемикачів.

Працівники оперативно-виробничі - виробничі працівники, спеціально навчені й підготовлені для оперативного обслуговування в затвердженому обсязі закріплених за ними електроустановок.

Працівники виробничі - працівники, навчені і допущені до ремонту й обслуговування обладнання, пристроїв вторинних кіл та засобів диспетчерського і технологічного керування в електроустановках.

Завдання електротехнічного персоналу - виконання вимог нормативних документів, що має метою забезпечення надійної, безпечної і раціональної експлуатації електрообладнання та утримання його у справному стані.

Електротехнічний персонал виконує оперативне обслуговування, технічне обслуговування, ремонт електрообладнання.

Оперативне обслуговування електрообладнання – комплекс робіт з:

- ведення необхідного режиму роботи електроустановок;
- проведення перемикачів, оглядів обладнання;
- підготовка до проведення ремонту (підготовка робочого місця, допуску); технічного обслуговування обладнання, що передбачене виробничими інструкціями працівників;
- оперативне усунення відмов обладнання та наслідків аварій.

На кожному підприємстві наказом адміністрації повинна бути призначена особа, що відповідає за стан електрогосподарства.

Особа, відповідальна за електрогосподарство, - електротехнічний працівник, в обов'язки якого входить безпосереднє виконання функцій щодо організації технічної та безпечної експлуатації електроустановок споживача, призначення якого здійснюється наказом керівника споживача.

Особа, відповідальна за електрогосподарство, має забезпечити:

1) розроблення і проведення організаційних і технічних заходів, що включають:

- утримання електроустановок у робочому стані та їх експлуатацію згідно з вимогами ПТЕ, інструкцій та інших нормативних документів;

- дотримання заданих електропередавальною (електропостачальною) організацією режимів електроспоживання і договірних умов споживання електричної енергії та потужності;

- виконання заходів з підготовки електроустановок підприємства до роботи в осінньо-зимовий період;

- раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів;

- оптимальне споживання реактивної потужності та економічні режими роботи компенсуючих пристроїв;

- впровадження автоматизованих систем і приладів вимірювання та обліку електричної енергії;

- своєчасний і якісний ремонт електроустановок;

- зменшення аварійності та травматизму;

- забезпечення промислової безпеки;

- підвищення надійності роботи електроустановок;

- навчання і перевірку знань нормативних документів, виробничих (посадових і експлуатаційних) інструкцій та інструкцій з охорони праці для електротехнічного (електротехнологічного) персоналу;

- охорону навколишнього природного середовища (у залежності від покладених функцій);

2) удосконалення мережі електропостачання споживача з виділенням на резервні зовнішні живильні лінії навантажень струмоприймачів екологічної та аварійної броні;

3) розроблення комплексу заходів, спрямованих на запобігання травматизму, зниженню рівня промислової безпеки, загибелі тварин, пошкодженню обладнання, можливим негативним екологічним та іншим наслідкам у разі припинення або обмеження електропостачання, здійсненого у встановленому порядку;

4) розслідування технологічних порушень в роботі електроустановок та оперативне повідомлення про них територіальному підрозділу Держенергонагляду;

5) розроблення та дотримання норм витрати палива, електричної енергії, їх сучасний перегляд під час удосконалення технології виробництва та впровадження нової техніки;

6) проведення діагностування технічного стану електроустановок;

7) проведення вимірів споживання електричної енергії та потужності в установленій електропередавальною організацією характерний режимний день літнього та зимового періодів і подання в установлені терміни добових режимних графіків до електропередавальної організації та територіального підрозділу Держенергонагляду;

8) систематичний контроль за графіком навантаження споживача; розроблення постійно діючих заходів з регулювання добового графіка електричного навантаження, зниження граничних величин споживання електричної потужності в години максимуму навантаження мережі електропередавальної організації;

9) виконання графіка обмеження споживання електричної енергії, потужності та аварійного відключення споживачів; розробку заходів щодо зниження споживання електричної енергії та потужності для забезпечення встановлених режимів електроспоживання у відповідності до доведених графіків обмеження тощо.

Особу, відповідальну за електрогосподарство, та особу, яка буде її заміщати, призначають з числа спеціалістів, кваліфікація яких відповідає вимогам ПТЕ та які пройшли навчання з питань технічної експлуатації електроустановок, правил пожежної безпеки та охорони праці.

Електротехнічний персонал підприємства відповідає за виконання вимог нормативних документів відповідно до службових обов'язків. Контроль і нагляд за виконанням вимог нормативних документів, відповідно до своїх обов'язків, здійснюють спеціалісти енергослужби, служби охорони праці споживача та організацій вищого рівня. Державний нагляд за виконанням вимог нормативних документів здійснюють Держенергонагляд, а також відповідно до своїх функціональних обов'язків інші вповноважені організації.

Особи, що порушили вимоги чинних нормативних документів, підлягають покаранню відповідно до ступеню і характеру порушень в адміністративному або су-

довому порядку, бо порушення вимог нормативних документів може мати наслідок - аварії, відмови, пошкодження енергетичного обладнання.

Ознаки аварії енергетичного обладнання:

- вихід з ладу енергетичного обладнання і необхідність його позачергового капітального ремонту;

- порушення роботи енергетичного обладнання, що ви-кликало зупинку виробничих процесів на строк, який перевищує допустиму тривалість простою технологічної лінії;

- нещасні випадки з людьми, загибель сільськогосподарських тварин і птиці.

Ознаки відмови енергетичного обладнання:

- поява несправності в енергетичному обладнанні, що має наслідок – необхідність позачергового поточного ремонту;

- порушення нормальної роботи енергетичного обладнання, що супроводжується зупинкою технологічної лінії на строк в межах допустимої тривалості;

- виникнення небезпеки для людини, сільськогосподарських тварин і птиці, порушення режиму роботи енергетичного обладнання без аварії і нещасного випадку.

Ознака пошкодження енергетичного обладнання - порушення нормальної роботи енергетичного обладнання, що не супроводжується матеріальними збитками.

Всі аварії, відмови та пошкодження енергетичного обладнання виникають внаслідок провини обслуговуючого персоналу, сторонніх організацій (заводу–виробника, монтажної-налагоджувальної, будівельної організацій тощо), сторонніх осіб або внаслідок форс-мажорних обставин. Форс-мажорні обставини - надзвичайна й непереборна сила (стихія, страйк, локаут, оголошена та неоголошена війна, терористичний акт, блокада, революція, заколот, повстання, масові заворушення, громадська демонстрація, акт вандалізму, блискавка, пожежа, буря, повінь, землетрус, нагромадження снігу або ожеледь), що звільняє сторони договору, в даному випадку – договору про виконання службових обов'язків, від відповідальності за його невиконання.

За аварії, відмови та пошкодження енергетичного обладнання відповідає:

- обслуговуючий (зокрема, електротехнічний) персонал – внаслідок неправильних або помилкових дій або бездіяльності;

- інженерно-технічні працівники – внаслідок неприйняття ними необхідних заходів (несвоєчасне проведення ремонту, неякісне приймання енергетичного обладнання після ремонту, відсутність резервного фонду і запасних частин і матеріалів, невиконання вказівок вищестоящих організацій, несвоєчасне проведення профілактичних випробувань обладнання або його заміни, допуск до роботи ненавчених осіб і т. ін.);

- сторонні організації – внаслідок неякісного виконання робіт, що підтверджується відповідними документами (рекламація, акт, фотографія, протокол випробування і т. ін.);

- сторонні особи – внаслідок їх неправильних дій при умові, що обслуговуючий (зокрема, електротехнічний) персонал діяв відповідно вимог нормативних документів, місцевих інструкцій, якщо ні - то відповідають і сторонні особи і обслуговуючий персонал;

- відповідальність перекладається на форс-мажорні обставини при умові, що обслуговуючий (зокрема, електротехнічний) персонал не міг запобігти аварії внаслідок цих обставин.

3. Допуск, наряд-допуск, розпорядження, бригада (за нарядом або розпорядженням), підготовка робочого місця.

Відповідно до вимог щодо безпечної експлуатації електроустановок роботи технічної експлуатації виконуються бригадою, яка працює за нарядом або розпорядженням, отримуючи відповідний допуск до виконання певної складності робіт.

Бригада (за нарядом або розпорядженням) - два і більше працівники, включно з керівником робіт або наглядачем.

Розпорядження - завдання на безпечне виконання роботи, що реєструється в журналі, визначає її зміст, місце, час, заходи безпеки (якщо вони вимагаються) і осіб, яким доручено її виконання.

Наряд-допуск (наряд) - складене на спеціальному бланку розпорядження на безпечне проведення роботи, що визначає її зміст, місце, початок і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи.

Допуск - комплекс заходів, що здійснюються допускачем, після виконання яких бригада має право приступити до роботи .

Допуск первинний - допуск до роботи за нарядом або розпорядженням.

Допуск повторний - допуск на робоче місце, де раніше вже проводилась робота за даним нарядом.

Робоче місце - ділянка електроустановки, на якій в разі вжиття всіх заходів безпеки (підготовка робочого місця, застосування засобів захисту, забезпечення безпечних відстаней тощо) дозволяється виконання роботи .

Підготовка робочого місця - виконання технічних заходів з убезпечення проведення робіт на робочому місці для передавання електроенергії проводами, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

4. Види робіт технічної експлуатації.

Розрізняють такі види робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання:

- робота під напругою (робота, що виконується з дотиком до струмовідних частин, які перебувають під робочою напругою або на відстані до цих струмовідних частин, меншій від допустимої);

- роботи верхолазні (роботи з монтажних пристосувань або безпосередньо з елементів конструкцій, обладнання, машин і механізмів, що виконуються працівником на висоті 5 м і вище від поверхні ґрунту, перекриття або робочого настилу. При цьому основним засобом запобігання падінню працівника з висоти є запобіжний пасок);

- роботи на висоті (роботи, що виконуються на висоті 1,3 м і більше від поверхні ґрунту, перекриттів або робочого настилу);

- роботи ремонтні (комплекс робіт з відновлення справності і роботоздатності обладнання і пристроїв. До ремонтних робіт, крім відновлювальних, належать різні види випробування, налагоджувальні роботи і окремі види технічного обслуговування, що входять до складу регламентних робіт);

- роботи спеціальні (роботи, до яких ставлять додаткові (підвищені) вимоги безпеки праці). До таких робіт допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання і перевірку знань з безпечних методів і прийомів виконання спеціальних робіт і мають в кваліфікаційному посвідченні відповідний запис;

- роботи, що виконуються в порядку поточної експлуатації (виконання оперативними або оперативно-ремонтними працівниками самостійно таких робіт на закріпленій за ними ділянці протягом робочої зміни, які не потребують оформлення наряду або розпорядження).

Питання для самоконтролю

1. В чому різниця між виробничою та технічною експлуатацією енергетичного обладнання?

2. Що означають терміни «технічне обслуговування» та «ремонт»?

3. Які існують види ремонтів?

4. Чим розрізняються електротехнічні та електротехнологічні працівники?

5. Які існують категорії електротехнічних працівників?

6. Скільки працівників має бути у бригаді, яка має працювати за нарядом або розпорядженням?

7. Які признаки аварії, відмови, пошкодження енергетичного обладнання?

8. Хто і в яких випадках відповідає за аварії, відмови та пошкодження енергетичного обладнання?

9. Які існують види робіт технічної експлуатації?

Лекція 2

Нормативна та технічна документація

1. Галузева нормативна документація.
2. Технічна та експлуатаційна документація.
3. Типові та робочі технологічні карти на технічне обслуговування та ремонт енергетичного обладнання (трансформаторних підстанцій, повітряних та кабельних ліній електропередавання).
4. Листок огляду та журнал дефектів енергетичного обладнання систем електропостачання.
5. Протоколи випробувань

1 Галузева нормативна документація

Для практичної реалізації Законів України на замовлення Міністерств, відомств, держкомітетів відповідні установи розробляють **галузеві нормативні документи**: галузеві керівні документи (ГКД), державні нормативні акти з охорони праці (ДНАОП), нормативні акти з пожежної безпеки (НАПБ), правила, інструкції тощо, які вводяться в дію наказом замовника. Наприклад, наказ Міністерства праці та соціальної політики України №253 від 05.06.2001 р. «Про затвердження Правил експлуатації електрозахисних засобів» (ДНАОП 1.1.10-1.07-01).

Усі ГКД, ДНАОП, правила, інструкції повинні відповідати вимогам державних стандартів (щодо термінології, системи управління якістю, перевірки засобів виміральної техніки, проведення випробувань тощо).

Необхідна при експлуатації енергетичного обладнання в Україні галузева нормативна документація – це сукупність нормативних документів, до якої входять:

- Правила улаштування електроустановок;
- Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів;
- Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила;

- Норми випробування електрообладнання тощо.

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) розповсюджуються на знов побудовані і реконструюванні електроустановки до 500 кВ.

В ПУЕ окремим розділом виділені загальні правила улаштування електроустановок (електропостачання і електричні мережі; вибір провідників за нагрівом, економічної щільності струму і за умовами корони; вибір електричних апаратів і провідників за умовами короткого замикання; облік електроенергії; вимір електричних величин; заземлення і захисні засоби електробезпеки тощо). Крім того розглядаються такі питання, як правила улаштування каналізації електроенергії, захисту і автоматики, розподільчих пристроїв та підстанцій, електросилових установок, електричного освітлення тощо.

Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС) установлюють основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації електроустановок споживачів. ПТЕЕС поширюються на діючі електроустановки напругою до 150 кВ включно, які належать споживачам електричної енергії, незалежно від форм власності та відомчої належності, а також на електроустановки населення напругою понад 1000 В. ПТЕЕС поширюються також на електроустановки до 1000 В, які перебувають на правах власності в населення, у частині застосування норм випробувань та вимірювання параметрів електрообладнання.

В ПТЕЕС розглядаються питання організації експлуатації електроустановок (обов'язки працівників; вимоги до працівників і їх підготовка; технічна документація; приймання електроустановок в експлуатацію та допуск на їх підключення до електричної мережі; технічний контроль, обслуговування і ремонт електроустановок; керування електрогосподарством; безпечна експлуатація, виробнича санітарія, пожежна і екологічна безпека). Окремим розділом розглядаються питання експлуатації електрообладнання та електроустановок загального призначення (повітряних ліній електропередавання та струмопроводів; силових кабельних ліній; розподільних установок та підстанцій, силових трансформаторів та масляних реакторів; електричних двигунів; релейного захисту, електроавтоматики та вторинних кіл; заземлювальних пристроїв; конденсаторних та акумуляторних установок; електричного освіт-

лення; засобів вимірювальної техніки електричних величин), питання випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів.

В розділі, що присвячений експлуатації електроустановок спеціального призначення розглядаються питання експлуатації електрозварювальних та електротермічних установок; електропечей опору та дугових; установок індукційних, високої частоти плазмо-дугових та електронно-променевих; котлів електродних; автономних електростанцій та електроустановок у вибухонебезпечних зонах.

У додатках ПТЕЕС приведені Норми і методи випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів; основні нормативно-технічні показники, які використовуються при проведенні випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів; перелік документів і розрахунків, що передаються споживачу під час приймання в експлуатацію електроустановок, розміщених у вибухонебезпечних зонах; порядок приймання в експлуатацію електроустановок, розміщених у вибухонебезпечних зонах; зміст оглядів та перевірок електрообладнання, розміщеного у вибухонебезпечних зонах залежно від виду вибухозахисту.

Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила висвітлюють такі питання як організаційна структура; завдання персоналу з технічної експлуатації електричних станцій і мереж; приймання в експлуатацію обладнання; техніко-економічні показники; технічний контроль, нагляд за організацією експлуатації; технічне обслуговування, ремонт, модернізація обладнання; технічна документація; вимоги до структури, функцій автоматизованих систем; питання технічної експлуатації окремих видів енергетичного обладнання (теплових мереж, електричних двигунів, силових кабельних ліній тощо); питання оперативно-диспетчерського керування та перемикачів в електроустановках та в теплових схемах теплоелектростанцій і теплових мереж.

Норми випробування електрообладнання (СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020) встановлюють нормовані показники вимірювань, випробувань і діагностики електрообладнання електроустановок та обсяги і періодичності їх проведення.

Норми, їх обсяги та періодичність поширюються на основне і допоміжне електрообладнання електроустановок, які виготовляються або беруть участь у виробленні, перетворенні, передаванні та розподілі електроенергії, а саме синхронні генератори, компенсатори, колекторні збудники; машини постійного струму (крім збудників); електродвигуни змінного струму; силові трансформатори, автотрансформатори та масляні реактори загального призначення; вимірювальні трансформатори; масляні та електромагнітні вимикачі; повітряні вимикачі; вимикачі навантаження; роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі; комплектні розподільчі пристрої внутрішнього та зовнішнього установлення; заземлюючі пристрої; силові кабельні лінії тощо. Додатково приводяться інструкції з увімкнення в роботу обертових електричних машин; норми випробувань електродвигунів змінного струму, генераторів і синхронних компенсаторів під час ремонту обмоток; розглядаються питання контролю стану ізоляції трансформаторів перед введенням в експлуатацію та після капітального ремонту; питання тепловізійного контролю електрообладнання та повітряних ліній електропередавання.

Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів розповсюджуються на діючі електроустановки споживачів та висвітлюють загальні положення їх безпечної експлуатації; основні вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок; організаційні заходи, що забезпечують працівників під час роботи; технічні заходи, що створюють безпечні умови виконання робіт. *Правила* регламентують проведення робіт щодо запобігання аваріям та ліквідації їхніх наслідків, безпечність короткочасних робіт; правила безпеки під час виконання окремих видів робіт в електроустановках загального та спеціального призначення; опосвідчення стану безпеки електроустановок.

Єдиний порядок організації і виконання робіт на висоті встановлює НПАОП 0.00-1.15-07 *Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті*. Вони визначають загальні вимоги щодо організації робіт на висоті. Сферою дії НПАОП 0.00-1.15-07 є роботи під час здійснення будівництва, монтажу (демонтажу) конструкцій і обладнання, ремонту, реконструкції, експлуатації об'єктів

Правила роздрібного ринку електричної енергії регулюють взаємовідносини, які виникають під час купівлі-продажу електричної енергії між електропостачальником (електропостачальниками) та споживачем (для власного споживання), а також їх взаємовідносини з іншими учасниками роздрібного ринку електричної енергії.

Кодекс систем розподілу - визначає вимоги та правила, які регулюють взаємовідносини операторів систем розподілу (ОСР), оператора системи передачі (ОСП), користувачів системи розподілу та замовників послуг з приєднання щодо оперативного та технологічного управління системою розподілу, її розвитку та експлуатації, забезпечення доступу та приєднання електроустановок.

Кодекс системи передачі - регулює взаємовідносини ОСП та Користувачів системи передачі до планування, розвитку та експлуатації (у тому числі оперативно-технологічного управління) системи передачі у складі об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, а також приєднання та доступу до системи передачі.

2 Технічна та експлуатаційна документація

Технічна експлуатація енергетичного обладнання передбачає наявність відповідних документів. За вимогами ПТЕЕС у кожного споживача повинна бути така *технічна документація*:

- генеральний план ділянки, на який нанесені будівлі, споруди та підземні електротехнічні комунікації;
- технічні умови на приєднання до електричних мереж та довідка про їх виконання, видана власником електричних мереж;
- затверджена проектна документація (креслення, пояснювальні записки тощо) з усіма змінами;
- акти приймання прихованих робіт;
- акти випробувань і налагодження електроустановок;
- акти приймання електроустановок в експлуатацію; виконавчі схеми первинних і вторинних електричних з'єднань;

- акти розмежування електричних мереж за балансовою належністю та експлуатаційною відповідальністю між споживачем і електропередавальною організацією;
- технічні паспорти основного електрообладнання, будівель і споруд об'єктів, сертифікати на електрообладнання і матеріали, що підлягають сертифікації;
- інструкції з експлуатації електроустановок, посадові інструкції, а також інструкції з охорони праці та пожежної безпеки на кожному робочому місці.

Для кожного структурного підрозділу чи самостійної виробничої дільниці необхідно мати:

- паспортні карти або журнали з переписом електроустановок та засобів захисту із зазначенням їхніх технічних даних, а також присвоєними їм інвентарними номерами (до паспортних карт або журналів додаються протоколи та акти випробувань, ремонту і ревізії обладнання);

- креслення електрообладнання, електроустановок і споруд, комплекти креслень запасних частин, виконавчі креслення трас повітряних та кабельних ліній, кабельні журнали;

- креслення підземних кабельних трас і заземлювальних пристроїв з прив'язками до будівель і постійних споруд, а також із зазначенням місць установа з'єднувальних муфт кабелів і перетинів їх з іншими комунікаціями;

- загальні схеми електропостачання, складені для споживача в цілому та для окремих цехів і дільниць;

- комплект експлуатаційних інструкцій з обслуговування електроустановок цеху, дільниці;

- комплект посадових виробничих інструкцій для кожного робочого місця, інструкцій з охорони праці, а також інструкцій про заходи пожежної безпеки;

- акти або письмові розпорядження керівника споживача про розмежування електричних мереж за балансовою належністю і експлуатаційною відповідальністю між структурними підрозділами.

Усі зміни в електроустановках, зроблені під час експлуатації, повинні відображатись у схемах і кресленнях за підписом особи, відповідальної за електрогосподарство, із зазначенням дати внесення змін.

Відомості про зміни в схемах повинні доводитися до всіх працівників (із записом в оперативному журналі), для яких є обов'язковим знання цих схем.

Електричні (технологічні) схеми повинні переглядатися на їх відповідність фактичним експлуатаційним не рідше одного разу на три роки з відміткою в них про перевірку.

Комплект необхідних схем електропостачання повинен бути на робочому місці в особи, відповідальної за електрогосподарство.

Комплект оперативних схем електроустановок даного цеху, дільниці та електроустановок, електрично з'єднаних з іншими цехами і дільницями, повинен зберігатися у чергового цеху, дільниці.

Основні електричні схеми електроустановки вивішуються на видному місці в приміщенні даної електроустановки.

У споживачів, що мають особливі умови виробництва або електроустановки, експлуатація яких не передбачена ПТЕ, повинні бути розроблені виробничі інструкції та інструкції з охорони праці і пожежної безпеки для електротехнічних працівників, що обслуговують електроустановки. Ці інструкції затверджуються керівником споживача з урахуванням характеру і технології виробництва, особливостей обладнання тощо.

На кожній виробничій дільниці, у цеху повинен бути комплект необхідних інструкцій за затвердженим переліком. Повний комплект інструкцій повинен зберігатися в особи, відповідальної за електрогосподарство цеху чи дільниці, а необхідний комплект - у працівника на робочому місці.

Інструкції переглядаються не рідше ніж один раз на три роки.

На робочих місцях оперативного персоналу (на підстанціях, у розподільних установках або приміщеннях, відведених для працівників, які обслуговують електроустановки) необхідно вести таку документацію:

- оперативну схему або схему-макет;
- оперативний журнал;
- бланки нарядів-допусків на виконання робіт в електроустановках;
- бланки перемикачів;

- перелік складних перемикачів, що виконуються за бланками перемикачів;
- перелік інвентарних засобів захисту;
- журнал дефектів та неполадок на електроустановках;
- журнал заявок на виведення у ремонт електрообладнання;
- журнал показів контрольно-вимірювальних приладів і електролічильників;
- журнал обліку споживання електричної енергії, півгодинних вимірів навантаження в години максимуму енергопостачальної організації;
- перелік робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- журнал обліку виробничого інструктажу;
- журнал обліку протиаварійних тренувань та протипожежних тренувань;
- журнал пристроїв релейного захисту, автоматики і телемеханіки (далі - РЗАіТ) та карти їх уставок (у тому числі частотного розвантаження);
- журнал обліку робіт за нарядами і розпорядженнями;
- комплект виробничих інструкцій, інструкцій з охорони праці та пожежної безпеки;
- журнал видачі та повернення ключів від приміщень з електроустановками;
- список електроустановок, що перебувають в оперативному керуванні та/або віданні вищого оперативного персоналу;
- положення про порядок взаємовідносин з оперативним персоналом електропередавальної організації;
- списки працівників:
 - 1) які мають право оформляти розпорядження та наряди на виконання робіт;
 - 2) які мають право одноосібного огляду електроустановок та електротехнічної частини технологічного електрообладнання;
 - 3) які мають право давати оперативні розпорядження та вести оперативні переговори (керівний черговий персонал у зміні);
 - 4) які мають право виконувати оперативні перемикачів;
 - 5) відповідальних оперативних працівників електропередавальної організації;
 - 6) які мають право бути допускателем, керівником робіт, наглядачем, членом бригади;

7) допущених до перевірки підземних споруд на наявність газу.

Крім того, на робочому місці оперативного персоналу повинні бути:

- інструкція про порядок дії персоналу в разі виникнення аварійних та надзвичайних ситуацій, а також пожеж;

- повідомлення електропередавальної організації про встановлення граничних величин споживання електричної енергії та потужності, а також графіки обмеження та аварійного відключення споживачів;

- затверджений у встановленому порядку перелік постійно діючих заходів зі зниження навантаження в години контролю максимуму електричної потужності;

- розроблені та затверджені регульовальні заходи щодо зниження споживання електричної енергії та потужності для забезпечення встановлених режимів електроспоживання у відповідності до доведених графіками обмеження;

- документи щодо допустимих на робочому місці параметрів факторів виробничого середовища: мікроклімату, шуму, освітленості, рівнів електромагнітних полів тощо згідно з Державними санітарними нормами.

Залежно від особливостей місцевих умов виробництва обсяг оперативної документації може бути доповнений за рішенням керівника споживача чи особи, відповідальної за електрогосподарство.

Оперативну документацію періодично (у встановлений на підприємстві термін, але не рідше одного разу на місяць) повинні переглядати вищі електротехнічні працівники та/або працівники зі складу керівників і спеціалістів, які зобов'язані вживати заходів щодо усунення виявлених дефектів і порушень.

При експлуатації енергетичного обладнання необхідні *експлуатаційні документи*, які призначені для експлуатації енергетичного обладнання; ознайомлення з їх конструкцією; вивчення правил експлуатації; відображення інформації, яка підтверджує гарантовані виробником значення основних параметрів та характеристик енергетичного обладнання, гарантій та відомостей про його експлуатацію (технічне обслуговування, ремонт тощо), а також відомостей про його утилізацію.

*Види експлуатаційних документів:*порадник з експлуатації; інструкція з монтажу, пуску, регулювання та обкатки виробу; формуляр; паспорт; етикетка; каталог

деталей та збірних одиниць; норми витрат запасних частин; норми витрат матеріалів; відомість комплекту запасних частин та інструменту; навчально-технічні плакати; відомість експлуатаційних документів.

Залежно від призначення виробу, умов експлуатації та обсягу інформації, яка розміщується в експлуатаційних документах, обов'язково складають або паспорт, або етикетку, або формуляр. Необхідність розробки того чи іншого документу встановлює розробник.

Паспорт – документ з відомостями про гарантії виготовлювача, значення основних параметрів і характеристик виробу, а також відомості про сертифікацію та утилізацію виробу.

Етикетка - документ з відомостями про гарантії виготовлювача, значення основних параметрів і характеристик виробу, відомості про сертифікацію виробу.

Формуляр - документ з відомостями про гарантії виготовлювача, значення основних параметрів і характеристик виробу, відомості про технічний стан даного виробу, відомості про сертифікацію та утилізацію виробу, а також відомості, які вносяться в період його експлуатації (тривалість та умови роботи, технічне обслуговування, ремонт та інші дані).

Формуляр на виріб містить титульний аркуш, лист змісту, правила ведення формулярів та паспортів і, в загальному вигляді, складається з таких розділів: загальні вказівки; основні відомості про виріб; основні технічні дані; індивідуальні особливості виробу; комплектність; ресурс, термін служби та зберігання, гарантії виробника (постачальника); консервація; свідоцтво про пакування; свідоцтво про приймання; рух виробу при експлуатації; облік роботи виробу; облік технічного обслуговування; облік роботи по бюлетеням та вказівкам; роботи при експлуатації; зберігання; ремонт; особливі позначки; відомості про утилізацію; контроль стану виробу та ведення формуляру; перелік додатків.

3. Типові та робочі технологічні карти на технічне обслуговування та ремонт енергетичного обладнання (трансформаторних підстанцій, повітряних та кабельних ліній електропередавання).

Типова технологічна карта (ТТК) – нормативний документ, в якому описано організацію праці, технологію виконання окремих видів роботи, наведено склад бригади, вимоги з техніки безпеки, перелік необхідних захисних засобів, матеріалів, механізмів, інструментів, інвентарю, які використовують для виконання робіт.

Основні ТТК, які використовують для технічної експлуатації енергетичного обладнання:

Типові технологічні карти на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ (обладнання ТП, РП): СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006;

Типові технологічні карти на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ: СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005;

Типові технологічні карти на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ. Кабельні лінії: СОУ-Н ЕЕ 20.664:2006.

В ТТК містяться склад бригад, розряд, група електробезпеки, кількість працівників, норма часу на виконання робіт, перелік нормативних документів, перелік засобів забезпечення безпечного виконання робіт, особливі умови виконання робіт, порядок проведення робіт, перелік комплектуючих виробів і матеріалів, перелік пристроїв та інструментів, графік виконання робіт, рисунок.

На основі ТТК складають робочі технологічні карти, за якими виконують ремонт і технічне обслуговування енергетичного обладнання.

4. Листок огляду та журнал дефектів енергетичного обладнання систем електропостачання

Листок огляду (перевірки) це бланк, у якому вказуються дані про зареєстровані дефекти об'єкта. Бланки листків огляду (перевірки) існують для кожного з видів об'єктів, наприклад, ПЛ 6-20 кВ, ТП 6-20/0,4 кВ, ПЛ-0,38 кВ. Один листок огляду (перевірки) рекомендується складати на окремий об'єкт.

Листок огляду (перевірки) заповнюються під час:

- періодичних оглядів об'єктів електромонтерами або спеціалістами;
- верхових оглядів об'єктів;
- позачергових оглядів після стихійних явищ або після успішного ручного повторного включення об'єктів;
- перевірки ступеня загнивання дерев'яних елементів опор;
- перевірки стану залізобетонних опор та залізобетонних елементів дерев'яних опор;
- перевірки опору заземлення;
- перевірки опору петлі «фаза — нуль»;
- перевірки перерізів проводів ПЛ, їх габаритів до поверхні землі або до об'єктів, які вони перетинають.

Листок огляду (перевірки) ПЛ напругою 6-20 кВ

РЕМ Козелецький Підстанція «Морівськ»
Ділянка майстра Кутова Д. М. Напруга 10 кВ
ПЛ № 1А
Вид огляду (перевірки) періодичний
Дата огляду (перевірки) 17.04.2015 р.

Номер опори, на якій виявлено дефект	Найменування дефекту	Примітка
3	Захаращення охоронної зони	

Огляд (перевірку) зробив:

Посада ел. монтер III кв. розряду
Підпис _____ (Іванько П. С.)
Дата 17.04.2015 р.

Листок огляду (перевірки)
прийняв:

Посада майстер
Підпис _____ (Кутов Д. М.)
Дата 17.04.2015 р.

Листки огляду (перевірки) об'єктів видаються керівником або спеціалістом РЕМ (ЕМ) особі, що проводить огляд (перевірку).

Керівникам і спеціалістам РЕМ (ЕМ) при видачі листка огляду (перевірки) об'єкта необхідно:

- установити обсяг огляду (перевірки) об'єкта;
- перевірити кваліфікацію особи, що проводить огляд (перевірку), наявність і справність відповідних інструментів і обладнання;
- ознайомити особу, що робить огляд (перевірку) об'єкта, з переліком характерних дефектів об'єктів;
- зробити інструктаж за правилами техніки безпеки, що підлягають дотриманню при виконанні даного виду огляду (перевірки) конкретного об'єкта.

При реєстрації дефектів елементів опори вказується номер опори, на якій виявлено дефект, і найменування дефекту. При реєстрації дефектів на об'єкті, наприклад, на трасі або проводі, вказуються номер найближчої опори проміжного прогону, на якому виявлений даний дефект, і найменування дефекту, наприклад, «54/ Відсутність нумерації».

При реєстрації на об'єкті великої кількості дефектів одного виду допускається зазначати в одному рядку листка огляду (перевірки) номери опор, що обмежують ділянку ПЛ із даним дефектом, і найменування дефекту (наприклад, «12-24/Провисання проводу над землею»). Такий спосіб запису допускається за умови дотримання порядкової нумерації опор на ділянці ПЛ із даним дефектом. При порушенні порядкової нумерації опор на ділянці дефект реєструється в додатковому рядку). При виявленні декількох дефектів на елементах однієї опори або в одному проміжному прогоні кожен дефект реєструється в окремому рядку листка огляду (перевірки).

При виявленні дефекту елементу об'єкта, що створює безпосередню загрозу безпеці населення, обслуговуючому персоналу, у листку огляду (перевірки) він повинен бути відзначений «зірочкою». Особа, що приймає листок огляду (перевірки), зобов'язана повідомити керівництво ЕМ про наявність зареєстрованих дефектів такого роду для ухвалення рішення про їх негайне усунення.

Дані листків огляду (перевірок) заносяться до журналу дефектів.

Заповнення «Журналу дефектів ПЛ напругою 6-20 кВ», «Журналу дефектів ТП напругою 6-20/0,4 кВ» і «Журналу дефектів ПЛ напругою 0,38 кВ» здійснюється протягом усього терміну експлуатації об'єкта. У журнал дефектів об'єкта заносяться результати всіх оглядів (перевірок), проведених на об'єкті.

Окремий «Журнал дефектів ПЛ напругою 6-20 кВ» оформляється на кожен ПЛ 6-20 кВ, окремі журнали — «Журнал дефектів ТП напругою 6-20/0,4 кВ» і «Журнал дефектів напругою ПЛ 0,38 кВ» оформляються на всі ТП напругою 6-20/0,4 кВ і ПЛ напругою 0,38 кВ одного населеного пункту.

У «Журналі дефектів ТП напругою 6-20/0,4 кВ» і «Журналі дефектів ПЛ напругою 0,38 кВ» на кожен ТП напругою 6-20/0,4 кВ даного населеного пункту заздалегідь повинно приділятися не менше 10 сторінок.

У журналі дефектів графи «Номер опори, на якій виявлений дефект» і «Дата проведення (план), підпис» заповнюються керівництвом ЕМ, графа «Дата проведення» (факт), підпис» заповнюється керівниками і спеціалістами ЕМ. Інші графи журналів дефектів заповнюються особою, що приймає листок огляду (перевірки).

Ведення журналів дефектів покладається на фахівців ОСР. Керівники і спеціалісти ОСР повинні систематично контролювати дотримання встановленої періодичності обходів і перевірок об'єктів, які провадяться згідно із затвердженим графіком їх проведення, а також правильність заповнення листка огляду (перевірки) і журналу дефектів і виконання прийнятих рішень щодо усунення дефектів. Перевірка проведення обходів повинна здійснюватися відповідно до вимог нормативних документів і на підставі річного плану-графіка технічного обслуговування, кожній виконавчій позиції якого повинен відповідати заповнений листок огляду (перевірки).

Правильність заповнення журналу дефектів визначається на підставі перегляду заповнених листків огляду (перевірки) і перевірки вжитих заходів щодо усунення дефектів. Особливу увагу необхідно звертати на реєстрацію і своєчасне усунення дефектів, позначених «зірочкою».

5. Протоколи випробувань

Протокол випробувань є оформленим в установленому порядку документом, що містить необхідні відомості про об'єкт випробувань, застосовані методи і засоби випробувань, результати випробувань та висновки за результатами випробувань. Під час технічного обслуговування, наприклад, обов'язково перевіряється опір ізоляції.

Протокол № 231
виміру опору ізоляції проводів і кабелів
«1» вересня 2021 р.

№ з/п	Найменування приєднання	Марка кабелю (проводу), кількість жил (проводів), переріз	L-N	L-PE	N-PE	Висновок про відповідність
1	ЩСОТ-1-1	ВБбШВнг	12,3 МОм	12,3 МОм	12,3 МОм	відповідає

Питання для самоконтролю

1. Які основні нормативні документи необхідно знати для виконання технічної експлуатації енергетичного обладнання систем електропостачання?
2. Яка технічна документація повинна бути у кожного споживача?
3. Що таке Листок огляду?
4. Коли заповнюється листок огляду (перевірки) об'єктів електроенергетики?
5. Ким та кому видаються листки огляду (перевірки) об'єктів електроенергетики?
6. Що необхідно зробити керівникам і спеціалістам РЕМ (ЕМ) при видачі листка огляду (перевірки) об'єкта електроенергетики?
7. Хто заповнює журнали дефектів об'єктів електроенергетики?
8. Яка інформація міститься у протоколі випробувань?

Лекція 3

Основи обліку технічного стану енергетичного обладнання систем електропостачання

1. Технічні огляди енергетичного обладнання. Види та періодичність оглядів енергетичного обладнання.
2. Характерні дефекти елементів ПЛ
3. Характерні дефекти елементів ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ
4. Перевірка робочих показників електрообладнання.

1. Технічні огляди енергетичного обладнання. Види та періодичність оглядів енергетичного обладнання

Для різних об'єктів електроенергетики нормативні документи встановлюють різні вимоги щодо видів та періодичності оглядів обладнання. В таблиці 1 приведені види оглядів та періодичність для обладнання розподільних пристроїв (РП) напругою вище 1000 В. В таблиці 2 приведені види оглядів та періодичність для обладнання ПЛ, а в таблиці 3 – періодичність оглядів КЛ напругою до 35 кВ включно.

Таблиця 1 – Періодичності оглядів РП напругою вище 1000 В.

Вид огляду	Періодичність	Доповнення і пояснення
1	2	3
Огляд без вимикання РП	На об'єктах з постійним чергуванням персоналу – 1 раз на добу. На об'єктах без постійного чергування персоналу – не рідше 1 разу на місяць.	В темряві для виявлення розрядів і коронування – не рідше 1 разу на місяць. На ТП і РП не рідше 1 разу на 6 місяців.
Огляд і чистка	Проводиться не рідше 1 разу на 3 місяці.	В залежності від місцевих умов.

Під час зовнішнього огляду трансформатора, наприклад, перед вмиканням перевіряють:

- відсутність пошкоджень, порушення герметичності та масло щільності, слідів корозії;
- стан ізоляторів вводів;
- відсутність сторонніх предметів, які впливають на роботу трансформаторі;
- цілість і справність вимірювальних і захисних приладів (манометричних сигналізуючи термометрів, газового реле, масловказівників тощо);
- стан видимих контактних приєднань і ущемлень;
- покази масловказівників розширників на відповідність середній температурі масла в баку трансформатора та в баках контакторів пристроїв РПН;
- для контролю рівня масла в трансформаторі на торцевій стінці розширника біля трубчастих або плоских масловказівників повинні бути нанесені три контрольні риски, які відповідають рівням масла при усталеній температурі масла в непрацюючому трансформаторі:
 - мінус 45, 15, 40 °С – для класу виконання У;
 - мінус 60, 15, 40 °С – для класу виконання ХЛ, УХЛ;
- рівень масла в масляних затворах повітроосушників;
- тиск масла у високовольтних геометричних вводах згідно з інструкцією з експлуатації вводів;
- відкрите положення вентилів виносних баків тиску вводів;
- стан індикаторного силікагелю в повітроосушниках;
- стан вузлів передачі пристроїв РПН;
- стан приводів пристроїв РПН і взаємна відповідність показів показчиків положення приводу та перемикального пристрою, а також показчика положень пристрою РПН на щиті керування;
- стан системи охолодження та справність її дії.

Додатково перевіряють:

- чи відкриті відсічний клапан (за наявності), вентиля на маслопроводах, які з'єднують баки тиску з герметичними масло наповненими вводами;
- відповідність положення вентилів на маслопроводах ;
- чи відкрита запірна арматура на маслопроводах системи охолодження, термосифонних та адсорбційних фільтрів і електронасосів згідно з рисунком системи охолодження;
- стан заземлення бака виводів нейтралі обмоток трансформатора, якщо не передбачене її розземлення;
- чи відкриті ручні засувки пожежогасіння трансформатора, обладнаного стаціонарною автоматичною системою пожежогасіння;
- стан електрообладнання та ошинковки кола трансформатора, звертаючи увагу на підключення вентиляльних розрядників або обмежувачів перенапруг;
- покази термосигналізаторів і відповідність виставлених на них уставок, а саме:
 - 95 (70, 75) °С – термосигналізатор, який сигналізує про граничну температуру верхніх шарів масла трансформатора з системами охолодження М і Д (Ц, ДЦ);
 - 55 і 50 (40 і 35) °С – відповідно замикальний і розмикальний контакти термосигналізатора, який застосовується в схемі керування системою охолодження трансформатора Д (ДЦ);
 - 5 °С – датчики температури, які застосовуються в схемі керування підігріванням шафи приводу пристрою РПН;
 - мінус 25 °С – датчики температури, які застосовуються в схемі керування приводами РПН.

Періодичність технічних оглядів (без вимкнення трансформаторів):

- а) в установках з постійним чергуванням персоналу:
 - головних трансформаторів електростанцій і підстанцій, основних і резервних трансформаторів власних потреб і реакторів – 1 раз на добу;
 - решту трансформаторів – 1 раз за тиждень;
- б) в установках без постійного чергування персоналу – не рідше 1 разу на місяць, в трансформаторних пунктах – не рідше 1 разу в 6 місяців.

Залежно від місцевих умов і стану трансформаторів вказані строки можуть бути змінені головним інженером енергопідприємства.

Огляди повинно також здійснювати при отриманні сигналу про порушення режиму роботи трансформаторів або їх систем охолодження, при спрацюванні пристроїв релейного захисту і автоматики. Після стихійного лиху (пожежі, землетруси і т.ін.) трансформатори повинно оглядати негайно.

Таблиця 2 - Періодичність оглядів ПЛ

Вид огляду	Періодичність оглядів ПЛ		Виконавець
	6-35 кВ	0,38 кВ	
Денний	1 раз на 6 місяців	1 раз на 6 місяців	Електромонтер, кваліфікаційна група не нижче 2
Нічний	За необхідності	-	Те ж саме
Верховий	1 раз на 6 місяців	-	Те ж саме, група не нижче 3
Контрольний	1 раз на рік	1 раз на рік	Інженерно-технічні працівники, кваліфікаційна група не нижче 4
Позачерговий	За необхідності	За необхідності	Призначається головним інженером РЕМ.

Типовий обсяг огляду ПЛ: перевірити стан траси ПЛ (наявність під проводами сторонніх предметів, протипожежний стан траси, нахили опор, перекося елементів тощо); перевірити стан проводів (наявність обривів окремих дротів, стріли провису, наявність накидів тощо); оглянути опори та стійки, впевнитися в наявності на них плакатів та інших знаків, наявності та цілості заземлювальних проводів; оглянути ізолятори, комутаційну апаратуру, кабельні муфти на спусках, розрядники тощо.

При оглядах необхідно:

- перевірити стан траси КЛ (впевнитися у відсутності промоїн, провалів, ушкоджень кріплень, що загрожують цілісності кабелів у місцях їхнього перетину з каналами, кюветами і ярами);

Таблиця 3 - Періодичність оглядів КЛ напругою до 35 кВ

Найменування об'єктів огляду	Періодичність, міс.
1.Траси кабелів, прокладених у ґрунті.	3
2.Траси кабелів, прокладених під удосконаленим покриттям на території міст.	12
3.Траси кабелів, прокладених у колекторах, тунелях, шахтах і по залізничних мостах.	6
4.Кабельні колодязі.	24
5. Підводні кабелі	За рішенням технічного керівника енергооб'єкта
6. Тунелі, шахти, кабельні поверхи та канали на електростанціях та підстанціях з постійним оперативним обслуговуванням.	1
7. Тунелі, шахти, кабельні поверхи та канали на підстанціях без постійного оперативного обслуговування.	За рішенням технічного керівника енергооб'єкта

- переконатися у наявності і перевірити стан постійних запобіжних плакатів, пікетів-орієнтирів на трасі лінії;

- перевірити стан кабельних муфт;

- у місцях переходу кабелів на стіни будинків або на опори повітряних ліній електропередавання перевірити захист кабелів від механічних ушкоджень, справність кінцевих муфт, переконатися у відсутності іржі, вм'ятин на броні і т.ін.;

- оглянути з'єднання стиків рейок у місцях перетинань і зближень КЛ з електрифікованими залізницями на відстані не менше 100 м в обидві сторони від перетинів або зближення.

Під час обходів та оглядів КЛ, прокладених на закритих територіях, крім того необхідно:

- залучати до участі в огляді траси представника підприємства, відповідального за охорону кабелів та інших осіб, яких стосується стан кабельних мереж, споруд;

- під час виявлення дефектів на трасах КЛ надавати розпорядження про їх усунення працівникові підприємства, відповідальному за збереження КЛ;

- у випадку виявлення не усунутих у встановлений під час попереднього огляду термін недоліків складати протокол про порушення.

Огляд підводних кабельних переходів провадиться бригадою водолазів під керівництвом майстра. Ширина огляду не менше 20 м (по 10 м у кожен бік від кабелю).

Під час оглядів підводних кабельних переходів необхідно:

- перевіряти відповідність улаштування кабельного переходу проекту;
- перевіряти, чи не потрапили на кабельну трасу якорі, ланцюги або інші затонулі предмети;
- перевіряти схоронність і стан кабелю в місцях виходу з труб на береги рік, каналів та інших водоймищ;
- звертати увагу, чи немає дефектів на кабелях, переплетень кабелів і зносу їх за течією;
- перевіряти глибину залягання кабелів і відсутність зносу ґрунту.

Під час огляду КЛ, прокладених у кабельних спорудах, і кабельних споруд необхідно:

- перевіряти стан антикорозійних покривів металевих оболонок кабелів;
- вимірювати температуру оболонок кабелів;
- перевіряти зовнішній стан з'єднувальних муфт і кінцевих заробок;
- перевіряти, чи немає зміщень і прогинів кабелів, чи додержані відстані між кабелями, що передбачаються ПУЕ;
- перевіряти непошкодженість освітлення;
- вимірювати температуру повітря в приміщеннях;
- перевіряти непошкодженість пристроїв сигналізації і пожежогасіння;
- перевіряти стан будівельної частини, дверей, люків та їхніх запорів, кріпильних конструкцій, наявність розділових неспалених перегородок і щільність заробок кабелів у місцях проходження крізь стани, перекриття і перегородки;

- перевіряти, чи немає сторонніх предметів, будівельних і монтажних матеріалів, обтиральних кінців, ганчірок, сміття тощо (за наявності видалити);

- перевіряти, чи не проникають ґрунтові і стічні води, чи немає технологічних відходів виробництва.

Огляд кабельних колодязів провадиться двома монтерами, один з яких повинен мати III групу електробезпеки, в такому порядку:

- відкривається люк колодязя;

- спускається на рівень не нижче 0,25 м до дна колодязя гумовий шланг, з'єднаний з вентилятором або компресором, і в колодязь протягом 15 хвилин нагнітається свіже повітря;

- перевіряється відсутність у колодязі палих та шкідливих газів;

- після вентилявання один з монтерів опускається в колодязь, а другий - невідлучно чергує біля люка колодязя.

2. Характерні дефекти елементів ПЛ

До характерних дефектів *траси ПЛ* відносяться: захаращення охоронної зони, недостатня ширина просіки, наявність дерева (на краю просіки є дерево, що загрожує падінням на проводи), наявність гілок (на краю просіки є дерево, крона або окремі гілки якого виявилися на відстані, меншій 2 м від проводів), наявність чагарнику (під проводами є кущі, поросль, верхня частина крони яких наближена до проводів на відстані, меншій 2 м), рослинність біля опор (наявність трав'янистої рослинності або чагарнику в зоні радіусом до 2 м біля основи опор), зсув (зсув ґрунту поблизу опор), відсутність пікетів (на трасі кабельного переходу не встановлено пікетажні позначки), вихід опори з осі ПЛ, непроєктний проліт (довжина проміжного прольоту не відповідає проєктові, перевищує розрахунковий), непроєктне зближення (відстань від крайнього проводу при невідхильному положенні до споруджень не відповідає проєктові, вимогам ПУЕ), опора поблизу проїзної частини (відстань між опорою і дорогою або проїзною частиною вулиці менше встановленого ПУЕ).

До характерних дефектів кріплення опори, стійки, траверси, гака, ізолятора на стійці опори, проводу ПЛІ відносяться: недостатнє заглиблення опори (заглиблення опори в ґрунті менш передбаченого проектом ПЛІ), просідання ґрунту (зниження рівня ґрунту внаслідок незадовільного трамбування, тріщини в ґрунті, розмивання ґрунту в основі опори), подовжній вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі уздовж лінії перевищує 0,5м), поперечний вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі поперек лінії перевищує 0,5м), обрив бандажа (обрив дротів бандажа, що кріпить стійку до приставки), ослаблення бандажа (ослаблення дротового бандажа, хомута кріплення стійки до приставки, що викликало прослизання або нахил стійки зверх норми), корозія бандажа (поверхнева корозія бандажа, хомута кріплення стійки до приставки), ослаблення кріплення підкоса, перекіс траверси (відхилення траверси від горизонтального положення на кут понад 15°), випадання гака (штиря), ослаблення гака (штиря), зрив ізолятора, обрив в'язання, пошкодження кріплення шлейфа (ослаблення, корозія, іскріння контакту в шлейфі), пошкодження кріплення муфти (ослаблення, пошкодження кріплення муфти кабельного переходу на опорі, відсутність муфти там, де вона повинна бути), відсутність нумерації (відсутність умовних позначок, нумерації опор, попереджувальних плакатів на опорах), загнивання дерев'яної приставки (зменшення діаметра в результаті загнивання понад припустимий) або розтріскування залізобетонної приставки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1,0 м), обгорання приставки (обгорання дерев'яної приставки в результаті низової пожежі, діаметр частини, що залишилася, менше припустимого), оголення арматури приставки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів поздовжньої арматури понад 1 м), розтріскування бетону приставки (тріщини в бетоні залізобетонної приставки розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1м), загнивання дерев'яної стійки (зменшення її діаметра внаслідок загнивання понад припустимий) або розтріскування залізобетонної стійки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1 м), обгорання стійки (обгорання дерев'яної стійки в результаті впливу струмів витоку або після низової пожежі; діаметр частини, що залишилася, менше припустимого), оголення ар-

матури стійки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів подовжньої арматури понад 1 м), розтріскування бетону стійки (тріщини розкриттям 0,5 мм і більш сумарною довжиною понад 1 м), прогин стійки (вигин залізобетонної стійки, що викликав відхилення вершини від вертикалі понад 0,5 м), загнивання підкоса (загнивання дерев'яного підкоса, при якому діаметр частини, що залишилася, менше припустимого); тріщини в підкосі розкриттям 0,5 см і більш довжиною понад 1,5 м
Обгорання підкоса (обгорання дерев'яного підкоса в результаті впливу струмів витоку або низової пожежі), оголення арматури підкоса (відкол захисного шару бетону з оголення стрижнів подовжньої арматури довжиною понад 1 м), розтріскування бетону підкоса (тріщини в бетоні залізобетонного підкоса розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1 м)

До характерних дефектів *проводу, кабельної вставки ПЛ* відносяться: накид на провід ПЛ, обрив дроту (обрив одного дроту верхнього повиву, видимий із землі), обрив проволони, з'єднання проводу скруткою, провисання проводу на перетинанні (зменшення відстані по вертикалі від проводу до пересічних об'єктів нижче значення, регламентованого ПУЕ), відкол ізолятора муфти (відкол поверхні ізолятора кабельної муфти сумарною площею понад 1 см^2), забруднення ізолятора муфти (забруднення поверхні ізолятора кабельної муфти, видиме з землі), руйнування ізолятора муфти, пошкодження муфти (пошкодження корпусу муфти, текти кабельної маси тощо), відсутність захисту кабелю (металеві кутники, що захищають кабель на опорі від механічних пошкоджень, пошкоджені або відсутні), корозія проводу (суцільна корозія поверхні проводу, що викликала зменшення діаметра проводу на 10 % і більше), розтягування проводу (зменшення діаметра проводу на 10 % і більше), не-проектний провід (перетин або марка не відповідають проектів або вимогам ПУЕ), дефект шлейфа (обрив дротів шлейфа, корозія шлейфа, недостатня або завищена довжина шлейфа), пошкодження ізоляційного покриття захищеного проводу, пошкодження анкерного або відгалужу вального затиску

До характерних дефектів *заземлювального пристрою* відносяться: обрив заземлювального спуску, опір заземлення вище норми, руйнування контуру заземлення,

порушення контакту заземлення (відсутність контакту між заземлювальним спуском і арматурою опори, контуром заземлення).

До характерних дефектів *комутаційних апаратів та розрядників ПЛ* відносяться: шунт пошкодженого роз'єднувача, пошкодження приводу роз'єднувача (злам або відсутність деталей приводу роз'єднувача), дефект контактів роз'єднувача (обгорання ножів і губок роз'єднувача; іскріння контактів, перекіс ножів тощо), відкол ізолятора роз'єднувача (відкол поверхні ізолятора роз'єднувача площею понад 1 см²), забруднення ізолятора роз'єднувача (забруднення поверхні ізолятора, видиме з землі), непроектний ізолятор роз'єднувача (ізолятор не відповідає вимогам чинних НД), перекіс розрядника (роз регулювання розрядника, видиме з землі), руйнування розрядника.

3. Характерні дефекти елементів ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ

До характерних дефектів *площадки ТП* відносяться: захарашення площадки (наявність на площадці ТП у радіусі 10 м сторонніх матеріалів, устаткування, а поблизу ТП — захарашення проїздів і проходів), провадження робіт поблизу ТП (виконання сторонніми організаціями в безпосередній близькості до ТП завантажувальне - розвантажувальних і будівельних робіт), наявність дерев (на площадці і поблизу ТП — дерев, що загрожують падінням на ТП; гілок дерев, що стосуються ТП), чагарник (на площадці).

До характерних дефектів *кріплення, закладення в ґрунті, ущільнення ТП* відносяться: непроектне заглиблення опори (заглиблення опори будівельної частини в ґрунті, менше передбаченого проектом), просідання ґрунту (зниження рівня ґрунту, розмив ґрунту в основі опори), нахил конструкцій (відхилення конструкцій будівельної частини від вертикальної більш 50), обрив бандажа (обрив одного і більш витків дротового бандажа кріплення стійки до приставки), ослаблення бандажа (ослаблення дротового бандажа, хомута кріплення стійки до приставки, що викликало нахил конструкцій будівельної частини), корозія бандажа (поверхнева корозія бандажа, хомута кріплення стійки до приставки), пошкодження площадки трансформато-

ра (пошкодження, ослаблення, відсутності вузла кріплення площадки трансформатора), випадання штиря, зрив штирового ізолятора, обрив в'язання (повне пошкодження дротового в'язання кріплення спуска до ізолятора), пошкодження кріплення шлейфа (ослаблення, корозія, іскріння контакту шлейфа), пошкодження кріплення спуска (ослаблення, корозія, іскріння контакту і спуска), пошкодження кріплення муфти (ослаблення, пошкодження кріплення муфти кабельного введення), пошкодження петель дверей, пошкодження ущільнювачів дверей (відсутність, обрив, розтріскування ущільнювачів дверей, стінок), теча даху ЗТП, загнивання дерев'яної приставки (зменшення її діаметра через загнивання понад припустимий) або розтріскування приставки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1 м), обгорання приставки (обгорання дерев'яної приставки, при якому діаметр частини, що залишилася, менше припустимого), оголення арматури приставки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів подовжньої арматури приставки понад 1 м), розтріскування бетону приставки (тріщини в бетоні приставки розкриттям 0,5 мм і більш сумарною довжиною понад 1 м), загнивання дерев'яної стійки (зменшення її діаметра внаслідок загнивання понад мінімально припустимий) або розтріскування стійки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1,5 м), обгорання стійки (у результаті обгорання дерев'яної стійки діаметр частини, що залишилася, менше припустимого значення), оголення арматури стійки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів подовжньої арматури понад 1 м), розтріскування бетону стійки (тріщини в бетоні залізобетонної стійки розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1 м), прогин стійки (вигин залізобетонної стійки, що викликав відхилення будівельної частини від вертикалі понад 5%), пошкодження замка, пошкодження дверей та стінок РП, корозія корпусу, загнивання траверси (зменшення поперечного перерізу дерев'яної траверси більш ніж на 30 % ; тріщини в траверсі розкриттям 1 см і більше довжиною понад 0,5 м), наскрізна корозія траверси, руйнування траверси, прогин металевої траверси.

До характерних дефектів *розподільних пристроїв* відносяться: відсутність нумерації (відсутність диспетчерських позначень), відсутність попереджувальних плакатів, накид на струмоведучі частини (наявність у РП сторонніх предметів), пошко-

дження шлейфа (обрив дротів, корозія, недостатня або завищена довжина шлейфа), відкол штирового ізолятора (відколи на поверхні штирового ізолятора сумарною площею понад 1см^2), забруднення штирового ізолятора, руйнування штирового ізолятора, відкол прохідного ізолятора (відколи на поверхні прохідного ізолятора сумарною площею понад 1см^2), руйнування прохідного ізолятора, пошкодження ущільнення прохідного ізолятора, відкол ізолятора муфти (відколи ізолятора муфти кабельного введення сумарною площею понад 1см^2), забруднення поверхні ізолятора муфти кабельного введення, видиме з землі, руйнування ізолятора муфти, пошкодження корпусу муфти кабельного введення, відсутність захисту кабелю (відсутність металевих куточків, що захищають кабель на опорі від механічних пошкоджень), шунт пошкодженого роз'єднувача, пошкодження приводу (злам або відсутність деталей приводу роз'єднувача), дефект контактів роз'єднувача (обгорання ножів і губок роз'єднувача, іскріння контактів, перекіс ножів), відкол ізолятора роз'єднувача (відколи на поверхні ізолятора сумарною площею понад 1см^2), забруднення поверхні ізолятора, видиме з землі, руйнування ізолятора роз'єднувача, не-проектний ізолятор роз'єднувача, пошкодження механізму приводу роз'єднувача (пружини соленоїда, блоку керування), пошкодження або відсутність запобіжника в РП, перекіс розрядника, руйнування розрядника або обмежувача перенапруги (ОПН), руйнування ізолятора силового вимикача, автогазового вимикача навантаження, контактора, пошкодження полюса силового вимикача (витік олії, втрата вакууму, наднормативний витік елегаза), пошкодження полюса елегазового вимикача навантаження (приварка контактів, поломка дугогасної камери), пошкодження дугогасного вкладиша елегазового вимикача навантаження, пошкодження елегазового силового вимикача, вимикача навантаження, контактора, пошкодження тяги приводу силового вимикача, вимикача навантаження, контактора, пошкодження механізму приводу вимикача, контактора (пружини, соленоїда, блока керування), руйнування елегазового силового вимикача, вимикача навантаження, контактора (понад-нормативний витік елегазу).

До характерних дефектів *силового трансформатора* відносяться: термін служби трансформатора більше 25 років, навантаження перевищує припустиме, пошко-

дження введення 6—20 кВ, витік олії, зниження рівня олії, пошкодження введення 0,4 кВ, забруднення корпусу трансформатора, дефект контакту введення (перегрівання, ослаблення контакту введення трансформатора), підвищений шум трансформатора, обрив нульової шини.

До характерних дефектів *заземлювального пристрою ТП* відносяться: пошкодження заземлення корпусу, оболонки ТП, пошкодження заземлення трансформатора, опір заземлення вище норми, руйнування контуру заземлення.

4. Перевірка робочих показників електрообладнання

Під час технічної експлуатації обов'язково перевіряються робочі показники електрообладнання. Технічне обслуговування ПЛ та КЛ передбачає комплекс заходів щодо дотримання допустимих режимів за струмами навантаження, температурою нагрівання, напругою. Також, наприклад, згідно ПУЕ (п. 4.2 «Розподільні установки і підстанції напругою понад 1 кВ»), наприклад, будівельні конструкції, розташовані поблизу струмовідних частин і доступні для дотику виробничому (електротехнічному) персоналу, не повинні нагріватися від впливу електричного струму понад 50 °С; недоступні для дотику – до 70 °С. При цьому будівельні конструкції дозволено не перевіряти на нагрівання, якщо по струмовідних частинах, розташованих поблизу будівельних конструкцій, проходить змінний струм, який не перевищує 1000 А.

Питання для самоконтролю

1. Яка періодичність оглядів КЛ?
2. Які існують види оглядів ПЛ?
3. Які характерні дефекти силових трансформаторів?
4. Які характерні дефекти заземлювального пристрою ТП?

Лекція 4

Інженерні розрахунки під час технічної експлуатації енергетичного обладнання систем електропостачання

1. Якісна оцінка технічного стану енергетичного обладнання розподільних мереж.
2. Кількісна оцінка технічного стану енергетичного обладнання розподільних мереж.
3. Перевірочний розрахунок асинхронного електродвигуна під час ремонту.
Перевірочний розрахунок силового трансформатора під час ремонту

1. Якісна оцінка технічного стану енергетичного обладнання розподільних мереж

Інженерно-технічні відділи ОСР мають проводити оцінювання технічного стану об'єктів розподільних мереж за якісною та кількісною оцінкою.

Ця оцінка базується на методиці стандарту СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 (Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі). Алгоритм розрахунків базується на основі визначення технічного стану всіх елементів об'єкта **на 31 грудня звітного року** (звітного, бо за результатами оцінки складається щорічна форма звітності 56-енерго). Наприклад, для ПЛ напругою 6-20 кВ це опорі, ізолятори та проводи. Насамперед, визначають коефіцієнти дефектності цих елементів (відповідно КДО, КДІ, КДП). Так, коефіцієнт дефектності опор КДО визначається за виразом

$$K_{ДО} = \frac{0,87 \cdot ОДД + ОДЗ}{0,87 \cdot ОУД + ОУЗ} \cdot 100, \quad (1)$$

де ОДД — об'єм дефектної деревини опор даної ПЛ, м³;

ОДЗ — об'єм дефектного залізобетону опор даної ПЛ, м³;

ОУД — об'єм установленої деревини опор даної ПЛ, м³;

ОУЗ — об'єм установленного залізобетону опор даної ПЛ, м³;

0,87 — коефіцієнт приведення обсягу деревини до обсягу залізобетону.

У виразі (1) ОДД, ОДЗ, ОУД, ОУЗ розраховуються станом на 31.12 звітнього року.

ОДД та ОДЗ визначаються за виразом:

$$ОДД = \sum_i^l n_{Di}^D \cdot V_{Di} \quad \text{та} \quad ОДЗ = \sum_j^m n_{3j}^D \cdot V_{3j}, \quad (2)$$

де n_{3j}^D , n_{Di}^D — відповідно кількість дефектних залізобетонних (j) та дерев'яних

(i) елементів опор ПЛ, шт.;

V_{Di} , V_{3j} — розрахунковий об'єм одного елемента опор ПЛ, м³;

m та l — кількість залізобетонних (j) та дерев'яних (i) елементів у опорах ПЛ відповідно.

У виразі (2) також враховуються дефекти, що були зареєстровані на даній ПЛ станом на 31.12 звітнього року. Також станом на 31.12 звітнього року визначаються

$$ОУД = \sum_i^l n_{Di}^Y \cdot V_{Di} \quad \text{та} \quad ОУЗ = \sum_j^m n_{3j}^Y \cdot V_{3j}, \quad (3)$$

де n_{3j}^Y , n_{Di}^Y - відповідно кількість установлених залізобетонних (j) та дерев'яних (i)

елементів опор ПЛ.

Коефіцієнт дефектності ізоляторів станом на 31.12 звітнього року визначається за виразом

$$K_{ДИ} = \frac{n_I^D}{n_I^Y} \cdot 100, \quad (4)$$

де n_I^Y - кількість установлених ізоляторів ПЛ, шт.;

n_I^D - кількість дефектних ізоляторів ПЛ, шт.

Коефіцієнт дефектності проводів станом на 31.12 звітнього року визначається за виразом

$$K_{ДП} = \frac{L_{II}^D}{L_{II}^Y} \cdot 100, \quad (5)$$

де L_{II}^Y — довжина встановлених проводів ПЛ, км;

L_{II}^D - довжина дефектних проводів ПЛ, км.;

Звідси, коефіцієнт дефектності $K_{ДВ}$ однієї ПЛ визначається за виразом

$$K_{ДВ} = 0,48 \cdot K_{ДО} + 0,07 \cdot K_{ДИ} + 0,45 \cdot K_{ДП}, \quad (6)$$

де 0,48; 0,07; 0,45 — це вагові коефіцієнти, вони враховують вплив на вартість ремонтних робіт відповідно опор, ізоляторів і проводів.

За рекомендаціями таблиці 4. після визначення коефіцієнта дефектності однієї ПЛ визначається якісна оцінка її ТС.

Однак, від ТП відходять декілька ПЛ, тому для сукупності ПЛ комплексна якісна оцінка їхнього технічного стану визначається з врахуванням якісних оцінок кожної з ПЛ, що належать до цієї сукупності ПЛ за виразом

$$K_{ДСВ} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100, \quad (7)$$

де L_1, L_2, L_3, L_4 - сумарна довжина ПЛ, що визначені як ті, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 — вагові коефіцієнти для ПЛ у доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані.

Таблиця 4 – Таблиця з критеріями для комплексної якісної оцінки технічного стану ПЛ

Значення коефіцієнту дефектності $K_{ДВ}, \%$	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Понад 0 до 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Аналогічно на основі коефіцієнтів дефектності визначається технічний стан ТП напругою 6-20/0,4 кВ різних типів з урахуванням ТС їхніх елементів залежно від конструкції ТП. Це силові трансформатори, будівельна частина, комутаційні апарати, ізоляція збірних шин та проводів низьковольтної комутації, апарати захисту від перенапруги.

КДО визначається за тими ж формулами, як і для ПЛ, а саме за формулами (1)—(3).

Будівельна частина, корпуси РП, силові трансформатори, ізолятори шин і приєднань, апарати захисту від перенапруг, комутаційні апарати є дефектними і такими, що підлягають негайній заміні, якщо є наявність значимих дефектів. Якщо є наявність хоча б одного з таких дефектів, то коефіцієнт дефектності відповідного елемента ТП приймається рівним 100, при відсутності — рівним 0. В СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 ці дефекти позначені відповідними кодами:

- КДО (С21, С22, С23, С24, С31, С32, С33, С34, С35);

- КДЧ (К41*, К51*, К61*, К71*, К72*, К91*);
- КДК (С42*, С43*, С52);
- КДТ (Я11, Я12, Я18, Я15);
- КДКА_{ВН} (В62*, В63*, В81*, В91*, В71, В73*, В75*, В92*, В94, В93*, В95*, В97*, В96*, В98*);
- КДЗА_{ВН} (В83*);
- КД_{ВН} (В31, В41, В33*, В51, В43*, В53*);
- КДКА_{НН} (Н42*, Н41, Н43*);
- КДЗА_{НН} (Н45*);
- КД_{НН} (Н56).

Алгоритм якісної оцінки ТС ТП – вирази (8) – (10):

- для ЩТП:

$$\begin{aligned} \text{КД}_{\text{ЩТП}} = & 0,24 \cdot \text{КДО} + 0,11 \cdot \text{КДК} + 0,25 \cdot \text{КДТ} + 0,08 \cdot \text{КДКА}_{\text{ВН}} + \\ & + 0,08 \cdot \text{КДЗА}_{\text{ВН}} + 0,08 \cdot \text{КД}_{\text{ВН}} + 0,08 \cdot \text{КДКА}_{\text{НН}} + 0,08 \cdot \text{КДЗА}_{\text{НН}} + 0,04 \cdot \text{КД}_{\text{НН}}; \end{aligned} \quad (8)$$

- для КТП тупикового типу з одним трансформатором :

$$\begin{aligned} \text{КДК}_{\text{ТП1}} = & 0,1 \cdot \text{КДО} + 0,2 \cdot \text{КДК} + 0,25 \cdot \text{КДТ} + 0,1 \cdot \text{КДКА}_{\text{ВН}} + 0,09 \cdot \text{КДЗА}_{\text{ВН}} + \\ & + 0,09 \cdot \text{КД}_{\text{ВН}} + 0,09 \cdot \text{КДКА}_{\text{НН}} + 0,05 \cdot \text{КДЗА}_{\text{НН}} + 0,05 \cdot \text{КД}_{\text{НН}}; \end{aligned} \quad (9)$$

- для КТП прохідного типу з одним трансформатором:

$$\begin{aligned} \text{КДК}_{\text{ТП1п}} = & 0,09 \cdot \text{КДО} + 0,18 \cdot \text{КДК} + 0,22 \cdot \text{КДТ} + 0,18 \cdot \text{КДКА}_{\text{ВН}} + 0,08 \cdot \text{КДЗА}_{\text{ВН}} + \\ & + 0,08 \cdot \text{КД}_{\text{ВН}} + 0,08 \cdot \text{КДКА}_{\text{НН}} + 0,04 \cdot \text{КДЗА}_{\text{НН}} + 0,05 \cdot \text{КД}_{\text{НН}}; \end{aligned} \quad (9a)$$

- для КТП з двома трансформаторами:

$$\begin{aligned} \text{КДК}_{\text{ТП2П}} = & 0,04 \cdot (\text{КДО}_1 + \text{КДО}_2) + 0,09 \cdot (\text{КДК}_1 + \text{КДК}_2) + \\ & 0,11 \cdot (\text{КДТ}_1 + \text{КДТ}_2) + 0,09 \cdot (\text{КДКА}_{\text{ВН1}} + \text{КДКА}_{\text{ВН2}}) + 0,04 \cdot \\ & (\text{КДЗА}_{\text{ВН1}} + \text{КДЗА}_{\text{ВН2}}) + 0,04 \cdot (\text{КД}_{\text{ВН1}} + \text{КД}_{\text{ВН2}}) + \\ & + 0,04 \cdot (\text{КДКА}_{\text{НН1}} + \text{КДКА}_{\text{НН2}}) + 0,02 \cdot (\text{КДЗА}_{\text{НН1}} + \\ & + \text{КДЗА}_{\text{НН2}}) + 0,03 \cdot (\text{КД}_{\text{НН1}} + \text{КД}_{\text{НН2}}) \end{aligned} \quad (9b)$$

- для ЗТП з одним трансформатором:

$$\begin{aligned} \text{КДЗ}_{\text{ТП1}} = & 0,2 \cdot \text{КДЧ} + 0,14 \cdot \text{КДК} + 0,2 \cdot \text{КДТ} + 0,1 \cdot \text{КДКА}_{\text{ВН}} + 0,09 \cdot \text{КДЗА}_{\text{ВН}} + \\ & + 0,09 \cdot \text{КД}_{\text{ВН}} + 0,09 \cdot \text{КДКА}_{\text{НН}} + 0,04 \cdot \text{КДЗА}_{\text{НН}} + 0,05 \cdot \text{КД}_{\text{НН}} \end{aligned}$$

(9b)

- для ЗТП з двома трансформаторами:

$$\begin{aligned} KДЗ_{ТП2П} = & 0,2 \cdot KДЧ + 0,07 \cdot (KДК_1 + KДК_2) + 0,1 \cdot (KДТ_1 + KДТ_2) + \\ & + 0,05 \cdot (KДЗА_{ВН1} + KДЗА_{ВН2}) + \\ & + 0,05 \cdot (KДКА_{ВН1} + KДКА_{ВН2}) + 0,04 \cdot (KДІ_{ВН1} + KДІ_{ВН2}) \\ & + 0,02 \cdot (KДЗА_{НН1} + KДЗА_{НН2}) + 0,02 \cdot (KДІ_{НН1} + KДІ_{НН2}) + \\ & + 0,05 \cdot (KДКА_{НН1} + KДКА_{НН2}), \end{aligned} \quad (9Г)$$

де множники поряд з коефіцієнтами дефектності (КДТ або КДО тощо) є так званими ваговими коефіцієнтами, вони враховують вплив технічного стану відповідних елементів на вартість усіх робіт технічної експлуатації із заміни всіх дефектних елементів справними.

За значенням коефіцієнта дефектності однієї ТП визначається комплексна якісна оцінка її технічного стану за даними таблиці, що аналогічна таблиці 4.

Для сукупності ТП обчислюється коефіцієнт цієї сукупності ТП (КД_{СТ}) за формулою

$$KД_{СТ} = \frac{0 \cdot N_1 + 0,1 \cdot N_2 + 0,3 \cdot N_3 + 0,6 \cdot N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4} \cdot 100, \quad (10)$$

де N_1, N_2, N_3, N_4 - кількість ТП, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному або непридатному технічному стані, шт;

0; 0,1; 0,3; 0,6 — значення вагових коефіцієнтів для ТП, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному або непридатному технічному стані .

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ визначається аналогічно алгоритму розрахунку для ПЛ напругою 6-20 кВ, за винятком коефіцієнту дефектності відгалужень (КДЗ) даної ПЛ, який визначається за виразом

$$KДЗ = \frac{n_{\text{відг}}^{\text{Д}}}{n_{\text{відг}}^{\text{У}}} \cdot 100, \quad (11)$$

де $n_{відг}^Y$ - кількість установлених відгалужень від ПЛ, шт.;

$n_{відг}^D$ - кількість дефектних відгалужень від ПЛ, шт.

У виразі (11) також враховуються дані станом на 31.12 звітнього року.

Також декілька інший вираз для визначення коефіцієнта дефектності ($K_{ДН}$) даної ПЛ напругою 0,38 кВ:

$$K_{ДН}=0,63 \cdot K_{ДО}+0,23 \cdot K_{ДП}+0,14 \cdot K_{ДЗ}, \quad (12)$$

де 0,63; 0,23; 0,14 — вагові коефіцієнти.

Критерії якісної оцінки ТС ПЛ напругою 0,38 кВ аналогічні критеріям для ПЛ напругою 6-20 кВ (див. табл.4).

2. Кількісна оцінка технічного стану енергетичного обладнання розподільних мереж

Для кількісної оцінки технічного стану електрообладнання розподільних мереж використовують наступний алгоритм. За формою статистичної оцінки 56-енерго до кількісної оцінки також відноситься кількість фактичних відключень електропостачання споживачів за звітний період та кількість аварійних автоматичних і змушених відключень електроенергетичного об'єкта, яку **можна очікувати** в наступному році.

Якщо розглядати саме прогнозу кількісну оцінку технічного стану об'єкта, то вона визначається також за наявними дефектами його елементів, що були зареєстровані в журналі дефектів об'єктів.

Для ОСР кількісна оцінка технічного стану визначається для кожного з об'єктів електроенергетики. Потім розраховуються середні та питомі кількісні оцінки для всіх об'єктів електроенергетики (ПЛ напругою 6-20 кВ, ТП напругою 6-20/0,4 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ) одного населеного пункту.

Алгоритм прогнозування кількісної оцінки ймовірних відключень об'єкта на наступний рік складається з таких виразів:

- для ПЛ

$$BO_{ПЛj} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ВЛj}} \cdot VD_{i_{ПЛj}}, \quad (13)$$

$$vO_{ПЛj} = \frac{BO_{ПЛj}}{L_{ПЛj}} \cdot 100, \quad (14)$$

$$vO_{ПЛс} = \frac{\sum_{j=1}^k vO_{ПЛj}}{k}; \quad (15)$$

- для ТП

$$BO_{ТПj} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ТПj}} \cdot VD_{i_{ТПj}}, \quad (16)$$

$$BO_{ТПс} = \frac{\sum_{j=1}^k BO_{ТПj}}{k}; \quad (17)$$

де $L_{ПЛj}$ - довжина j-ї ПЛ по трасі, км;

$BO_{ПЛj}$, $BO_{ТПj}$, $BO_{ТПс}$ - число ймовірних відключень j-го об'єкта, сукупності об'єктів, відкл/(об'єкт·рік);

$VD_{i_{ПЛj}}$, $VD_{i_{ТПj}}$ - число ймовірних відключень j-го об'єкта від прояву одного i-го дефекту, відкл/(об'єкт·рік);

$vO_{ПЛj}$, $vO_{ПЛс}$ - питома частота ймовірних відключень j-ї ПЛ, сукупності ПЛ, відкл/(100 км·рік);

m - кількість типів дефектів на j-му об'єкті, шт.;

k - кількість однотипних дефектів, шт.;

$n_{i_{ПЛj}}$, $n_{i_{ТПj}}$ - кількість проявів i-го дефекту на j-му об'єкті, шт.

3. Перевірочний розрахунок силового трансформатора під час ремонту

Перевірочний розрахунок трифазного двохобмоточного тристержневого трансформатора необхідний для виготовлення його обмоток на ремонтному підприємстві за наявності геометричних розмірів магнітопроводу (рис.1) та технічних умов, наведених в індивідуальному завданні.

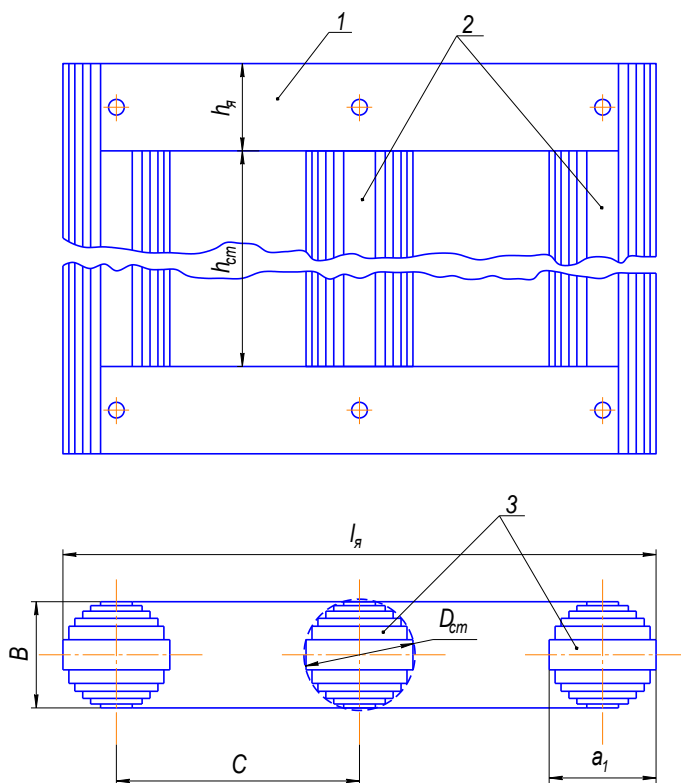


Рисунок 1 – Ескіз магнітопроводу тристержневого трансформатора:

1 – ярмо; 2 – стрижень; 3 – переріз стрижня.

В основу розрахунку мають бути покладені такі головні вимоги:

- забезпечення необхідного рівня ізоляції трансформатора;
- забезпечення втрат неробочого ходу (н.х.) у відповідності з нормованими значеннями;
- забезпечення напруги короткого замикання (к.з.) у відповідності з нормованими значеннями.

Питання для самоконтролю

1. Які характерні дефекти силових трансформаторів?
2. Які характерні дефекти заземлювального пристрою ТП?
3. При якому коефіцієнті дефектності робиться висновок, що ПЛ знаходиться у задовільному технічному стані?
4. При якому коефіцієнті дефектності робиться висновок, що ТП знаходиться у доброму технічному стані?
5. В чому суть кількісної оцінки технічного стану елементів розподільних мереж?

Лекція 5

Основи організації виконання типових робіт технічної експлуатації трансформаторних підстанцій 6-20/0,4 кВ

1. Типові операції технічної експлуатації обладнання трансформаторних підстанцій
2. Типові операції технічної експлуатації силових трансформаторів.
3. Технологічні карти на заміну енергетичного обладнання на КТП (МТП, КТПЗ).
4. Типові технологічні карти на ремонт енергетичного обладнання на КТП (МТП, КТПЗ).
5. Типова технологічна карта на доливання масла в силовий трансформатор.

1. Типові операції технічної експлуатації обладнання трансформаторних підстанцій

Технічне обслуговування ТП напругою понад 1000 В зводиться до технічного огляду обладнання ТП, фіксування висновків про стан елементів до листка огляду для вирішення питання про необхідність ремонту. Для усунення несправностей і дефектів, що були виявлені при оглядах у випадках, коли це потребує негайного втручання, здійснюють профілактичні вибіркові ремонти до чергових ПР і КР.

ПТЕЕС, наприклад, вказує, що поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів - заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20°C нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря. Обладнання необхідно періодично очищувати від пилу та бруду.

Строки проведення технічного обслуговування РУ та очищення її обладнання встановлюються особою, відповідальною за електрогосподарство, з урахуванням місцевих умов. Прибирання приміщень РП, очищення електрообладнання та проведення його технічного обслуговування повинні виконувати працівники з дотриманням правил безпеки

Періодичність ПР і КР енергетичного обладнання РП та ТП:

масляних вимикачів - один раз на шість - вісім років з контролем характеристик вимикачів з приводами у міжремонтний період;

вимикачів навантаження, роз'єднувачів і заземлювальних ножів - один раз на чотири - вісім років залежно від конструктивних особливостей;

повітряних вимикачів - один раз на чотири - шість років;

відокремлювачів і короткозамикачів з відкритим ножом та їх приводів - один раз на два - три роки;

компресорів - після напрацювання відповідної кількості годин згідно з інструкцією підприємства-виробника;

КРУЕ - один раз на десять - дванадцять років;

елегазових і вакуумних вимикачів - згідно з вимогами підприємства-виробника;

струмопроводів - один раз на вісім років.

Перший КР установленого обладнання повинен бути проведений у терміни, вказані в технічній документації підприємства-виробника.

Роз'єднувачі внутрішньої установки підлягають ремонту за потреби.

КР решти апаратів (ТС, конденсаторів зв'язку тощо) здійснюється також за потреби з урахуванням результатів профілактичних випробувань та оглядів.

Періодичність КР може бути змінена на основі проведеного експертного обстеження (технічного діагностування) електроустановок згідно з вимогами глави 5 розділу IV ПТЕЕС, виходячи з досвіду експлуатації, за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство.

Поточні ремонти обладнання РП, а також їх випробування необхідно проводити за необхідності в терміни, установлені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Позачергові ремонти виконуються у разі відмови обладнання, а також після вичерпання комутаційного чи механічного ресурсів.

2. Типові операції технічної експлуатації силових трансформаторів

Найбільш кошторисним енергетичним обладнанням ТП є силовий трансформатор. СОУ 40.1-21677681-07:2009. встановлює такі види *планового технічного обслуговування трансформатора*:

- технічний огляд;
- профілактичний контроль.

Крім того, у процесі експлуатації здійснюють позапланове технічне обслуговування, зумовлене появою в міжремонтні періоди несправностей трансформатора або його аварією.

В обсяг *технічного огляду* входять операції зовнішнього огляду (див. розділ стосовно зовнішнього огляду перед вмиканням трансформатора) та додатково перевіряють:

- відсутність сторонніх шумів, помітних вібрацій;
- відповідність показів лічильників кількості перемикачів приводів пристроїв РПН кількості здійснених перемикачів;
- правильність положення перемикачів режиму роботи охолодників.

Під час *профілактичного контролю* передбачається виконання робіт з перевірки трансформаторного масла, профілактичних випробувань трансформатора, а також виконання регламентних робіт у міжремонтний період із заміни зношених частин і матеріалів.

Поточний ремонт силових трансформаторів необхідно провадити 1 раз на 2 роки. Поточний ремонт пристрою РПН і систем примусового охолодження транс-

форматора потрібно провадити щорічно. Поточний ремонт провадиться при виведеному трансформаторі з роботи.

Перелік робіт поточного ремонту силових масляних трансформаторів:

- очистити трансформатор, складові частини та комплектуючі вироби від пилу і масла; перевірити відсутність повітря короткочасним відкриттям повітроспускних пробок;

- оглянути складові частини трансформатора, доступ до яких ускладнено без вимикання (газове та захисне реле, масло щільність повітроспускних пробок, вбудованих трансформаторів струму, кришок баків контакторів пристроїв РПН, гнучкої оболонки, масловказівників, зовнішніх струмовідних контактних з'єднань тощо);

- усунути несправності, виявлені в процесі огляду та експлуатації;

- перевірити роботу відсічного клапана, стрілових масловказівників та інших приладів, установлених на трансформаторі (за інструкціями з експлуатації цих приладів);

- виконати регламентні роботи, передбачені під час поточного ремонту, якщо термін їх проведення збігається з терміном проведення поточного ремонту (наприклад, заміна підшипників у електродвигунах маслонасосів і вентиляторів тощо);

- перевірити стан апаратури, а також роботу схем керування системою охолодження та пристроєм РПН;

- перевірити і, за необхідності, відновити рівень масла в трансформаторі та масло наповнених складових частинах;

- відновити пошкоджені лакофарбові покриття зовнішніх поверхонь; лакофарбові покриття повинні бути сумісні з нанесеними, світло-сірого або темно-сірого кольору;

- відібрати проби масла з бака трансформатора та баків контакторів, випробувати їх і виконати аналіз;

- випробувати трансформатор, складові частини та комплектувальні вузли;

- перевірити стан верхніх ущільнень високовольтних вводів із урахуванням тяжіння проводів.

Перший капітальний ремонт силових трансформаторів (для основних трансформаторів на об'єкті) необхідно виконувати не пізніше, ніж через 12 років після введення їх у роботу з урахуванням результатів профілактичних випробувань, для інших трансформаторів, а у подальшому і для основних – за необхідності, залежно від результатів випробувань і стану трансформатора.

Під час підготовки до ремонту та в процесі його необхідно:

- виконати ретельний зовнішній огляд, провести необхідні випробування та вимірювання та скласти опис дефектів, які підлягають усуненню під час ремонту;
- злити масло з бака, демонтувати вводи, розширник, охолодні пристрої тощо;
- зняти верхню частину бака (за необхідності);
- виконати ретельний огляд активної частини і перевірити зусилля запресування обмоток;
- перевірити ізоляцію елементів кістяка;
- виконати огляд пристроїв РПН і відводів;
- перевірити заземлення вузлів активної частини;
- відремонтувати кістяк, обмотки, відводи, пристрої РПН;
- відремонтувати і пофарбувати бак, розширник і газовідвідні трубопроводи;
- перевірити гнучку оболонку;
- перевірити захисні, контрольні та сигнальні пристрої;
- перевірити, випробувати та відремонтувати вводи за інструкцією з їх експлуатації;
- відремонтувати систему охолодження на інструкцією з її експлуатації;
- перевірити та відремонтувати маслonaсоси за інструкцією з їх експлуатації;
- перевірити та відремонтувати пристрої РПН та їх приводи за інструкцією з їх експлуатації;
- перевірити кола керування та сигналізації системи охолодження;
- очистити або замінити масло;
- висушити (підсушити) ізоляцію;
- виконати необхідні випробування та вимірювання.

3. Технологічні карти на заміну енергетичного обладнання на КТП (МТП, КТПЗ)

В СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006 приведені такі ТТК на заміну енергетичного обладнання на КТП (МТП, КТПЗ):

- ТТК на заміну запобіжника ПК-10 на КТП 6-20/0,4 кВ зі зняттям напруги;
- ТТК на заміну трансформатора струму на КТП 6-20/0,4 кВ зі зняттям напруги;
- ТТК на заміну силового трансформатора на КТП 6-20/0,4 кВ зі зняттям напруги;
- ТТК на заміну КТП 6-20/0,4 кВ зі зняттям напруги;
- ТТК на заміну запобіжника ПК-10 на МТП 6-20/0,4 кВ зі зняттям напруги;
- ТТК на заміну трансформатора напруги типу НТМИ 6-10 кВ в ТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну роз'єднувача РВ-10 кВ в ТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну щита низької напруги в розподільному пункті 6-10 кВ;
- ТТК на заміну силового трансформатора до 400 кВА на МТП 6-20/0,4 кВ автокраном;
- ТТК на заміну МТП на КТПЗ;
- ТТК на заміну КТПЗ 6-20/0,4 кВ прохідного типу з повітряним вводом потужністю до 630 кВА на нову;
- ТТК на заміну низьковольтного трансформатора струму типу ТК-20 на МТП 10/0,4 кВ;
- ТТК на заміну рубильника головного вводу в щиті низької напруги на КТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну вентиляного розрядника 10 кВ на КТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну автоматичного вимикача головного вводу 0,4 кВ на КТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну шафи КРУЗ в зборі;
- ТТК на заміну камери КСО-366 в зборі;

- ТТК на заміну прохідного ізолятора 10 кВ на КТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну ввідної шафи високої напруги в зборі на КТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну панелі шафи низької напруги на КТП 6-20/0,4 кВ;
- ТТК на заміну виводів низької напруги від силового трансформатора на КТП 6-20/0,4 кВ.

4. Типові технологічні карти на ремонт енергетичного обладнання КТП (МТП, КТПЗ)

В СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006 приведені такі ТТК на ремонт енергетичного обладнання КТП (МТП, КТПЗ):

- ТТК на капітальний ремонт масляного вимикача ВМП-10;
- ТТК на капітальний ремонт вимикача навантаження ВН-16;
- ТТК на ремонт контуру заземлення КТП 6-20/0,4 кВ.

Приведемо для прикладу зміст ТТК на капітальний ремонт масляного вимикача ВМП-10. По-перше, в ТТК вказується інформація щодо виконавців робіт та норми часу (див. таблицю5).

Таблиця 5

Склад бригади	Група з електробезпеки	Кваліф. розряд	Умовне позначення виконавців	Кількість виконавців, люд.	Норми часу на виконання роботи, люд.-год.
Електромонтер	IV	4	Е4	1	27,87
Електромонтер	III	3	Е3	1	
Електромонтер	II	2	Е2	1	

Е4 – електромонтер 4 кваліфікаційного розряду,

Е3 – електромонтер 3 кваліфікаційного розряду,

Е2 – електромонтер 2 кваліфікаційного розряду

Також в ТТК вказані вимоги безпеки. Зокрема, роботу виконувати у відповідності с наступними нормативними документами:

- Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00-1.21;
- Правилами безпечної експлуатації електроустановок: ДНАОП 11.1.10-1.01;
- Правилами експлуатації електрозахисних засобів: ДНАОП 1.1.10 – 1.07;
- Правилами безпечної роботи з інструментами та пристроями: НАОП 1.1.10 – 1.04.

Приведений перелік та необхідна кількість засобів забезпечення безпечного виконання робіт (рукавиці, діелектричні рукавички, каски захисні, боти діелектричні, покажчики високої напруги, штанга оперативна універсальна, аптечка індивідуальна, заземлення переносне, плакати безпеки). Також вказані особливі умови виконання робіт:

- роботу виконувати за нарядом зі зняттям напруги з електроустановки та виконанням всіх технічних заходів згідно ПБЕ під керівництвом електрика 4 розряду, IV групи з електробезпеки;
- перед початком роботи вимкнути оперативні кола привода вимикача.

В розділі «Технічне оснащення робіт» приведена інформація щодо комплектуючих виробів і матеріалів, пристроїв, інструменту, інвентарю та механізмів.

Розділ «Порядок проведення робіт» містить граф виконання робіт (див. рисунок 1) та детальне пояснення кожної операції (див. таблицю б).

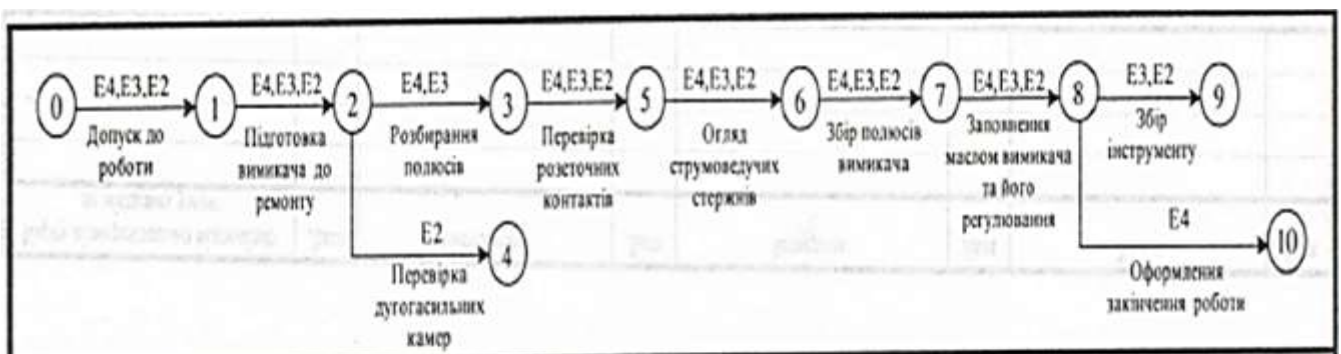


Рисунок 1

Таблиця 6

Код операції	Виконавець	Зміст операції
0-1	Е4, Е3, Е2 Е4	Отримати наряд-допуск на проведення робіт. Виконати всі необхідні вимоги згідно з нарядом допуском на виконання даної роботи. Провести інструктаж бригади з ТБ на робочому місці. Допустити бригаду до роботи.
1-2	Е4, Е3, Е2	Розкласти комплектуючі вироби, матеріали, пристрої, інструмент, інвентар. Оглянути вимикач. Розшинувати вимикач. Викрутити маслоспускні корки, злити масло. Перевірити роботу маслопоказчика. Зняти маслопоказчик, почистити. Зібрати маслопоказчик. Перевірити стан міжфазних перегородок.
2-3	Е4, Е3	Зняти ізоляційні тяги, нижню кришку з розетковим контактом, вийняти циліндр, дугогасильну камеру. Зняти верхню кришку, масловіддільник, корпус з механізмами.
3-4	Е2	Розібрати камеру. Оглянути. Очистити від нагару та оплавлення. Промити дугогасильну камеру сухим маслом. Переконалися, що нема сильних пошкоджень пластин камери, підтягнути гайки на шпильках, виміряти розміри щілин. Замінити дефектні деталі. Зібрати камеру.
4-5	Е4, Е3, Е2	Розібрати розетковий контакт, оглянути деталі. Зачистити контактні поверхні ламелей та гнучких зв'язок. Промити, протерти. Встановити опорне кільце і прикріпити гнучкі зв'язки до ламелей. Відрегулювати зусилля витягування стрижня з розеткового контакту підбиранням натягу пружин.
5-6	Е4, Е3, Е2	Оглянути, зачистити напрямні струмові дні стрижні, струмові дні ролики, зачистити оплавлення та нагар. Замінити дефектні деталі, відрегулювати.
6-7	Е4, Е3, Е2	Встановити на нижню кришку опорний циліндр, дугогасильну камеру, верхню кришку, масловіддільник, корпус механізму. Встановити, закріпити полюс до опорних ізоляторів і перевірити вертикальність їх встановлення за допомогою виска. Під'єднати ізоляційні тяги, відрегулювати.
7-8	Е4, Е3, Е2	Залити циліндр маслом. Відрегулювати розкид дотиків контактів вимикача. Виміряти перехідний опір контактів вимикача. Перевірити роботу вимикача з приводом.
8-9	Е3, Е2	Зібрати інструмент, пристрої, матеріали, прибрати робоче місце.
8-10	Е4	Оформити закінчення роботи.

Також у ТТК приводиться ескіз полюса вимикача ВМП-10 (див. рисунок 2).

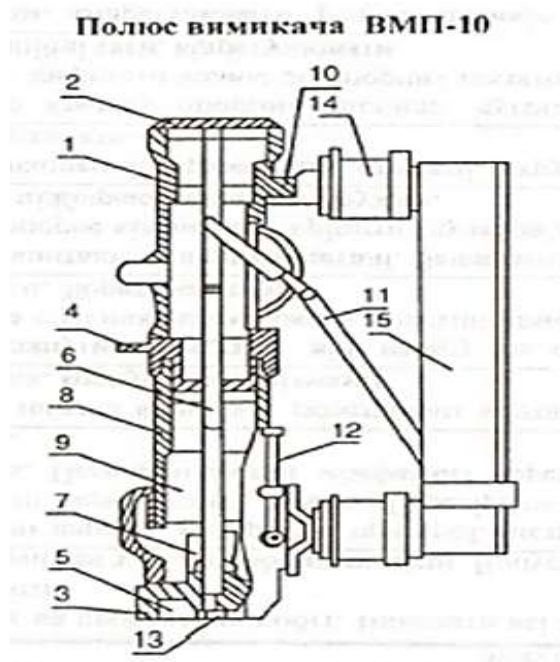


Рисунок 2 – Ескіз полюса вимикача ВМП-10: 1 – полюс вимикача; 2,3 – кришки; 4,5 – струмовідні виводи; 6 – струмовідний стрижень; 7 – нерухомий контакт; 8 – циліндр полюса; 9 – дугогасильна камера; 10 – корпус механізму; 11 – ізоляційна тяга; 12 – маслопоказчик; 13 – корок; 14 – ізолятор; 15 – рама

5. Типова технологічна карта на доливання масла в силовий трансформатор.

Однією з ТТК СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006 є ТТК на доливання масла в силовий трансформатор. На рисунках 3-7 приведені сторінки СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006 з інформацією цієї ТТК.

СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006

ТИПОВА ТЕХНОЛОГІЧНА КАРТА № 14
на доливання масла в силовий трансформатор на КТП- 6-20/0,4 кВ

Склад бригади	Група з електробезпеки	Кваліфікаційний розряд	Умовне позначення виконавців	Кількість виконавців, чел.	Норма часу на виконання роботи, люд.-год.
Електромонтер	IV	4	E4	1	1,06
Електромонтер	III	2	E2	1	

Рисунок 3

Вимоги безпеки

Умови безпеки	Засоби забезпечення безпечного виконання робіт	Особливі умови виконання робіт
Роботу виконувати у відповідності з наступними нормативними документами: ДНАОП 0.00-1.21 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів"; ДНАОП 1.1.10-1.01 "Правила безпечної експлуатації електроустановок"; ДНАОП 1.1.10-1.07 "Правила експлуатації електрозахисних засобів"; НАОП 1.1.10-1.04 "Правила безпечної роботи з інструментом та пристроями".	Рукавиці спеціальні бавовняні ГОСТ 12.4.010 - 2 пари Каска захисна ГОСТ 12.4.087 - 2 шт. Аптечка індивідуальна ГОСТ 23267 - 1 компл. Заземлювач інвентарний - 1 шт. Штанга для накладання заземлення типу ВЛ-10 ТУ 31-10047 - 1 компл. Рукавички діелектричні ТУ 38-106359 - 2 пари Показчик високої напруги "Еківольт 6-20 КУ" в комплекті ТУ У 21191464-005 - 1 шт. Показчик низької напруги "Екітест 24/380-3К-002" ТУ У 21.2-21191464-020 - 1 шт. Заземлення переносне ЗІМЗ-10Б2-1/1-25Х-00 ТУ У 21191464-011 - 1 компл. Плакати безпеки - 1 компл.	1. Роботу виконувати за нарядом зі зняттям напруги з електроустановки та виконанням всіх технічних заходів згідно з ПТБ під керівництвом електромонтера 4 розряду, IV групи з електробезпеки. 2. Перед початком робіт перевірити стан основи та стійок КТП.

Рисунок 4

СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006

Технічне оснащення роботи

Комплектуючі вироби і матеріали	Пристрій, інструмент, інвентар	Механізми
1. Комплектуючі вироби Посудина з сухим трансформаторним маслом - 100 л	1. Ручний слюсарний інструмент Набір слюсарних інструментів "Мотор Січ НН-1" ТУ У 3.88-14307794-192 - 1 компл. Відро - 1 шт. Лійка - 1 шт. Шланг маслостійкий 5 м - 2 шт. Маслонасос - 1 шт.	
2. Матеріали Шмаття для обтирання ТУ У 01878420.002 - 0,5 кг	2. Організаційно-технічне оснащення Насос шестеренчастий ручний - 1 шт. Пристрій для перевірки справності показника напруги - 1 шт.	

Рисунок 5

СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006

Порядок проведення робіт

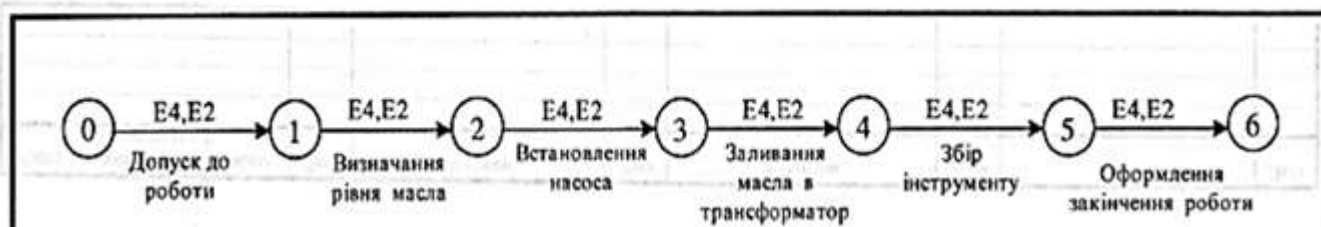


Рисунок 6

Код	Виконавець	Зміст операцій
0-1	Е4, Е2 Е4	Отримати наряд-допуск на проведення робіт. Виконати всі необхідні вимоги техніки безпеки згідно з нарядом-допуском на виконання даної роботи. Провести інструктаж бригади з ТБ на робочому місці. Допустити бригаду до роботи.
1-2	Е4, Е2	Розкласти комплектуючі вироби, матеріали, пристрої, інструмент, інвентар. Оглянути трансформатор, визначити рівень масла за маслопоказником на розширювальному бачку.
2-3	Е4, Е2	Встановити шестеренчастий насос, посудину з трансформаторним маслом. Під'єднати шланги між посудиною, насосом та трансформатором.
3-4	Е4, Е2	Відкрити корок розширювального бачка. Встановити в отвір розширювального бачка шланг, під'єднаний до ручного насоса, і долити трансформаторне масло до експлуатаційного рівня на маслопоказнику. Забрати шланг, закрити корком розширювальний бачок. Витерти насухо обтиральним шматтям підтікання трансформаторного масла.
4-5	Е4, Е2	Забрати посудину, насос, шланги. Зібрати пристрої, інструмент, матеріали. Прибрати робоче місце.
5-6	Е4, Е2	Оформити закінчення роботи. Отримавши дозвіл чергового персоналу, провести необхідні оперативні перемикання та ввести обладнання в роботу.

Рисунок 7

СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006

ЕСКІЗ

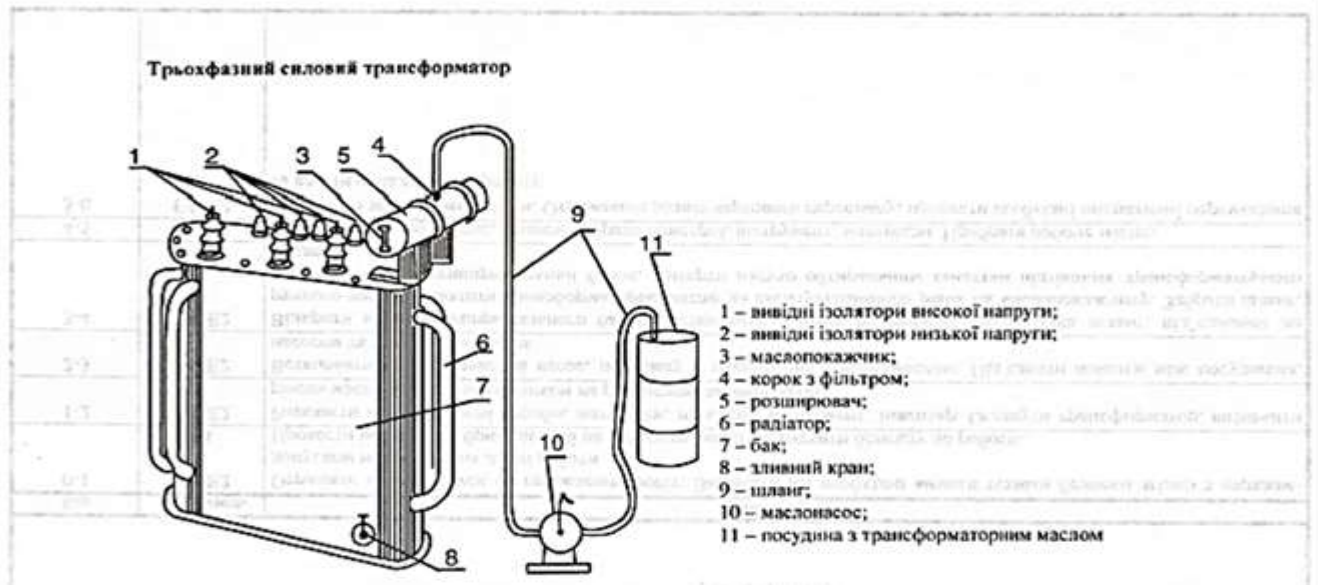


Рисунок 8

Питання для самоконтролю

1. Які типові операції технічної експлуатації обладнання трансформаторних підстанцій?
2. Які типові операції поточного ремонту силових трансформаторів?
3. Яка періодичність ПР та КР силових трансформаторів?
4. Які є ТТК на заміну енергетичного обладнання на КТП (МТП, КТПЗ)?
5. Які є ТТК на ремонт енергетичного обладнання КТП (МТП, КТПЗ)?
6. Який порядок робіт під час доливання масла в силовий трансформатор?

Лекція 6

Основи організації виконання типових робіт технічної експлуатації повітряних ліній напругою 0,38-20 кВ

1. Типові операції технічної експлуатації ПЛ.
2. Типові технологічні карти на заміну обладнання (ізолятору, проводу, траверси, лінійного роз'єднувача).
3. Типові технологічні карти на виправлення опор.
4. Типові технологічні карти на регулювання стріли провисання проводів.

1. Типові операції технічної експлуатації ПЛ

Технічне обслуговування ПЛ передбачає комплекс заходів, а саме:

- дотримання допустимих режимів за струмами навантаження, температурою нагрівання, напругою;
- постійне спостереження за ПЛ (огляди ліній);
- контроль та вимірювання на ПЛ;
- спостереження за охоронними зонами;
- ведення технічної документації;
- розгляд причин аварій та розробка заходів з усунення їх наслідків.

Типовий обсяг робіт з ПР ПЛ напругою 0,38 кВ (огляду): замінити окремі пошкоджені деталі; замінити трубчасті розрядники; відновити номерні знаки і плакати на опорах; вирівняти опори (окремі), траверси; відремонтувати або замінити окремі опори; утрамбувати ґрунт під опорами; перетягнути проводи в прогонах ПЛ; зняти накиди з проводів; замінити обірвані заземлювальні спуски і встановити затискачі; замінити обірвані з'єднання проводів; замінити окремі пошкоджені ізолятори; обмити ізолятори; розчистити рослинність для захисту опор від низових пожеж; вирубати окремі дерева, що загрожують падінням на ПЛ; вирубати кущі в охоронній зоні ПЛ, обрізати гілки.

Операції *поточного ремонту ПЛ* виконуються при потребі за висновками, що зроблені після проведення технічних оглядів.

Плановий *капітальний ремонт* (КР) ПЛ на залізобетонних та металевих опорах проводиться не менше ніж 1 раз на 10 років, а на дерев'яних – не менше ніж 1 раз на 5 років.

Якщо в обсязі робіт визначена заміна на ПЛ до 30% всіх типів опор або заміна проводу і блискавки захисного троса сумарною протяжністю до 15% від загальної довжини ПЛ, то на такій ПЛ проводять *КР в зв'язку з технічним станом ПЛ*, незалежно від терміну проведення останнього КР. Якщо визначено більший обсяг робіт, то така ПЛ потребує *реконструкції в зв'язку з технічним станом*.

Заміна протягом чергового КР усіх опор на лінії не допускається. Довжина ділянок, на яких дозволяється суцільна заміна опор при черговому КР не повинна перевищувати 5 % довжини ПЛ (включно з відпайками). При КР ПЛ забороняється зміна конструкцій елементів і способу закріплення опор в ґрунті без дозволу інженера підприємства електричних мереж. Ці заборони мають на меті не допустити випадків проведення таких робіт без необхідних обґрунтувань із порушенням вимог діючих технічних умов і норм.

Планові ремонти та реконструкція ПЛ електропередавання, що проходять через сільгоспугіддя, за погодженням із власниками землі та землекористувачами виконуються як правило у період, коли землі не зайняті сільгоспкультурами або ж із збереженням цих культур.

Планові ремонти ПЛ електропередавання мають бути погоджені із землекористувачами не пізніше, ніж за три доби до їх початку.

Роботи із запобігання аваріям електромереж у межах багаторічних насаджень можуть виконуватися лише після оформлення дозволу (лісорубного квитка).

Роботи з ліквідації аварій в електромережах можна виконувати будь-якої пори року і в будь-який час без погодження із землекористувачами, але з повідомленням їх про це у десятиденний термін.

У місяцях проведення вказаних робіт мають бути влаштовані об'їзди, встановлені огорожі, містки тощо і встановлені відповідні дорожні знаки.

Після закінчення ремонтних робіт енергопідприємства мають привести земельні угіддя до стану, придатного для використання за призначенням та відшкодувати власникам і землекористувачам заподіяні збитки.

Мають бути ліквідовані також пошкодження вулично-дорожньої мережі.

Працівники енергопідприємств, які відають електромережами, мають право безперешкодного доступу в установленому порядку до об'єктів електричних мереж, розташованих на територіях інших підприємств, для виконання оперативних перемикань, обслуговування і ремонту.

Енергопідприємства здійснюють контроль за виконанням Правил і мають право обмежити чи припинити електропостачання споживачів, що їх порушили.

Енергопідприємства відшкодовують збитки, заподіяні власникам землі та землекористувачам в охоронній зоні повітряних ліній електропередавання

2. Типові технологічні карти на заміну обладнання (ізолятора, проводу, траверси, лінійного роз'єднувача).

Згідно з СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 (Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38–20 кВ з повітряними лініями електропередачі) заміна об'єктів розподільних мереж необхідна, якщо коефіцієнт дефектності понад 50. Однак є дефекти обладнання (ізоляторів, роз'єднувачів тощо), коли необхідна їхня заміна на об'єктах, зокрема, на ПЛІ під час ремонту. У стандарті СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005 (Типові технологічні карти на капітальний ремонт та технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4–20 кВ) приведені такі ТТК на заміну обладнання

№ 1	Типова технологічна карта на заміну проводу на ПЛ 0,4 кВ	6
№ 2	Типова технологічна карта на заміну проводу на ПЛ 6-10 кВ	10
№ 3	Типова технологічна карта на заміну лінійного роз'єднувача на залізобетонних опорах ПЛ 6-10 кВ	14
№ 4	Типова технологічна карта на заміну залізобетонного стояка і підкосу кутової опори ПЛ 6-10 кВ зі зняттям напруги	18
№ 8	Типова технологічна карта на заміну залізобетонного стояка типу СВ проміжної опори на нову зі зняттям напруги	34
№ 11	Типова технологічна карта на заміну металевої траверси на кутовій залізобетонній опорі ПЛ6-10 зі зняттям напруги	46
№ 12	Типова технологічна карта на заміну ізолятора на лінійному роз'єднувачі 6-10 кВ зі зняттям напруги	50
№ 13	Типова технологічна карта на заміну ізолятора на залізобетонній опорі ПЛ 6-10 кВ зі зняттям напруги	54
№ 15	Типова технологічна карта на заміну залізобетонного підкосу кутової залізобетонної опори 6-10 кВ	62
№ 16	Типова технологічна карта на заміну залізобетонного (зруйнованого) стояка опори ПЛ 6-10 кВ	66
№ 17	Типова технологічна карта на заміну проводу на ПЛ 6-10 кВ на переході через ПЛ 0,4 кВ	70
№ 18	Типова технологічна карта на заміну металевої траверси на залізобетонній проміжній опорі ПЛ 6-10 кВ	74
№ 19	Типова технологічна карта на заміну дефектної ділянки проводу в прогоні ПЛ 0,4 кВ із сумісно підвішеними проводами радіотрансляційних мереж	78
№ 21	Типова технологічна карта на заміну перекидок від КТП до першої опори ПЛ 0,4 кВ	86
№ 22	Типова технологічна карта на заміну трубчастого розрядника на ПЛ 6–10 кВ	90
№ 25	Типова технологічна карта на заміну лінійного роз'єднувача РЛНД-10 з заміною приводу	102
№ 26	Типова технологічна карта на улаштування відтяжки залізобетонної опори ПЛ 6-10 кВ	106
№ 27	Типова технологічна карта на заміну пускорегулювальної апаратури і світильників	110
№ 28	Типова технологічна карта на заміну дерев'яної одностоякової опори на залізобетонну за допомогою буростовпостави на ПЛ 6–10 кВ	114
№ 29	Типова технологічна карта на заміну зовнішніх введів (від опори ПЛ 0,4 кВ до будови)	118

№ 33	Типова технологічна карта на заміну відгалуження СІП від ПЛІ-0,4 кВ до вводу в будівлю (споруду)	134
№ 34	Типова технологічна карта на заміну проводу СІП з чотирма утримними жилами в прогоні ПЛІ 0,4 кВ	138
№ 35	Типова технологічна карта на заміну фазної жили СІП з однією утримною (нульовою) жилою в прогоні ПЛІ-0,4 кВ	143
№ 36	Типова технологічна карта на заміну проводу СІП на анкерній ділянці ПЛІ 0,4 кВ	147
№ 38	Типова технологічна карта на заміну дерев'яного підкосу з залізобетонною приставкою на ПЛІ 0,4 кВ	156
№ 39	Типова технологічна карта на заміну дерев'яної опори на опору із залізобетонною приставкою за допомогою буростовпостави на ПЛІ 0,4 кВ	160

3. Типові технологічні карти на виправлення опор

Згідно з СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 (Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38–20 кВ з повітряними лініями електропередачі) є такі види дефектів ПЛ, які фіксуються у Листку огляду, як подовжній вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі уздовж лінії перевищує 0,5м) та поперечний вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі поперек лінії перевищує 0,5м). При наявності таких дефектів у Журналі дефектів вказується дата постави опори під час ремонту та відповідна позначка про виконання цієї роботи.

В СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005 (Типові технологічні карти на капітальний ремонт та технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ) приведені такі ТТК на виправлення опор, як

№ 5	Типова технологічна карта на виправлення залізобетонної проміжної одностоякової опори ПЛІ 6-10 кВ вздовж осі лінії зі зняттям напруги	22
№ 6	Типова технологічна карта на виправлення залізобетонної проміжної одностоякової опори ПЛІ 6-10 кВ впоперек осі лінії без зняття напруги	26

Розглянемо більш детально ТТК №5. Інформація щодо виконавців робіт приведена у таблиці 7

Таблиця 7

Склад бригади	Група з електро-безпеки	Кваліф. розряд	Умовне позначення виконавців	Кількість виконавців, люд.	Норми часу на виконання роботи, люд.-год.
Електромонтер	IV	4	E4	1	1,83
Електромонтер	IV	3	E3	1	
Електромонтер	III	2	E2	1	
Водій АГП	II	5	B	1	0,36

Роботу слід виконувати у відповідності з нормативними документами, що приведені також у ТТК. Однак, слід враховувати, що деякі з них втратили чинність:

- ДНАОП 11.1.10-1.01: Правила безпечної експлуатації електроустановок;
- ДНАОП 1.1.10 – 1.07: Правила експлуатації електрозахисних засобів;
- НАОП 1.1.10– 1.04: Правила безпечної роботи з інструментами та пристроями: (втратив чинність, чинний на сьогодні НПАОП 0.00-1.71-13: Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями;

- ДНАОП 0.00-1.36; Правила будови і безпечної експлуатації підйомників: (втратив чинність);

- ДНАОП 0.00-5.28: Інструкція з охорони праці під час виконання робіт на висоті з використанням спеціальних страхувальних засобів (втратив чинність, чинний на сьогодні НПАОП 0.00-1.15-07: Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті);

- СНіП III-4: Техніка безпеки у будівництві (втратив чинність, чинний на сьогодні ДБН А.3.2-2-2009: Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12)).

Також у ТТК приведений перелік та необхідна кількість засобів забезпечення безпечного виконання робіт (рукавиці спеціальні бавовняні, діелектричні рукавички, каски захисні, пояс запобіжний, покажчики високої напруги, аптечка індивідуальна, заземлення переносне, плакати безпеки) та особливі умови виконання робіт:

- роботу виконувати за нарядом, на відключеній та заземленій ПЛ під керівництвом електромонтера 4 розряду, IV групи з електробезпеки;
- переносні заземлення встановлювати на всі проводи.

Розділ «Порядок проведення робіт» містить графік виконання робіт (див. рисунок 9) та детальне пояснення кожної операції (див. таблицю 8).



Рисунок 9

Таблиця 8

Код операції	Виконавець	Зміст операції
0-1	Е4, Е3, Е2, В	Отримати наряд-допуск на проведення робіт. Перевірити відсутність напруги на лінії, встановити переносне заземлення. Провести інструктаж бригади на робочому місці і оформити допуск на виконання робіт. Розвантажити і розкласти комплектуючі вироби, матеріали, пристрої, інструмент та інвентар.
1-2	В	Встановлення автогідропідйомника (АГП)
1-3	Е4, Е3, Е2, В	За допомогою АГП піднятися і встановити тросовий або мотузковий хомут на стояк опори на висоті не менше ніж 2/3 довжини стояка від землі. На хомуті з протилежного боку нахилу стояка закріпити кінець тросу від лебідки, а з боку нахилу стояка – кінці двох розтяжок. Вільні кінці розтяжок через поліспасти закріпити до вкручених в землю якорів. Розв'язати в'язки кріплення проводів до ізоляторів, розкопати ґрунт біля основи опори на глибину 1 м або до рівня ригелів з боку, протилежного до нахилу опори.
3-4	Е4, Е3, Е2, В	Виправлення опори проводити вздовж осі лінії, що утворилася, натягуванням тросу у бік, протилежний до нахилу опори. Натягування проводити за допомогою тягового механізму, що забезпечує плавне збільшення зусилля, яке прикладається до тягового тросу з одночасним послабленням розтяжок поліспасти.

		ми. Виправлення проводити до тих пір, поки вершина опори ні перейде у вертикальне положення. Відхилення від вертикалі не повинно бути більше 8-10 см. Основу опори засипати ґрунтом з пошаровим трамбуванням.
4-5	Е4, Е3, Е2	Відрегулювати стрілу провисання проводів згідно з нормами. Виконати в'язку проводів.
5-6	Е4, Е3, Е2	Зібрати інструмент, пристрої, матеріали, прибрати робоче місце.
6-7	Е4, Е3	Зняти переносне заземлення. Оформити закінчення роботи.

Також у ТТК приводиться ескіз (див. рисунок 10).

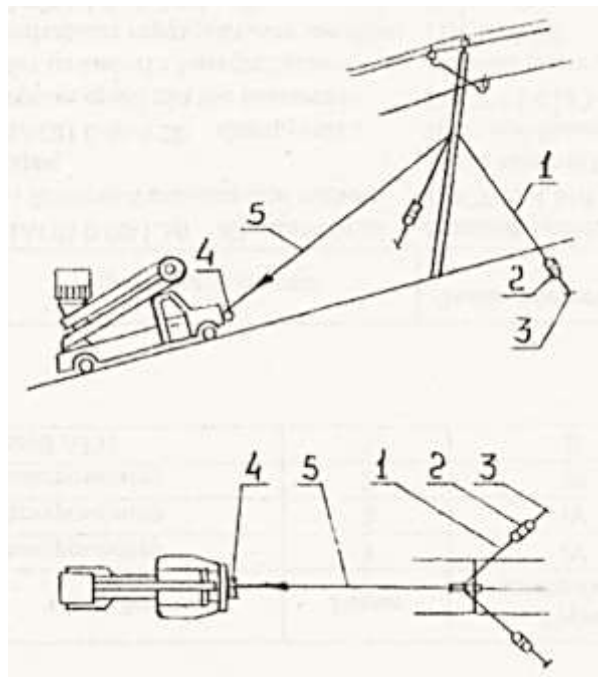


Рисунок 10 – Ескіз ТТК №5: 1- розтяжка, 2 – поліспаст, 3 – якір, 4 – лебідка, 5 – трос лебідки

4. Типові технологічні карти на регулювання стріли провисання проводів

В СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005 (Типові технологічні карти на капітальний ремонт та технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ) приведені такі ТТК на регулювання стріли провисання проводів:

№ 7	Типова технологічна карта на регулювання стріли провисання проводів ПЛІ 0,4 кВ при перетині з ПЛІ 6-10 кВ зі зняттям напруги	30
-----	--	----

№ 9	Типова технологічна карта на регулювання стріли провисання проводів в анкерному прогоні ПЛІ 0,4 кВ довжиною до 500 м зі зняттям напруги	38
-----	---	----

Одним з перших етапів є вимірювання стріли провисання проводів.

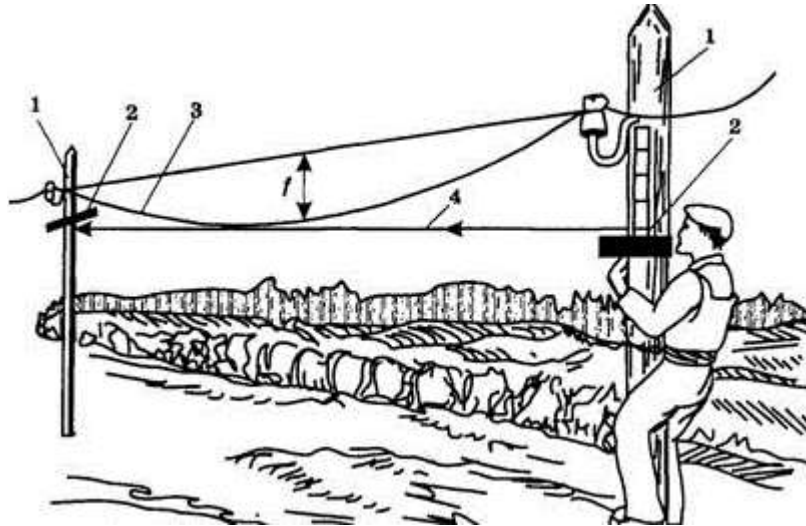


Рисунок 11 – Вимірювання стріли провисання проводів: 1 – опори, 2 – візирні планки, 3 – провід, 4 – лінія візірування

Вимірювання стріли провисання в ТТК рекомендується виконувати в такому порядку:

1) Двом електромонтерам піднятися на проміжні опори, що обмежують прогін перетину.

2) Закріпити візирні рейки на стояках опор на відстані по вертикалі від точки кріплення проводу, рівнем за величиною стріли провисання проводу (за монтажними таблицями) для прогону, який перевіряється, і данної температури.

3) Розташуватися на опорі так, щоб очі були на рівні рейки.

4) Для визначення фактичної стріли провисання по команді відповідальної особи перемастити обидві рейки вгору або вниз до такого положення, коли нижня точка проводу співпадає з прямою, що з'єднує обидві вказані рейки.

5) Величину стріли провисання визначити як середню арифметичну із суми відстаней по вертикалі від точок підвісу проводу до кожної рейки.

Крім того, існують інші способи вимірювання стріли провисання проводів:

- За допомогою телескопічної виміральної штанги, коли персонал, перебуваючи прямо під лінією, механічно вимірює висоту проводів над землею спеціальною штангою. Даний метод незручний, не завжди безпечний і можна застосувати не у всіх локаціях;

2) Теодолітний метод він пов'язаний з трудомісткістю, зі складними розрахунками і також обмежений у застосуванні до локальних умов в умовах обмеженого доступу або видимості.

3) За допомогою ультразвукової локації. Даний метод абсолютно безпечний і не вимагає ніяких розрахунків. Прилад розміщується на землі таким чином, щоб його випромінювач був спрямований строго на дроти, а на цифровому табло з'являються цифрові значення висоти проводів. Метод заснований на випромінюванні приладом зондуючого сигналу і подальшому вимірі часу надходження на прилад сигналу відлуння. За значенням часу запізнювання і обчислюється дистанція від приладу до проводів.

Питання для самоконтролю

1. Які типові операції експлуатації ПЛ?
5. Які типові технологічні карти на заміну обладнання приведені у СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005 (Типові технологічні карти на капітальний ремонт та технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ)?
6. Яка типова послідовність дій при виправленні опор?
7. Які існують способи вимірювання стріли провисання проводів?
8. Як виміряти стрілу провисання проводів за допомогою візірної рейки?

Лекція 7

Основи організації виконання типових робіт технічної експлуатації кабельних ліній напругою 0,38-20 кВ.

1. Огляд КЛ.
2. Охоронна зона КЛ
3. Особливості ремонту КЛ
 - 3.1 Ремонт захисних покривів
 - 3.2 Ремонт струмовідних жил
 - 3.3 Ремонт з'єднувальних муфт
 - 3.4 Ремонт кінцевих муфт

1 Огляд КЛ

Згідно з СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 (Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ. Інструкція) нагляд за трасами кабельних ліній, кабельними спорудами і кабельними лініями провадиться з метою перевірки їхнього стану періодичним обходом і оглядом спеціально виділеними для цього монтерами в терміни, передбачені в ПТЕ (ГКД 34.20.507), згідно з графіком, затвердженим технічним керівником енергопідприємства.

Огляд кабельних муфт напругою понад 1000 В необхідно проводити під час огляду електроустаткування. Огляд підводних кабелів проводити в терміни, які встановлює технічний керівник енергопідприємства. Інженерно-технічний персонал повинен періодично проводити вибіркові контрольні огляди кабельних ліній. Терміни контрольних оглядів встановлюються з урахуванням місцевих умов в інструкціях енергопідприємства. Позачергові обходи і огляди провадяться в період паводків і після злив, а також у разі вимкнення кабельної лінії релейним захистом.

Під час обходів і оглядів трас КЛ, прокладених *на відкритих територіях*, необхідно:

- перевіряти, щоб на трасі не провадилились неузгоджені з енергопідприємством роботи (будівництво споруджень, розкопки землі, посадка рослин, улаштування складів, забивання паль, установлення стовпів тощо), а також, щоб не було завалів трас сміттям, снігом, не було провалів і зсувів ґрунту;

- оглядати місця пересічення кабельних трас із залізницями, звертаючи увагу на наявність попереджувальних плакатів і на надійне металеве з'єднання рейок електрифікованих залізниць у місцях стиків;

- оглядати місця пересічення кабельних трас шосейні дорогами, канавами і кюветами;

- оглядати стан пристроїв і кабелів, прокладених по мостах, дамбах, естакадах і інших подібних спорудах;

- перевіряти в місцях виходу кабелів на стіни будівель або опори повітряних ліній електропередавання наявність захисту кабелів від механічних пошкоджень, справність кінцевих муфт;

- перевіряти в місцях переходу кабельних ліній з берега у ріку або в інші водойми наявність і стан берегових сигнальних знаків. У випадку стояння кораблів, судів, барж і інших плавних засобів у зоні підводного переходу, негайно сповіщати про це свого безпосереднього начальника.

Під час обходів і оглядів трас КЛ, прокладених *на закритих територіях*, додатково необхідно:

- залучати до участі в огляді траси представника підприємства, відповідального за охорону кабелів та інших осіб, яких стосується стан кабельних мереж, споруд;

- під час виявлення дефектів на трасах кабельних ліній надавати розпорядження про їх усунення працівникові підприємства, відповідальному за збереження кабельних ліній;

- у випадку виявлення не усунутих у встановлений під час попереднього огляду термін недоліків складати протоколи про порушення.

Огляд підводних кабельних переходів провадиться надою водолазів під керівництвом майстра. Ширина зони огляду не менше 20 м (по 10 м у кожен бік від кабелю).

Під час оглядів підводних кабельних переходів необхідно:

- перевіряти відповідність улаштування кабельного переходу проекту;
- перевіряти, чи не потрапили на кабельну трасу якорі, ланцюги або інші затонулі предмети;
- перевіряти схоронність і стан кабелю в місцях виходу з труб на береги рік, каналів та інших водоймищ;
- звертати увагу, чи немає дефектів на кабелях, переплетень кабелів і зносу їх за течією;
- перевіряти глибину залягання кабелів і відсутність зносу ґрунту.

Огляд КЛ, прокладених у кабельних спорудах, і кабельних споруд повинен провадитись спеціально виділеним персоналом електростанції, електричної мережі або провадитись особою, відповідальною за енергогосподарство енергооб'єкта (споживача).

Огляд КЛ, прокладених у кабельних спорудах, і кабельних споруд повинен провадитись спеціально виділеним персоналом електростанції, електричної мережі або провадитись особою, відповідальною за енергогосподарство енергооб'єкта (споживача).

Під час огляду КЛ, прокладених у кабельних спорудах, і кабельних споруд необхідно:

- перевіряти стан антикорозійних покривів металевих оболонки кабелів;
- вимірювати температуру оболонки кабелів;
- перевіряти зовнішній стан з'єднувальних муфт і кінцевих заробок;
- перевіряти, чи немає зміщень і прогинів кабелів, чи дотримані відстані між кабелями, що передбачаються ПУЕ;
- перевіряти непошкодженість освітлення;
- вимірювати температуру повітря в приміщеннях;
- перевіряти непошкодженість пристроїв сигналізації і пожежогасіння;
- перевіряти стан будівельної частини, дверей, люків та їхніх заборів, кріпильних конструкцій, наявність розділових неспалених перегородок і щільність заробок кабелів у місцях проходів крізь стіни, перекриття і перегородки;

- перевіряти, чи немає сторонніх предметів, будівельних і монтажних матеріалів, обтиральних кінців, ганчірок, сміття та ін. (за наявності видалити);

- перевіряти, чи не проникають ґрунтові і стічні води, чи немає технологічних відходів виробництва.

Огляд кабельних колодязів провадиться двома монтерами, один з яких повинен мати III групу електробезпеки, в такому порядку:

- відкривається люк колодязя;

- спускається на рівень не нижче 0,25 м до дна колодязя гумовий шланг, з'єднаний з вентилятором або компресором, і в колодязь протягом 15 хв. нагнітається свіже повітря;

- перевіряється відсутність у колодязі палих та шкідливих газів;

- після вентилявання один з монтерів опускається в колодязь, а другий — невідлучно чергує біля люка колодязя.

Результати обходів та оглядів КЛ реєструються в журналі обходів та оглядів. Крім того, всі виявлені дефекти на трасах КЛ повинні бути записані в журнал дефектів та неполадок або в карти дефектів. Порушення повинні бути усунені якомога скоріше. Після закінчення огляду траси закритої території вручається розпорядження працівникові підприємства, відповідальному за збереження КЛ для своєчасного усунення виявлених дефектів. У разі виявлення дефектів, які потребують негайного усунення, персонал, що робить обхід і огляд, зобов'язаний негайно сповістити про це свого безпосереднього начальника.

Огляд підводних трас КЛ оформлюється актом, що складається відповідальним представником експлуатуючого енергопідприємства, бригадиром водолазів і водолазом, який безпосередньо оглядав трасу.

2. Охоронна зона (О.З.) КЛ

Охоронна зона (О.З.) КЛ:

- ділянка землі уздовж підземних КЛ, обмежена вертикальними площинами, що розташовані з обох боків сторони лінії від крайніх кабелів на відстані 1 м для КЛ і 2

м для КЛЗ (зв'язку);

- ділянка землі уздовж підземних КЛ (до 1 кВ, прокладених у містах під тротуарами), обмежена вертикальними площинами, що розташовані з обох боків сторони лінії від крайніх кабелів на відстані 0,6 м у напрямку будинків і споруд та на відстані 1 м у напрямку проїжджої частини вулиці;

- частина водного простору від водної поверхні до дна уздовж підводних КЛ та КЛЗ, обмеженого вертикальними площинами, віддаленими по обидві сторони лінії від крайніх кабелів на відстань 100 м.

Згідно з Правилами охорони електричних мереж всі види робіт (наприклад, земляні, підривні, гідророзробки, і ведення будівель або споруд, аналогічні роботи поблизу кабельних трас) провадити тільки після попереднього узгодження виконання цих робіт з енергопідприємствами і отримання письмового дозволу на проведення цих робіт.

Енергопідприємства для забезпечення збереження електричних мереж видають дозвіл на виконання робіт в охоронних зонах, визначених в Правилах охорони електричних мереж, у разі подання заявки не пізніше ніж за 10 діб до початку робіт та за умови дотримання вимог, наведених у Правилах охорони електричних мереж.

Під час розкопок кабельних трас або проведенні земляних робіт поблизу них повинен бути забезпечений нагляд за збереженням кабелів на весь період проведення робіт, а відкриті кабелі повинні бути закріплені з метою запобігання прогинанню і захисту від механічних пошкоджень.

Виконавцю робіт з розкопок повинно бути зазначено точне місце знаходження кабелів, пояснено порядок поводження з ними і взята від нього розписка, яка підтверджує отримання зазначених відомостей.

Місця проведення земляних робіт за ступенем небезпеки стосовно можливості механічних пошкоджень кабельних ліній діляться на дві зони:

- перша - роботи та трасах кабельних ліній або на відстані до одного метра від крайнього кабелю будь-якої напруги;

- друга - роботи на трасах кабельних ліній на відстані від крайнього кабелю, яка перевищує один метр.

Забороняється:

- застосування в О.З. екскаваторів та інших землерийних машин;
- застосування ударних механізмів (клин-баби, куля-баби та ін.) та віброзаглиблювальних механізмів на відстані до 5 м від О.З.;
- застосування в О.З. механізмів для подрібнення ґрунту (відбійних молотків) на глибині понад 0,3 м при нормальній глибині закладення КЛ (0,7 м);
- виконання в О.З. земляних робіт без нагляду технічним персоналом організації, яка експлуатує, а також при відсутності планів траси та інших документів для точного визначення місцезнаходження КЛ;
- виконання робіт з порушенням потрібних відстаней і без захисту кабелю від механічних пошкоджень при обладнанні траншей, які перетинають КЛ.

Розкопки кабельних трас або земляні роботи поблизу них необхідно проводити з письмового дозволу керівництва енергооб'єкта, що експлуатує електричні мережі. Дозвіл на виконання робіт в О.З видається енергопідприємством не пізніше 10 діб після подання заявки.

За викликом відповідальної особи (начальника або виконроба) організації, яка здійснює земляні роботи на трасі, представник електромережі повинен бути присутнім при цих роботах та мати план траси КЛ (геодезичний план і профіль траси, вертикальне й горизонтальне планування), а також необхідну кількість попереджувальних і забороняючих плакатів, і зобов'язаний:

- переконатися у наявності непростроченого дозволу місцевих органів на виконання робіт, плану розташування підземних споруд на ділянці майбутніх робіт і проекту, узгодженого з відповідними організаціями;
- з'ясувати зміст і обсяг земельних робіт, а також строки їх виконання;
- перевірити за кресленням розташування КЛ, погодити з виконробом трасу цих ліній і позначити межі безпечного виконання робіт (за допомогою мотузки, натягнутої між кілками, та попереджувальних плакатів);

- вимагати при необхідності, щоб в його присутності було проведено контрольне шурфування для визначення місцезнаходження КЛ;
- видати письмовий дозвіл на виконання робіт з переліком вимог щодо забезпечення збереження кабелів і меж виконання робіт;
- простежити за виконанням усіх запобіжних заходів;
- простежити, щоб розкриті кабелі і сполучені муфти були надійно захищені дерев'яними коробами і укріплені, а на коробах встановлені попереджувальні плакати;
- спостерігати, щоб після закінчення робіт були виконані всі відновлювальні роботи (розкриття захисних коробів, розбирання кріплень, засипання траси, ущільнення ґрунту тощо).

В аварійних випадках, які вимагають невідкладних ремонтно-відновлювальних робіт, допускається виконання цих робіт без попереднього погодження з енергопідприємством, що експлуатує кабельну мережу, але за умови виконання таких вимог:

- водночас із направленням працівників на місце аварії надсилають телефонограму в енергопідприємства, які мають суміжні з місцем аварії кабельні комунікації, про необхідність прибуття їхніх представників;
- на місці виконання аварійних робіт повинна постійно знаходитися відповідальна особа, яка має практичні навички і право на проведення таких робіт. Ця особа проводить інструктаж працівників щодо правил техніки безпеки;
- до прибуття на місце аварії представника енергопідприємства земляні роботи повинні виконуватися вручну.

В аварійних випадках проведення розкопок дозволяє диспетчер, який дає вказівки: оперативно-виїзній бригаді – виїхати на місце розкопок; представнику енергопідприємства, що експлуатує кабельну мережу, - провадити спостереження за ними.

3. Особливості ремонту КЛ

Типовий обсяг робіт з ПР КЛ: оглянути КЛ, усунути виявлені дефекти; долити кабельною мастикою кінцеві воронки та муфти з'єднання; перевірити наявність слі-

дів корозії кабельних оболонок та кінцевих воронок та усунути їх; відновити маркування кабелів; підтягнути контактні з'єднання; перевірити температуру жили кабеля та навантаження на нього; виконати необхідні вимірювання та випробування.

При ремонті КЛ виконуються такі роботи:

підготовчі - відключення КЛ та її заземлення, ознайомлення з документацією та уточнення марки і перерізу кабелю, виписка наряду-допуску по техніці безпеки, завантаження матеріалів і інструменту, доставка бригади на місце роботи;

підготовка робочого місця - виконання шурфів, розкопка котлованів і траншей визначення ремонтного кабелю, огороження робочого місця та місць розкопок, визначення кабелю в РП (ТП) або в кабельних спорудах, перевірка відсутності горючих і вибухонебезпечних газів, отримання дозволу на вогневі роботи;

підготовка до монтажу - допуск бригади, прокол кабелю, розрізання кабелю або розтин муфти, перевірка ізоляції на наявність вологи відрізанню ділянок пошкодженого кабелю, установка намету; - прокладка ремонтної кабельної вставки;

ремонт кабельної муфти - оброблення кінців кабелю, фазування кабелів, монтаж з'єднувальних муфт;

оформлення закінчення робіт - закриття дверей РП, ТП, кабельних споруд, здача ключів, засипання котлованів і траншей, прибирання і завантаження інструменту, доставка бригади на базу, складання виконавчого ескізу та внесення змін в документацію КЛ, звіт про закінчення ремонту;

вимірювання та випробування КЛ.

Під час ремонту використовують різні інструменти, наприклад, ніж для надрізання алюмінієвої оболонки (рисунок 12), зварювальний пістолет ПС-1 з електричним підігрівом (рисунок 13), газоповітряний пістолет (рисунок 14)

До простих ремонтів відносяться, наприклад, такі, як ремонт зовнішніх покривів (джутового покриву, полівінілхлоридного шланга), фарбування та ремонт бронелент, ремонт металевих оболонок, ремонт кінцевих закладань без демонтажу корпусу і т. п. Такі ремонти виконуються в одну зміну однією бригадою.

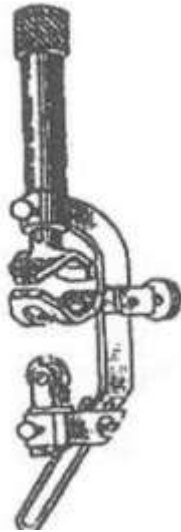


Рисунок 12 - Ніж для надрізання алюмінієвої оболонки

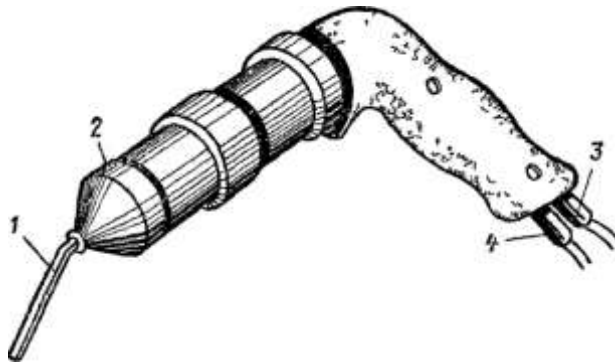


Рисунок 13 - Зварювальний пістолет ПС-1 з електричним підігрівом: 1 - сопло для виходу гарячого повітря; 2 - нагрівальна повітряна камера; 3 - штуцер для подачі стисненого повітря; 4- провід електропроводки.

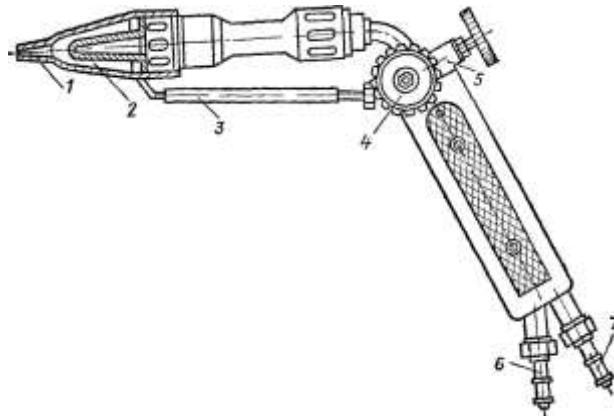


Рисунок 14 - Газоповітряний пістолет: 1 - сопло для виходу гарячого повітря; 2 - нагрівальна повітряна камера; 3-гумова трубка; 4-кран для повітря; 5 - кран для пропан – бутану; 6 - штуцер для подачі стисненого повітря; 7 – штуцер для подачі пропан - бутану

До складних належать такі ремонти, коли доводиться замінювати великі довжини кабелю в кабельних спорудах з попереднім демонтажем кабелю або прокладка в землі нового кабелю на ділянці довжиною кілька десятків метрів (у рідкісних випадках у сотні метрів). Виконання ремонтів ускладнюється тим, що кабельна траса проходить по складних ділянках з багатьма поворотами, з перетином шосейних доріг та інженерних комунікацій, при великій глибині залягання кабелю, а також у зимовий час, коли необхідно відігрівати землю. При виконанні складних ремонтів прокладається нова ділянка кабелю (вставка) і монтуються дві з'єднувальні муфти.

3.1 Ремонт захисних покривів

Ремонт зовнішнього джутового покриття виконується підмоткою смоляною стрічкою в два шари з 50 %-им перекриттям з подальшою промазкою цієї ділянки розігрітій бітумною мастикою МБ 70 (90 МБ).

Ремонт полівінілхлоридного шланга і оболонки - зварювання, яке в струмені гарячого повітря (при температурі 170-200°C) проводиться із застосуванням зварювального пістолета з електричним підігрівом повітря або повітряним пістолетом.

Фарбування бронелент. При виявленні під час обходів в кабельних спорудах на відкрито прокладених кабелях руйнувань бронепокровов кабелю корозією виконується їх фарбування. Рекомендується застосовувати термостійкі пентафталеві лаки ПФ-170 або ПФ-171 або термостійку маслорозчинну фарбу БТ-577. Кращим способом фарбування є застосування фарборозпилювача, а при його відсутності - кисті.

Ремонт бронелент. На відкрито прокладених кабелях ділянки зруйнованих бронелент обрізаються і видаляються. У місцях відрізаних стрічок виконуються тимчасові бандажі. Поряд з тимчасовими бандажами обидві стрічки ретельно зачищаються до металевих блисків і облуживаються припоєм ПОССу 30-2, після чого дріт заземлення кріпиться бандажами з оцинкованого дроту діаметром 1 - 1,4 мм і припаюється цим припоєм. Переріз провідника заземлення вибирається залежно від перерізу жил кабелю, але не менш 6мм^2 .

У тих випадках, коли можливі механічні впливи на відремонтованої ділянці кабелю, на нього додатково намотується один шар бронеленти, попередньо демонтова-

ний з відрізка кабелю з непошкодженою бронєю. Стрічка намотується з 50 %-ним перекриттям і закріплюється бандажами з оцинкованого дроту. Провідник заземлення в цьому випадку по всій довжині перемички повинен бути распушен метою створення щільного облягання броні навколо ділянки, що ремонтується.

3.2 Ремонт струмовідних жил

При розриві жил кабелю на незначній довжині і можливості підтягти кабель за рахунок «змійки», виконаної при прокладці, проводиться звичайний ремонт сполучної муфти. Якщо запасу кабелю недостатньо, можуть застосовуватися сполучні гільзи і муфти. У всіх інших випадках при ремонті струмовідних жил кабелю застосовується вставка кабелю і виконується монтаж двох з'єднувальних муфт.

3.3 Ремонт з'єднувальних муфт

Необхідність ремонту муфти або монтаж вставки кабелю і двох з'єднувальних муфт встановлюється після огляду муфти та її розбирання.

Якщо неможливо встановити подовжену муфту з-за великих руйнувань, то застосовується вставка кабелю з монтажем двох муфт за технологією, передбаченій технічною документацією. У цьому випадку ремонт пошкодженої сполучної муфти здійснюється вирізанням дефектної муфти і ділянок кабелю.

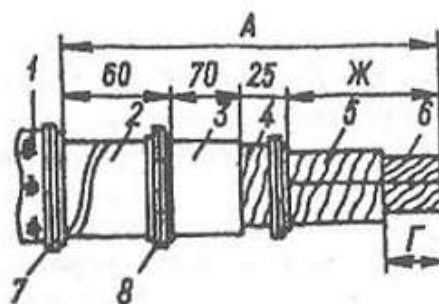


Рисунок 1 — Розроблення кабелю з паперової ізоляції для монтажу свинцевих муфт:

1 — зовнішній покрив; 2 — броня;
3 — оболонка; 4 — поясна ізоляція;
5 — ізоляція жил; 6 — жила кабелю;
7, 8 — дротяні бандажі

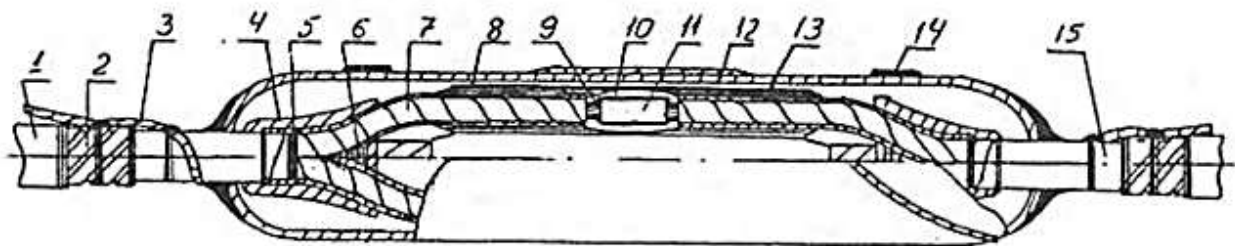


Рисунок 2 — Конструкція муфти з'єднувальної ССсл:

1 — зовнішній покрив кабелю; 2 — броня; 3 — провід заземлення; 4 — бандаж і хрестоподібна підмотка стрічкою ЛЕТСАР; 5 — підмотка стрічкою ЛЕТСАР; 6 — ущільнювач «корінця»; 7 — паперова ізоляція кабелю; 8 — вирівнювальна підмотка стрічкою ЛЕТСАР; 9 — адгезійний прошарок лаком КО-916; 10 — адгезійний прошарок стрічкою ЛЕТСАР ЛПм; 11 — гільза з'єднувальна; 12 — свинцевий корпус муфти; 13 — бандаж зі склострічки; 14 — отвір для заливання (складу); 15 — оболонка кабелю

3.4 Ремонт кінцевих муфт

Пошкоджена муфта обрізується, перевіряється ізоляція кабелю на вологість, і, якщо паперова ізоляція не зволожена, виконується монтаж муфти згідно з вимогами технічної документації.

Якщо запасу кабелю недостатньо, то на кінці КЛ виконується вставка кабелю необхідної довжини. У цьому випадку необхідно монтувати сполучну та кінцеву муфти.

Порядок проведення робіт

Код	Виконавець	Зміст операцій
0-1	E5;E3	Отримати наряд-допуск на проведення ремонтних і вогневих робіт, перевірити відсутність напруги на кабельній лінії. Провести інструктаж бригади на робочому місці і оформити допуск на виконання робіт.
1-2	E5;E3	Розпрямити кінець кабелю довжиною 1—1,5 м і закріпити в пристрої для кріплення кабелю. Видалити захисний покрив, броню, подушку та оболонку з кінця кабелю на довжині 300 мм, зняти поясну ізоляцію, розвести жили кабелю рівностороннього трикутника.
2-3	E5;E3	Виконати контроль вологості ізоляції кабелю згідно з картою № 6. У випадку виявлення вологи відрізати 1 м кабелю і повторити випробування ізоляції на вологість. Відрізати залишки кабелю (за необхідності).
3-4	E5;E3	Виконати розроблення кінця кабелю згідно з картою № 6 і таблицею 1. Очистити ганчір'ям, яке змочене бензином або ацетоном, бронестрічки на довжині не менше ніж 50 мм, оболонку — на довжині не менше ніж 250 мм від бандажа або зрізу.
4-5	E5;E3	Заземлити кабель за допомогою мідного гнучкого багатодротного проводу, переріз якого вказаний у таблиці 2. Довжину проводу для заземлення вибрати такою, щоб забезпечити послідовне приєднання до заземлювального болта захисного кожуха, броні та оболонки кабелю. Вільний кінець проводу повинен бути окінцьований наконечником зварюванням, опресуваний або паяний. Кінець проводу, що припаюється до оболонки і броні, розпушити на довжині не менше ніж 100 мм і облудити припоєм ПОССу 30-2. Провід заземлення приєднати до алюмінієвої оболонки кабелю та закріпити бандажем з оцинкованого сталевго дроту діаметром 1—1,4 мм з наступним пропаюванням олов'яно-свинцевим припоєм ПОССу 30-2. Попередньо місця припаювання до оболонки повинні бути ретельно зачищені і облужені спочатку припоєм А, а потім олов'яно-свинцевим. Приєднання проводу заземлення до броні необхідно виконати до обох бронестрічок.

Порядок проведення робіт

Код	Виконавець	Зміст операцій
4-5	E5;E3	Місця приєднання попередньо зачистити до металевго блиску і облудити припоєм ПОССу 30-2, після чого провід заземлення закріпити бандажем із оцинкованого дроту діаметром 1—1,4 мм і припаяти припоєм. Під час паяння накласти на провід заземлення зайвий шар припою, потім припій прогріти до температури краплепадіння і серветкою, змоченою паяльним жиром або стеарином, пригладити до облуженої поверхні оболонки і бронестрічок, утворюючи овальну поверхню в місці кріплення проводу. Під час лудження і паяння застосовувати паяльний жир. Тривалість кожного паяння для уникнення перегріву ізоляції кабелю повинна бути не більше ніж 3—5 хв.
5-6	E5;E3	Надіти на кінець кабелю трубу-екран.
6-7	E5;E3	Розвести жили кабелю згідно з картою № 6. Закріпити паперову ізоляцію жил бандажем із полівінілхлоридної стрічки. Допускається зняття різнокольорних стрічок пофазної ізоляції кабелю.
7-8	E5;E3	Надіти на кожну жилу оливовідділювальну трубку до упору в «корінець» розробки кабелю. Усадити кожну трубку, починаючи з «корінця» в напрямку кінця жили. Усаджування термоусаджувальних трубок бажано виконувати пальником. Допускається застосовувати паяльну лампу. Для усаджування пальник відрегулювати так, щоб його полум'я було синє, розмивчає з жовтим язиком. Під час усаджування термоусаджувальних трубок пальник тримати в напрямку усаджування виробів, рівномірно переміщувати пальник по колу кабелю. Насамперед продовжувати усаджування повздовж кабелю, трубка повинна рівномірно сісти по всьому обводу кабелю. Перед усаджуванням термоусаджувальних елементів видалити із них паперове маркування. Після усаджування поверхня трубок повинна бути гладкою, без зморщок, вздуття і складок, а профіль внутрішніх компонентів повинен чітко проглядатися.

Порядок проведення робіт

Код	Виконавець	Зміст операцій
8-9	E5;E3	Видалити оболонку кабелю над ступенем поясної ізоляції (кільцевий пасок на довжині 35 мм): виконати повздовжній надріз оболонки до другого кільцевого надрізу і зняти кільце так, щоб на кінці оболонки кабелю, що залишалась, утворилась розвальцьовка. Торці оболонки зачистити напилком, видаливши гострі краї і задирки. Напіпровідний папір перев'язати бавовняно-паперовими нитками на відстані 5 мм від краю оболонки, що лишилась, після чого обірвати так, щоб до перев'язаного місця утворився ступінь вказаної довжини.
9-10	E5;E3	Ущільнити проміжок між жилами кабелю в «корінці» розробки конусними вкладишами із герметика «В» (рисунок 2). Приготувати 4 ущільнювальних конуси (один центральний і три бічних) згідно з рисунком 3 таблиці 3. Центральний конус ретельно заштотхати в центр «корінця» розробки. Після ущільнення відстань від краю герметика до зрізу оболонки не повинна перевищувати 70 мм. Бічні конуси вставити між жилами кабелю і ретельно ущільнити. Виконати підмотку герметиком «В» поверх вкладишів і поясної ізоляції з перекриттям на оболонку на 20 мм (рисунок 4). Підмотати клеєм-розплавом (колір голубий) від краю підмотки герметиком «В» оболонки на довжині не більше ніж 40 мм. Під час намотування стрічку герметика «В» необхідно витягувати не менше, ніж на 50 % ширини. За такого витягування стрічки після намотування герметик перетворюється в моноліт, герметично з'єднаний з елементами муфти. Нанесення герметика «В» за температури, нижчої ніж 0 °С, провадити після нагріву його до +20 °С полум'ям пальника.
10-11	E5;E3	Насунути трубку-екран на підмотку в «корінці» розробки кабелю. Нижній кінець трубки-екрана повинен заходити на чисту оболонку кабелю не менше ніж на 30 мм. Усадити трубку-екран, починаючи зверху. Після усаджування трубка-екран повинна мати вид конуса розтрубом вверху.
11-12	E5;E3	Знежирити ступені оболонки і бронестрічки (з припаяним заземлювальним дротом). Зачистити до металевого блиску напилком або шкуркою і ще раз знежирити. Виконати підмотку стрічкою герметика «С» (рисунок 5 таблиці 4). Надіти трубку термоусаджувальну для герметизації оболонки і дроту заземлення на трубку-екран (рисунок 6). Усаджування трубки починають зверху, від жил кабелю, а потім переміщують пальник вниз. Усаджування трубки виконувати аналогічно опер. 7—8.

Порядок проведення робіт

Код	Виконавець	Зміст операцій
12-13	E5;E3	Намотати стрічку клею-розплаву поверх усадженої трубки на всю довжину корпусу рукавиці, відступивши 10 мм від «корінця» кабелю (рисунок 7). Стрічку клею-розплаву намотувати на підігріті до 70—80 °С поверхні (стрічка клею-розплаву під час доторкання прилипає). Намотування виконувати в один шар з 50 % перекриттям без натягу. Для запобігання розкручуванню кінець стрічки клею-розплаву під час накладання останнього витка підплавити полум'ям пальника.
13-14	E5;E3	Надіти на кінець розробленого кабелю рукавицю термоусаджувальну до упору в ізолюваний «корінець» розробки. Усаджування рукавиці виконувати аналогічно опер. 7-8 (рисунок 8).
14-15	E5;E3	Намотати стрічку клею-розплаву (колір голубий) на «пальці» рукавиці термоусаджувальної з напуском 20 мм на трубку по жилі. Стрічку клею-розплаву намотувати на прогріті до 70—80 °С поверхні (стрічка клею-розплаву при доторканні прилипає). Намотування виконувати в один шар з 50 % перекриттям без натягу. Для запобігання розкручуванню кінець стрічки клею-розплаву під час накладання останнього витка підплавити полум'ям пальника.
15-16	E5;E3	Надіти трубки термоусаджувальні на кожну жилу кабелю до упору в основі «пальців» рукавиці. Усаджування трубки виконувати аналогічно опер. 7—8.
16-17	E5;E3	Окінцювати жили кабелю наконечниками з болтами, що мають зривні головки, або наконечниками під опресовку згідно з картою № 25 після остигання трубок.
17-18	E5;E3	Знежирити циліндричну частину наконечників ганчір'ям, що змочене в бензині. Надіти на наконечники трубки термоусаджувальні і усадити їх (рисунок 9). Піддавати муфту будь-якому механічному впливу до її повного остигання не допускається. Промаркувати муфту.
18-19	E5;E3	Зібрати матеріали і інструмент. Оформити закінчення роботи.

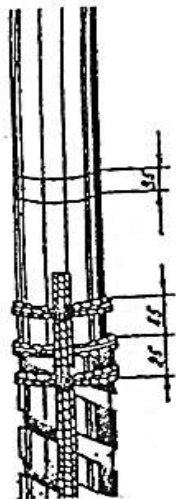


Рисунок 1

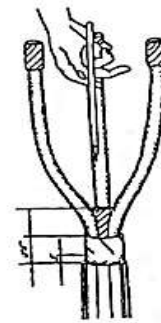
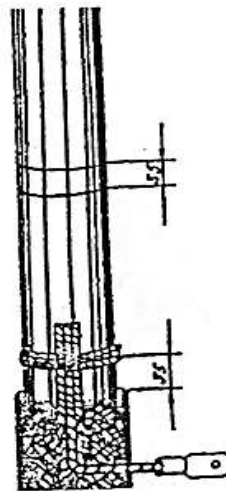


Рисунок 2

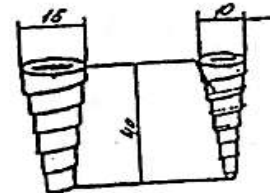


Рисунок 3

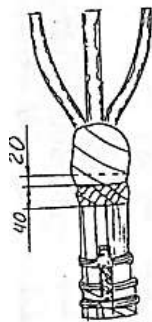


Рисунок 4

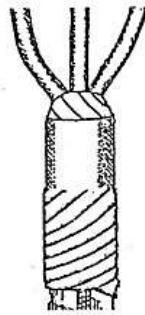


Рисунок 5

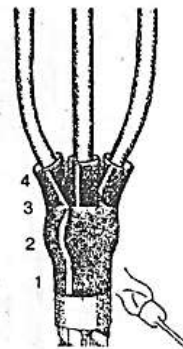


Рисунок 6

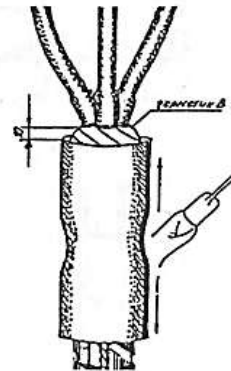


Рисунок 7

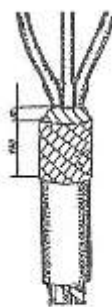


Рисунок 8

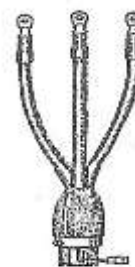


Рисунок 9

Питання для самоконтролю

1. Які типові операції технічної експлуатації КЛ?
2. Які типові операції ПР КЛ?
3. Які особливості охорони КЛ?
4. Які особливості ремонту КЛ?

Лекція 8

Основи організації виконання типових робіт технічної експлуатації пристроїв заземлення

ПЛАН

1. Загальні положення технічної експлуатації пристроїв електробезпеки
2. Огляди заземлюючих пристроїв
3. Типова технологічна карта на ремонт контуру заземлення КТП 6— 20/0,4 кВ.
4. Типова технологічна карта на ремонт повторного заземлювання нульового проводу повітряної лінії електропередачі напругою 0,38 кВ.

1. Загальні положення технічної експлуатації пристроїв електробезпеки

З точки зору ТО і ПР пристрої електробезпеки, можна умовно поділити на дві категорії.

Перша категорія – пристрої, що ремонтують в умовах спеціалізованих майстерень або зовсім не ремонтують (розділові трансформатори, ПЗВ, подвійна ізоляція тощо).

Друга категорія – пристрої, ремонт і обслуговування яких виконує електротехнічний персонал, що не має спеціального допуску (система занулення, система заземлення, пересувні заземлення, тимчасові огороження, попереджувальні плакати).

Система занулення (в електроустановках на напругу до 1 кВ) – це зроблено з наміром з'єднання частин електроустановки, які нормально не знаходяться під напругою з глухо заземленою нейтраллю генератора або трансформатора в мережах трифазного струму, з глухозаземленим виводом джерела однофазного струму, з глухозаземленою середньою точкою джерела в мережах постійного струму.

Заземлення - зроблено з наміром електричне з'єднання частини установки з заземлюючим пристроєм. Заземлюючий пристрій - сукупність заземлювача і заземлюючих провідників; заземлювач - провідник (електрод) або сукупність метале-

воз'єднаних між собою провідників (електродів), які знаходяться в контактї з землею.

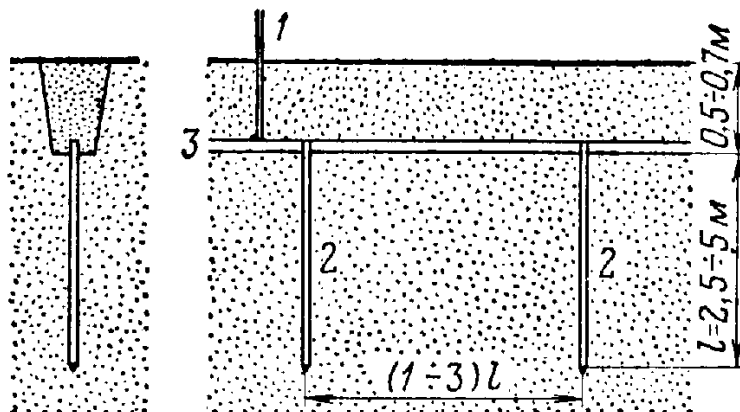


Рисунок 1 - Заземлювач з вертикальними електродами: 1 – заземлюючий провідник; 2 – електрод; 3 – з'єднувальний провідник

Технічна документація щодо заземлювальних пристроїв:

- затверджена проектно-технічна документація на заземлювальні пристрої;
- виконавчі схеми заземлювальних пристроїв;
- основні параметри елементів заземлювальних пристроїв (матеріал, профіль, лінійні розміри);
- акти на виконання прихованих робіт;
- протоколи приймально-здавальних випробувань.

Під час експлуатації заземлювальних пристроїв слід проводити:

- періодичні огляди і усунення дрібних пошкоджень;
- періодичні випробування.

Виконують перевірку кола «фаза-нуль» в електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю; вимірюють перехідні опори з'єднань між заземлювачем і елементами, які заземлюються; вимірюють опір заземлювальних пристроїв та напруги дотику; перевіряють напругу на заземлювальному пристрої розподільних установок електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю.

2. Огляди заземлюючих пристроїв

Відповідність проекту конструктивного виконання ЗП на відкритих розподільних установках електростанції та підстанції до приєднання природних заземлювачів і заземлювальних елементів (устаткування, 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 СОУ 31.2-21677681-19.

Перевірку заземлювальних пристроїв на ПЛІ проводять 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 із заземлювачами.

Під час оглядів обладнання ТП та ПЛІ перевіряють переріз, цілістність і міцність з'єднання заземлювачів, заземлювальних і захисних провідників. У заземлювальних провідниках, які з'єднують апарати з заземлювачами, та захисних провідниках, які з'єднують апарати з головною заземлювальною шиною, не повинно бути обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілістність і стан кола заземлення і заземлювачів – омметром та іншими приладами і засобами діагностики. Поточні роботи, які можуть виконуватися під час огляду розбірних контактів: перевірка надійності контактних з'єднань; розбирання контактного з'єднання; перевірка і при необхідності очищення поверхні торкання від корозії; змащення поверхонь технічним вазеліном; повторне збирання контактного з'єднання; при необхідності фарбування провідників.

Перевірка корозійного стану елементів заземлювальних пристроїв, які знаходяться в землі:

- на відкритих розподільних 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, обмежувача перенапруг (вентильного розрядника) та стояка конструкції;

- у закритих розподільних 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 із заземлювачами.

Елемент заземлювача потрібно замінити, якщо зруйновано більше 50 % його перерізу. Перевірку корозійного стану необхідно виконувати не рідше ніж один раз на 12 років.

3. Типова технологічна карта на ремонт контуру заземлення КТП 6—20/0,4 кВ.

В СОУ-Н ЕЕ 20.665:2006 (Типові технологічні карти на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ (обладнання ТП, РП)) приведена ТТК №25 на ремонт контуру заземлення КТП 6-20/0,4 кВ.

Склад бригади	Група з електробезпеки	Кваліфікаційний розряд	Умовне позначення виконавців	Кількість виконавців, чол.	Норми часу на виконання роботи, год.
Електромонтер	IV	3	ЕЗ	1	48,60
Електромонтер-водій автомобіля	III	2	ЕЗВ	1	

Вимоги безпеки

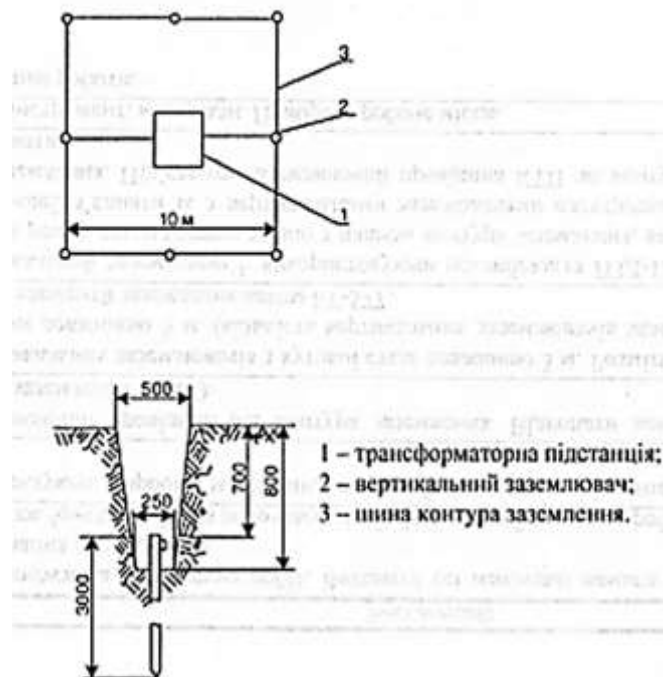
Умови безпеки	Засоби забезпечення безпечного виконання робіт	Особливі умови виконання робіт
Роботу виконувати у відповідності з наступними нормативними документами: ДНАОП 0.00-1.21 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів"; ДНАОП 1.1.10-1.01 "Правила безпечної експлуатації електроустановок"; ДНАОП 1.1.10-1.07 "Правила експлуатації електрозахисних засобів"; НАОП 1.1.10-1.04 "Правила безпечної роботи з інструментом та пристроями"; СНиП III-4 "Техніка безпеки в будівництві".	Рукавиці спеціальні бавовняні ГОСТ 12.4.010 - 2 пари Каска захисна ГОСТ 12.4.087 - 2 шт. Аптечка індивідуальна ГОСТ 23267 - 1 компл. Рукавички діелектричні ТУ 38-106359 - 2 пари Покажчик високої напруги "Еквівольт 6-20 КУ" в комплекті ТУ У 21191464-005 - 1 шт. Покажчик низької напруги "Еквітест 24/380-3К-002" ТУ У 21.2-21191464-020 - 1 шт. Плакати безпеки - 1 компл.	1. Роботу виконувати за нарядом без знімання напруги з електроустановки під керівництвом електромонтера 3 розряду, IV групи з електробезпеки.

0	ЕЗ,Е2В	Допуск до роботи
1	ЕЗ,Е2В	Вимірювання опору
2	ЕЗ,Е2В	Виявлення дефектних елементів
3	ЕЗ,Е2В	Виготовлення елементів
4	ЕЗ,Е2В	Ремонт контура заземлення
5	ЕЗ,Е2В	Збір інструменту
6	ЕЗ	Оформлення закінчення роботи
7		

Код	Виконавець	Зміст операцій
0-1	ЕЗ, Е2В ЕЗ	Отримати наряд-допуск на проведення робіт. Виконати всі необхідні вимоги техніки безпеки згідно з нарядом-допуском на виконання даної роботи. Провести інструктаж бригади з ТБ на робочому місці. Допустити бригаду до роботи.
1-2	ЕЗ, Е2В	Розкласти комплектуючі вироби, матеріали, пристрої, інструмент, інвентар. Виміряти опір заземлюючого пристрою.
2-3	ЕЗ, Е2В	Від'єднати заземлюючий провідник від контура заземлення. Відкопати контур заземлення. Знайти дефектні елементи контура заземлення (8 шт.).
3-4	ЕЗ, Е2В	Заготовити 8 вертикальних заземлювачів з кутової сталі довжиною 3 м. Розмітити та виготовити зі штабової сталі 10 з'єднуючих шин довжиною 5 м. (кількість вертикальних заземлювачів залежить від питомого опору ґрунту). Покрити відкриті елементи заземлення лаком БТ-577.
4-5	ЕЗ, Е2В	Встановити вертикальний заземлювач і, використовуючи поглиблювач ПЗД-12, забити вертикально заземлювач. Аналогічно забити решту заземлювачів згідно з планом контура заземлення, вказаного на ескізі. Прокласти шини заземлення в траншеї, з'єднати їх з вертикальними заземлювачами електрозварюванням. Провести замірювання опору контура заземлення. Під'єднати заземлюючий провідник КТП до контура заземлення. Засипати траншею ґрунтом і втрамбувати.
5-6	ЕЗ, Е2В	Зібрати пристрої, інструмент, матеріали. Прибрати робоче місце.
6-7	ЕЗ	Оформити закінчення роботи.

ЕСКІЗ

Контур заземлення КТП



4. Типова технологічна карта на ремонт повторного заземлювання нульового проводу повітряної лінії електропередачі напругою 0,4 кВ

В СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005 (Типові технологічні карти на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ) приведені такі ТТК щодо улаштування та ремонту пристроїв заземлення ПЛ:

- ТТК №23 для улаштування повторного заземлення на дерев'яній опорі ПЛ 0,4 кВ;
- ТТК №24 для улаштування променевого заземлення на опорі ПЛ 6-10 кВ;
- ТТК №30 на ремонт повторного заземлення нульового проводу ПЛ 0,4 кВ;
- ТТК №37 на ремонт повторного заземлення нульового проводу ПЛ 0,4 кВ.

Розглянемо детальніше ТТК №30.

ТИПОВА ТЕХНОЛОГІЧНА КАРТА № 30 на ремонт повторного заземлення нульового проводу ПЛ 0,4 кВ					
Склад бригади	Розряд	Група з електробезпеки	Умовне позначення	Кількість	Норми часу люд.-год. (код)
Електромонтер	3	IV	E3	1	4,72
Електромонтер	3	IV	E3	1	
Електромонтер	2	III	E2	1	

Вимоги безпеки		
Нормативні документи	Засоби забезпечення безпечного виконання робіт	Особливі умови виконання робіт
ДНАОП 0.00-5.28 «Інструкція з охорони праці під час виконання робіт на висоті з використанням спеціальних страхувальних засобів»; ДНАОП 1.1.10-1.01 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»; ДНАОП 1.1.10-1.07 «Правила експлуатації електрозахисних засобів»; НАОП 1.1.10-1/04 «Правила безпечної роботи з інструментом та пристроями»; СНиП III-4 «Техніка безпеки в будівництві»; ГКД 34.20.302 «Норми випробувань електрообладнання»	Рухавиці спеціальні бавовняні ГОСТ 12.4.010 Каска захисна ГОСТ 12.4.087 Пояс запобіжний ГОСТ 12.4.089 Аптечка індивідуальна похідна ГОСТ 23267 Показник низької напруги «Ехітест 24/380-3К-002» ТУ У 21.2-21191464-020 Рухавиці діелектричні ТУ 38-106359 Заземлення переносне ЗПЛ-1В1-5/5-16У-000 ТУ У 21191464-01 Плакати безпеки	1. Роботу виконувати за наряд-допуском, на відключеній та заземленій ПЛ під керівництвом електромонтера 3 розряду, IV групи з електробезпеки. 2. При роботі на опорі виконання робіт під оорою не допускається. 3. Перевірити стан опори, ступень загнивання, можливість підйому на опору. Розкрити опору розтяжками.

Порядок проведення робіт

Код	Виконавець	Зміст операцій
0-1	ЕЗ, Е2, Е2	Отримати наряд-допуск на проведення робіт. Перевірити відсутність напруги на лінії, встановити переносне заземлення.
1-2	ЕЗ, Е2	Провести інструктаж бригади на робочому місці і оформити допуск на виконання робіт. Розкрити опору розгяжками. Піднятися на опору, провести огляд контактних з'єднань заземлення. Розгвинтити, зачистити контакти з'єднання, змазати вазеліном, загвинтити. Зовнішні з'єднання відновити додатковою затяжкою гайок та затискачів. Спуститися з опори.
1-3	ЕЗ	Заземлити, встановити зварювальний апарат.
2-4	ЕЗ, Е2, Е2	Відкопати заземлюючий пристрій, перевірити якість зварних з'єднань. Відновити несправні контакти за допомогою зварювання.
4-5	ЕЗ, Е2, Е2	Виміряти опір заземлюючого пристрою, у випадку, якщо опір заземлення не відповідає вимогам ПУЕ. Вбити додатково заземлюючий електрод в ґрунт. Контакти заварити. Повторно заміряти опір заземлюючого пристрою. Виміри оформити протоколом.
5-6	ЕЗ, Е2	Засипати заземлюючий контур.
6-7	Е2	Зібрати матеріали, інструмент, пристрої та інвентар. Привести в порядок робоче місце.
6-8	ЕЗ, Е2	Зняти переносні заземлення. Оформити закінчення роботи.

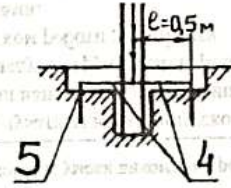
Технічне оснащення роботи

Комплектуючі вироби і матеріали	Пристосування, інструмент, інвентар	Механізми
1. Комплектуючі вироби	1. Ручний слюсарний інструмент	1. Автомобіль вантажо-пасажирський – 1 шт.
Затискач плашковий перехідний – 1 шт.	Лом ГОСТ 1405 – 1 шт.	
Затискач для заземлення гака – 1 шт.	Пензлик № 2 ГОСТ 10597 – 1 шт.	
Затискач плашковий болтовий – 1 шт.	Кувалда ГОСТ 11401 – 1 шт.	
2. Матеріали	Набір монтерського інструменту	
Лак БТ-577 ГОСТ 5631 – 0,1 кг	МИ-64 ГОСТ 11516 – 1 компл.	
Вазелін кремнійорганічний марки КВ-3/10ЭГОСТ 15975 – 0,1 кг	Лопата ГОСТ 19596 – 2 шт.	
	Трамбовка – 1 шт.	
	Щітка дротяна металева ОСТ 17-830 – 1 шт.	
	2. Організаційно-технічна оснастка	
	Агрегат електрозварювальний АСБ 300 – 1 шт.	
	Прилад для заміру опору (МС-0,7, МС-0,8, М 416) – 1 шт.	
	Щитки защитные для эл.сварц. – 1 шт.	
	Лазер ЛМ ТУ У 14307699.027 – 1 пара	
	Прилад для заміру ступені загнивання деревини – 1 шт.	
	Пристосування для вкручування електродів в ґрунт – 1 шт.	
	Розтяжка для розкріплення опор – 1 компл.	

ГРАФІК ВИКОНАННЯ РОБОТИ



Опір заземлюючого пристрою ПД, Ом	Питомий опір ґрунту, Ом м	Провідник					
		D, мм		L, м		Маса	
		Верг.	Гор.	Верг.	Гор.	Верг.	Гор.
До 50		12	10	5	0,55	4,44	0,3
До 100		12	10	10	5,1	8,88	2,3



4 – заземлювач променевий;
5 – заземлювач вертикальний

Питання для самоконтролю

1. На що необхідно звертати увагу під час оглядів заземлюючих пристроїв?
2. Який порядок дій під час ремонту контуру заземлення КТП 6— 20/0,4 кВ?
3. Який порядок дій під час ремонту повторного заземлювання нульового про-
воду повітряної лінії електропередачі напругою 0,38 кВ?

Навчальне видання

ОПОРНИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
дисципліни
«ОСНОВИ ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ»

для студентів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
денної та заочної форми навчання, спеціальності
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Упорядник:
ТРУНОВА Ірина Михайлівна

Формат 60x84x16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 5,7.
Тираж 30 прим.
Державний біотехнологічний університет