

621.3(078)
В 64

С.І.Вознюк, В.В.Захаров, Л.Б.Терешкевич

**ЕЛЕКТРОМОНТАЖНІ РОБОТИ.
ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ НАПРУГОЮ
ВИЩЕ 1000 В**

3260-45

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

С.І.Вознюк, В.В.Захаров, Л.Б. Терешкевич

**ЕЛЕКТРОМОНТАЖНІ РОБОТИ.
ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ НАПРУГОЮ
ВИЩЕ 1000 В**

НТБ ВНТУ



3260-45

621.31(075) В 64 2002

Вознюк С.І. Електромонтажні роботи. Електр:

Затверджено Ученою радою Вінницького державного технічного університету як навчальний посібник для студентів електротехнічних спеціальностей. Протокол №2 від "27" вересня 2001 р.

Вінниця ВДТУ 2002

УДК 378.16

В 64

Рецензенти:

Б.С.Рогальський, доктор технічних наук

В.М.Кутін, кандидат технічних наук

В.Ф.Орлик, директор структурної одиниці “Вінницяенергоналадка”
АК “Вінницяобленерго”

Рекомендовано до видання Ученою радою Вінницького державного технічного університету Міністерства освіти і науки України

С.І.Вознюк, В.В.Захаров, Л.Б. Терешкевич

В 64 Електромонтажні роботи. Електроустановки напругою вище 1000 В.

Навчальний посібник з дисципліни “Робоча професія”. –
Вінниця: ВДТУ, 2002. – 69 с.

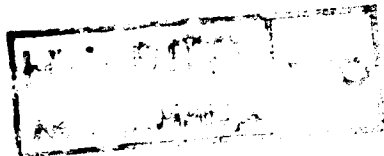
В навчальному посібнику приводяться відомості, що стосуються конструкції силових трансформаторів, ліній електропередач і електроапаратів високої напруги, а також сучасних методів монтажу цих енергетичних об’єктів.

Формулюються практичні задачі, пов’язані із монтажем та налагоджувальними роботами, які виконуються в електромонтажних майстернях ФЕЕМ ВДТУ з відповідних тем.

Для студентів 1 курсу ФЕЕМ, що проходять навчання в електромонтажних майстернях за програмою робочої професії.

УДК 378.16

©, С.І.Вознюк, В.В.Захаров, Л.Б. Терешкевич, 2002



ВСТУП

Надійна робота електричних мереж в процесі експлуатації суттєво залежить від якості виконання електромонтажних та налагоджувальних робіт на етапі їх будівництва. З цієї причини розроблена і впроваджена цілісна система, яка дозволяє досягти бажаної мети, це:

- сучасні технології проведення електромонтажних робіт з високим рівнем їх індустріалізації;
- досконалі і зручні в роботі прилади, пристрої та механізми;
- методики та технічні засоби контролю якості проведення окремих робіт;
- підготовка та атестація електромонтажних кадрів.

Серед великої різноманітності електромонтажних робіт можна виділити роботи по спорудженню електроустановок напругою вище 1000 В. До таких робіт відносяться монтаж силових трансформаторів, ліній електропередач та електричних апаратів високої напруги.

Даний навчальний посібник орієнтований на підготовку студентів за програмою робочої професії саме з цих видів електромонтажних робіт. Свідоме виконання технологічних операцій з монтажу електроустановок напругою вище 1000 В потребує відповідних знань, на що орієнтовані теоретичні відомості, які включені в даний посібник, а практичні навички здобуваються при виконанні в електромонтажних майстернях передбачених завдань.

Автори навчального посібника не ставлять задачі оволодіння студентами всім обсягом необхідних робіт, що доводиться виконувати електромонтажникам відповідної спеціалізації, а вважають за достатнє збагнути загальний обсяг робіт, що слід виконувати, технологічну послідовність у їх виконанні, критерії оцінки якості виконання, як окремих технологічних етапів, так і всієї роботи в цілому, а також здобути деякі практичні навички на основі набутих теоретичних знань.

Тема 1 навчального посібника написана Вознюком С.І., тема 2 – доц. Терешкевичем Л.Б., а тема 3 - Захаровим В.В. Загальна редакція тексту виконана доц. Терешкевичем Л.Б.

Тема 1 ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Мета роботи: ознайомитися із загальними відомостями та вивчити конструкцію електричних апаратів високої напруги, виконати ревізію, установку та випробування масляного вимикача ВМП-10.

1.1 Зміст роботи

1. Вивчити теоретичний матеріал.
2. Ознайомитися з конструкцією масляного вимикача ВМП-10, вимикача навантаження, роз'єднувача, короткозамикача, відокремлювача, їх принципом роботи, влаштуванням камер високої напруги, їх призначенням.
3. Ознайомитися з технологією виконання основних робіт при монтажі цих електроапаратів та усвідомити їх призначення в схемах електричних мереж.
4. Виконати практичне завдання.

1.2 Теоретичні відомості

Електричні апарати високої напруги призначені для розподілу потужних перетоків електричної енергії і керування ними, забезпечення надійної роботи енергетичних пристроїв при аварійних режимах, виконання ремонтних робіт в електроустановках.

Найбільш відповідальними режимами роботи електричних апаратів високої напруги є робота при аварійних режимах – режимах короткого замикання (КЗ).

1.2.1 Вимикачі високої напруги

Вимикач - це комутаційний апарат, що призначений для ввімкнення і вимкнення струму.

Вимикач є основним апаратом в електричних установках, який служить для комутації в колі будь-яких режимів:

- нормального навантаження;
- перевантаження;
- короткого замикання;
- ненавантаженого стану (холостий хід);
- несиметричної роботи.

Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струму КЗ і ввімкнення на КЗ.

До вимикачів високої напруги висувають такі вимоги:

- надійне вимкнення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінального струму відключення, який здатний відключити вимикач при КЗ);
- швидкодія, тобто мінімальний час відключення;
- придатність для швидкодіючого автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), тобто швидке ввімкнення вимикача відразу ж після відключення в аварійних режимах;
- можливість пофазного (пополюсного) управління для вимикачів 110 кВ і вище;
- зручність ревізії і огляду контактів;
- вибухо- і пожежобезпечність;
- зручність транспортування та експлуатації.

1.2.2 Маломасляні вимикачі

Маломасляні вимикачі отримали широке застосування в закритих і відкритих розподільчих пристроях всіх напруг. Масло в цих вимикачах служить середовищем, що гасить дугу і тільки частково для ізоляції між розімкненими контактами. Ізоляція струмоведучих частин однієї від іншої і від заземлених конструкцій здійснюється фарфором або іншими твердими ізолюючими матеріалами. Контакти вимикачів для внутрішньої установки знаходяться в ізолюваному корпусі. Корпус кріпиться на

фарфорових ізоляторів до загальної рами всіх трьох полюсів. В кожному полюсі передбачається один розрив контактів і дугогасильна камера.

Вимикачі серії ВМП широко застосовуються в закритих і комплектних розподільчих пристроях (КРП) 6-10 кВ. Вимикачі для КРП мають вмонтований пружинний або електромагнітний привод (типи відповідно ВМПП і ВМПЕ). Вимикачі цих серій розраховані на номінальні струми 630-3150 А і струми відключення 20 і 31,5 кА.

Полюс вимикача рис. 1.1 являє собою вологостійкий ізоляційний циліндр 5 із склооксидного пластику, торці якого армуються металевими фланцями. На верхньому фланці ізоляційного циліндра закріплений корпус із алюмінієвого сплаву, в середині якого розміщені приводний механізм, рухомий контактний стержень, роликострумоз'ємний пристрій і масловіддільник. Нижній фланець з силуміну закривається кришкою, в середині якої вмонтований розеточний контакт, а зовні — пробка для спуску масла. В середині циліндра над розеточним контактом знаходиться гасильна камера, яка зібрана з ізоляційних пластин фігурними отворами. Набором пластин утворені три поперечних канали і масляні кишень. В увімкненому стані контактний стержень знаходиться в розеточному контакті рис. 1.1,б. При ввімкненні привод звільнює вимикаючу пружину, яка знаходиться в рамі вимикача, і під дією її сили вал вимикача повертається, рух передається ізоляційній тязі, а від неї — приводному механізму 10 і контактному стержню, який рухається догори. При розімкненні контактів виникає дуга, під дією якої масло випаровується і розкладається. В перші моменти контактний стержень закриває поперечні канали дугогасильної камери, тому тиск різко зростає, частина масла заповнює буферний об'єм, стискуючи в ньому повітря. Як тільки стержень відкриває перший поперечний канал, створюється поперечне дуття газами і парами масла. При переході струму через нуль, тиск у газопаровому пузирі знижується і стиснуте повітря буферного об'єму, що діє подібно до поршня, нагнітає масло в область дуги рис. 1.1,в.

При відключенні великих струмів створюється енергійне поперечне дуття і дуга гасне в нижній частині камери. При відключенні малих

струмів дуга тягнеться за стержнем. У верхній частині камери масло випаровується в кишнях, утворюючи зустрічно-радіальне дуття, а потім при виході стержня з камери — повздожне дуття. Час гасіння дуги при відключеннях великих і малих струмів не перевищує 0,015 - 0,025 с.

Для підвищення стійкості контактів до дії електричної дуги, збільшення терміну їх роботи, з'ємне вістря наконечника рухомого контакту і верхні торці ламелів нерухомого контакту облицьовані дугостійкою металокерамікою. Після гасіння дуги пари і газу попадають у верхню частину корпусу де пари масла конденсуються, а газ виходить назовні через отвір в кришці. Коли камера заповниться маслом, вимикач готовий для виконання наступного циклу операцій. Безструмова пауза АПВ для цих вимикачів досить велика (0,5 с).

Контроль за рівнем масла в циліндрі проводиться за допомогою масловказівника. Якість масла повинна відповідати звичайним вимогам до ізоляційного масла. Якщо масло буде сильно забруднене, а канали камери обвуглені, тоді стане можливим перекриття між контактами у вимкненому положенні вимикача.

Перевагами маломасляних вимикачів є: невелика кількість масла, відносно мала маса, зручний доступ до дугогасильних контактів, можливість створення серії вимикачів на різну напругу з використанням уніфікованих вузлів.

Недоліки маломасляних вимикачів: вибухо- та пожежонебезпечність; неможливе здійснення швидкодіючого АПВ; необхідність періодичного контролю, доливання, відносно часті заміни масла в дугогасильних бачках; складнощі установки вмонтованих трансформаторів струму; відносно мала здатність відключення.

Крім масляних, використовуються повітряні, електромагнітні, вакуумні та елегазові вимикачі.

Повітряні вимикачі мають такі переваги: вибухо- та пожежобезпечність, швидкодія і можливість здійснення швидкодіючого АПВ, висока здатність відключення, надійне відключення ємнісних струмів ліній, малий знос дугогасильних контактів, простий доступ до дугогасильних камер, можливість створення серій з великих вузлів, придатність для зовнішньої і внутрішньої установки.

Недоліки повітряних вимикачів: необхідність компресорної установки, складна конструкція ряду деталей і вузлів, відносно висока ціна, труднощі установки вмонтованих трансформаторів струму.

Електромагнітні вимикачі мають такі переваги: повна вибухо- і пожежобезпечність, малий знос дугогасильних контактів, легкий доступ до дугогасильних камер, придатність для роботи в умовах частих включень і відключень, відносно висока здатність відключення.

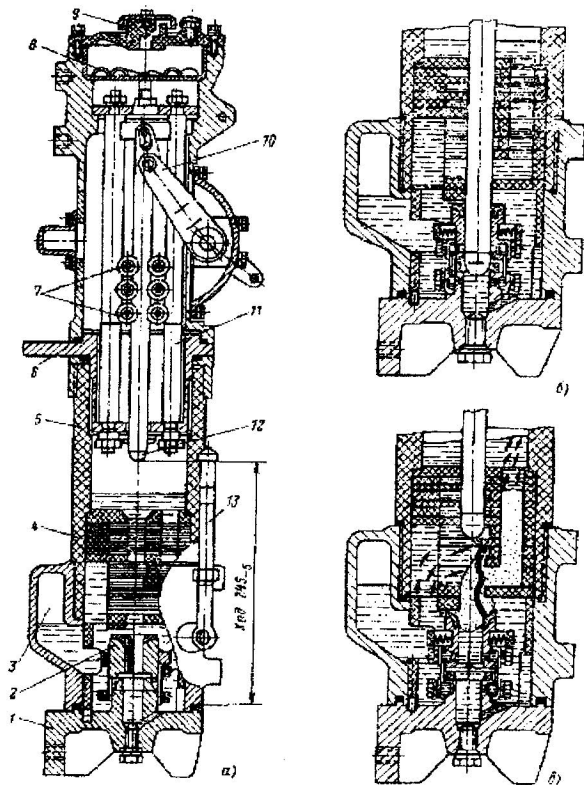


Рисунок 1.1 – Розріз полюса вимикача ВМП-10

а - положення “вимкнено”; б - положення “ввімкнено”; в - процес вимикання; 1 - нижній вивід і кришка вимикача; 2 - нерухомий контакт; 3 - повітряна подушка; 4 – камера гасіння; 5 - ізоляційний циліндр; 6 - верхній вивід; 7 - роликострумоз’ємний контакт; 8 - масловіддільний пристрій; 9 - кришка; 10 - приводний механізм; 11 - напрямний стержень; 12 - рухомий контакт; 13 – масловказівник

Недоліки електромагнітних вимикачів: складність конструкції дугогасильної камери із системою магнітного дуття, обмежена придатність для зовнішньої установки.

1.2.3 Привод вимикачів

Привод вимикача призначений для автоматичного ввімкнення, утримання у ввімкненому стані і для вимкнення вимикача.

На рис. 1.2 показано пружинний привод вимикача з двигунним редуктором ППМ-10. Основними частинами приводу є механізм вмикання, механізм запирання, який утримує вимикач у ввімкненому положенні, і розчеплювач, що звільнює заскокку при вимкненні.

Найбільша робота в існуючих конструкціях вимикачів здійснюється приводом при ввімкненні, так як при цій операції долається маса рухомих контактів, опір вимикаючих пружин, тертя і сили інерції в рухомих частинах. При ввімкненні на існує КЗ механізм приводу, крім того, повинен подолати електродинамічні зусилля, які відштовхують контакти один від одного. Операція ввімкнення, щоб уникнути приварювання контактів вимикача, повинна здійснюватися швидко. Чим менший час ввімкнення, тим менша пауза при АПВ.

При вимкненні, робота приводу зводиться до звільнення заскокки, що утримує механізм у ввімкненому стані. Саме вимкнення проходить за рахунок сили стиснутих або розтягнутих пружин. В залежності від джерела енергії, затраченої на ввімкнення-вимкнення, є ручні, пружинні, вантажні, електромагнітні, пневматичні приводи.

Пружинний привод є приводом допоміжної дії. Енергія необхідна для вмикання, запасастся в потужній пружині, яка заводиться від руки або електродвигуном невеликої потужності. Використання електродвигуна, що здійснює заведення пружин, дозволяє здійснювати АПВ.

Недоліком пружинного приводу є зменшення тягового зусилля в кінці ходу вмикання внаслідок зменшення деформації пружин. Щоб ліквідувати цей недолік, пружинні приводи доповнюються механізмом,

який поглинає надлишкову енергію на початку вмикання і видає накопичену енергію в кінці вмикання. Основними частинами приводу ППМ-10 є спіральна пружина, що вмонтована в коробку, і штурвал. Заведення пружини приводиться електродвигуном через редуктор. Рух від редуктора передається шестерні зведення 8, що вільно обертається на передньому підшипнику. Ведуча собачка впирається ролик в зуб важеля і заводить спіральну пружину. Запорно-пусковий механізм приводу утримує пружини в заведеному стані. Для автоматичного вмикання необхідно звільнити звідний важіль, після чого енергія заведеної спіральної пружини повертає вал вимикача на "вмикання".

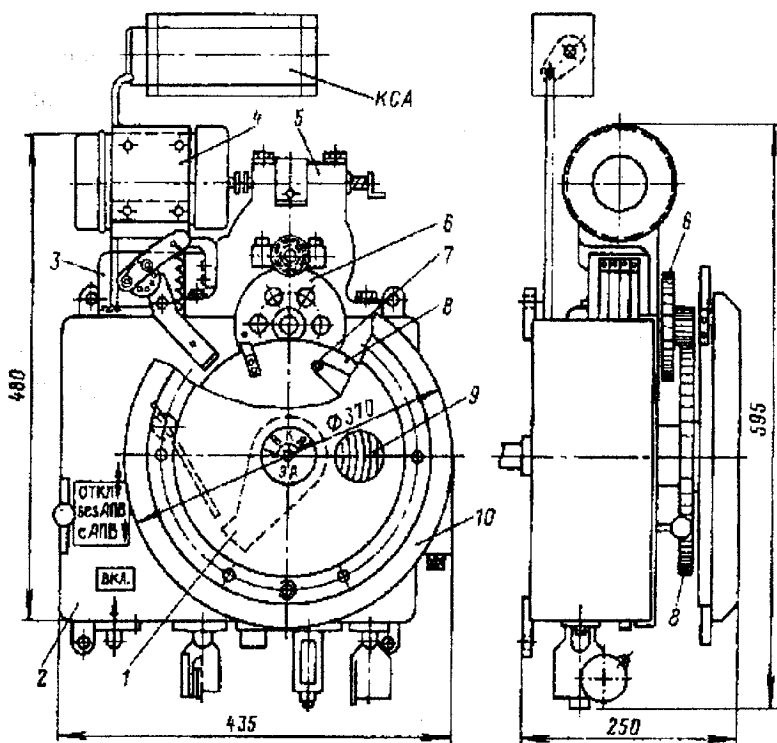


Рисунок 1.2 – Пружинний привод з двигунним редуктором ППМ-10
 1 – важіль заводу; 2 – корпус; 3 – кінцевий вимикач; 4 – електродвигун; 5 – редуктор; 6 – велика шестерня зубчатої передачі; 7 – ролик ведучої собачки; 8 – шестерня зведення; 9 – спіральна пружина; 10 – штурвал

Дистанційне і автоматичне вимикання вимикача здійснюється за допомогою реле, вмонтованих в нижній частині привода, які через планку вимкнення діють на механізм вільного розчеплення. Привод допускає механічне АПВ. Імпульс для його роботи дається при вимкненні, завдяки звільненню вмикаючого механізму привода. Якщо повторне ввімкнення відбувається на КЗ, тоді вимикач знову вимкнеться, але повторного АПВ не буде, так як вмикаюча пружина не встигає завестись. Механічне АПВ можна вивести з роботи ручним або дистанційним вимкненням, для цього в приводі є спеціальний пристрій.

Пружинні приводи можуть оснащуватися схемами електричного АПВ з необхідною витримкою часу.

Пружинні приводи не потребують для свого керування джерела постійного струму, що є значною перевагою перед іншими приводами. Недоліком приводу є його мала потужність, тому він застосовується в основному для маломасляних вимикачів 6-10 кВ.

1.2.4 Роз'єднувачі

Роз'єднувач — комутаційний апарат, що використовується для замикання і розмикання електричного кола без струму або із незначним струмом, при якому на його контактах не виникає довгої відкритої електричної дуги, а також — для створення розриву кола, що видно візуально.

Роз'єднувачами забороняється відключати струми навантаження, так як їх контактна система не має для гасіння дуги пристроїв і у випадку помилкового вимкнення струмів навантаження виникає стійка дуга, яка може привести до міжфазного КЗ і нещасних випадків з обслуговуючим персоналом. Однак для спрощення схем електроустановок, допускається використовувати роз'єднувачі для виконання таких операцій:

- включення і відключення нейтралей трансформаторів і заземлюючих дугогасильних реакторів в колах замикання на землю;
- замикання зарядного струму шин та обладнання всіх напруг (крім батарей конденсаторів) на землю;

- комутації струму навантаження до 15 А триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки напругою до 10 кВ.

Перед операцією роз'єднувачем, коло повинно бути розімкнуте вимикачем. У вимкненому положенні роз'єднувача на його контактах створюється видимий розрив. У роз'єднувачі відсутній пристрій для гасіння дуги. В цих умовах дуга, що виникає на контактах, гаситься в результаті її розтягування ножем рухомого контакту, тепловими потоками або залежить від вимикаючого струму і напруги мережі. Навіть при відносно невеликих струмах вимкнення, виліт дуги такий, що може призвести до перекидання дуги на сусідні фази та частини заземлення і до виникнення міжфазного КЗ або замикання на землю.

Тому роз'єднувачі застосовуються для комутації раніше знеживлених, за допомогою вимикача, ділянок кола, для перемикання в нормальних умовах приєднань розподільчого пристрою з однієї вітки на іншу, без переривання струму, і для комутації незначних струмів намагнічення силових трансформаторів та зарядного струму повітряних і кабельних ліній.

Роз'єднувачі застосовуються також для створення безпечних умов ревізії і ремонту електрообладнання. При підготовці вимикача або дільниці розподільчого пристрою до ремонту, останні повинні бути ізольовані від дільниць, що знаходяться під напругою, за допомогою роз'єднувачів QS_1 та QS_2 , рис 1.3.

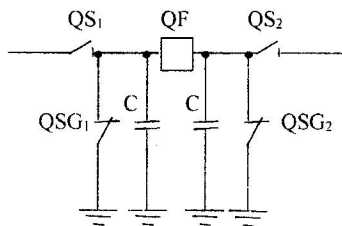


Рисунок 1.3 – Схема забезпечення безпечних умов ревізії вимикача

Комутаційні перемикання роз'єднувачів виконуються при вимкненому вимикачі QF. При цьому роз'єднувачі вимикають незначний емнісний струм, який визначається напругою мережі, емністю вимикача та іншого обладнання.

Після відключення роз'єднувачів, вимикач QF повинен бути заземлений за допомогою переносних заземлень або додаткових ножів заземлення QSG_1 та QSG_2 , вмонтованих в конструкцію роз'єднувача.

У вимкненому положенні роз'єднувача створюється видимий повітряний проміжок між частинами, що знаходяться під напругою, і відключеними частинами електричного кола.

Для перемикання присідань з однієї вітки на іншу, рис. 1.4, при замкненому роз'єднувачі QS_2 вмикають роз'єднувач QS_1 і струм проходить по обох вітках. Після цього роз'єднувач QS_2 вимикається і струм перекидається у вітку роз'єднувача QS_1 . В процесі такої комутації дуговий розряд на контактах роз'єднувача QS_2 не виникає через невеликий спад напруги на увімкненому роз'єднувачі.

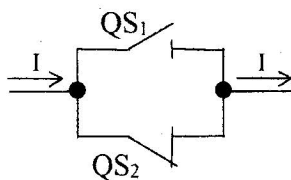


Рисунок 1.4 – Схема перемикання присідань з однієї вітки на іншу під навантаженням

До роз'єднувачів висуваються такі основні вимоги:

1. Наявність розриву електричного кола, який видно візуально;
2. Наявність відповідного рівня термічної і електродинамічної стійкостей, що запобігає відкиданню і зварюванню контактів, а також руйнуванню елементів конструкції роз'єднувача при наскрізних струмах КЗ;
3. Надійна робота ізоляції при тривалій дії робочої напруги і перенапругах в несприятливих атмосферних умовах.
4. Чітке вмикання і вимикання та чітка фіксація рухомого контакту у ввімкненому і вимкненому положеннях в найнесприятливіших умовах експлуатації;
5. Блокування роз'єднувача з вимикачем для запобігання операцій комутації електричних кіл під навантаженням.

Роз'єднувачі за кількістю полюсів можуть бути одно- і триполюсні, за родом установки - для внутрішніх і зовнішніх установок, за

конструкцією - рублячого, поворотного, такі, що котяться і підвісного типів. За способом установки розрізняють роз'єднувачі з вертикальним і горизонтальним розміщенням ножів.

1.2.5 Роз'єднувачі внутрішньої установки

Для внутрішніх установок роз'єднувачі можуть бути однополюсними (РВО) або триполюсними (РВ, РВК, РВРЗ та ін.).

В роз'єднувачах рублячого типу ніж обертається навколо одного із нерухомих контактів, рух ножеві передається від вала через фарфорові тяги. Необхідний тиск в контактах створюється пружинами.

Розглянемо будову контактної системи РРТ, рис. 1.6. На ізоляторі 1 закріплена вигнута під прямим кутом мідна шина, яка являє собою нерухомий контакт 2. Бокові частини контакту 2 оброблені під циліндричну поверхню, тому з пластиною ножа 6 утворюється лінійний контакт. Пружини 4, що посаджені на стержень 5, натискають на сталеві пластини 3, які в свою чергу притискають ножі до нерухомого контакту. Чим більший тиск в контакті, тим менший перехідний опір, але й більший знос контактів за рахунок тертя при комутаціях. В роз'єднувачі використовується магнітний замок. Він складається із двох сталевих пластин 3, розташованих зовні ножа, які, по-перше, передають тиск від пружин, а по-друге, намагнічуючись струмами КЗ, притягуються одна до одної і створюють додатковий тиск в контакті.

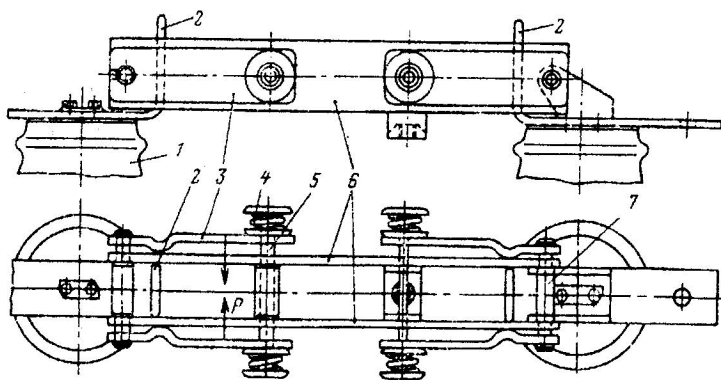


Рисунок 1.6 -- Контактна система роз'єднувача рублячого типу

Для установки в комплектних екранованих струмопроводах застосовуються роз'єднувачі такі, що котяться, рис.1.7. Ці роз'єднувачі розраховані на великі струми (12, 14 кА). Нерухомі контакти 4 (лівий і правий) виконані у вигляді коробів з листової міді і закріплені на опорних ізоляторах 2, прикріплених до рами 1. Рухомий контакт 3 виконаний з восьми коробчатих шин, з'єднаних між собою спеціальним механізмом 6. Тиск в контактах створюється пружинами 5. При відключенні роз'єднувача поворотом ізолятора 7 рухається кулачковий пристрій механізму 6, який відтягує рухомі контакти 3 від нерухомих на декілька міліметрів. Потім весь нерухомий контакт перекочується на роликах 8 справа наліво, відключаючи роз'єднувач. При включенні, спочатку переміщується рухомий контакт зліва направо, а потім кулачковий пристрій звільняє коробчаті шини рухомого контакту і вони пружинами притискаються до нерухомих контактів.

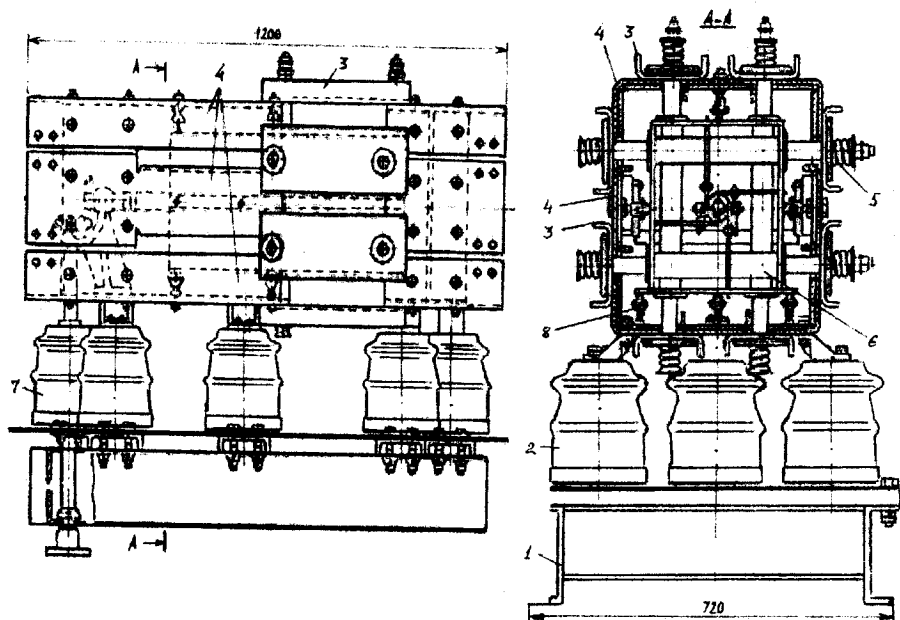


Рисунок 1.7– Роз'єднувач кочення типу РВК-20/12000

1.2.6 Роз'єднувачі зовнішньої установки

Роз'єднувачі, які встановлюються у відкритих розподільчих пристроях, повинні мати відповідну ізоляцію і надійно виконувати свої функції в несприятливих умовах зовнішнього середовища.

Роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу випускаються на напругу 110-750 кВ. В цих роз'єднувачах головний ніж складається із двох частин, що рухаються в горизонтальній площині, при повороті колонок ізоляторів, на яких вони закріплені, рис. 1.8. Один полюс головний, оскільки до нього приєднаний привод. Рух до двох інших полюсів передається тягами. Контактна частина роз'єднувача складається із ламелів, закріплених на кінці одного ножа, і контактної поверхні на кінці другого ножа. При ввімкненні контактна поверхня другого ножа входить між ламелями першого. Тиск в контакті створюється пружинами.

В горизонтально-поворотних роз'єднувачах при відключенні, ніж ніби-то "переломується" на дві частини, тому значно полегшується робота приводу у випадку обледеніння контактів.

В установках 500-750 кВ знаходять застосування пантографічні і підвісні роз'єднувачі.

Підвісний роз'єднувач, рис. 9.1, має рухому контактну систему, яка складається із вантажу 5, пружинячих лап 6 і контактних кінцевиків 7, до яких приварені струмопроводи 9 з двох алюмінієвих труб. Вся ця система підвішена на гірляндах ізоляторів 3 до порталу. Нерухомий контакт у вигляді кільця 8 може встановлюватися на шинній ізоляційній опорі, а також на вимірювальних трансформаторах струму і напруги. Тросова система керування складається з електропривода 10, троса 1, противаги 2, блоків 4. У відключеному положенні рухомий контакт піднятий. При ввімкненні роз'єднувача обертанням барабана приводу піднімається догори противага, а рухомі контакти під дією власної ваги опускаються вниз і кінцевики 7 торкаються до кільця 8 – коло замкнене.

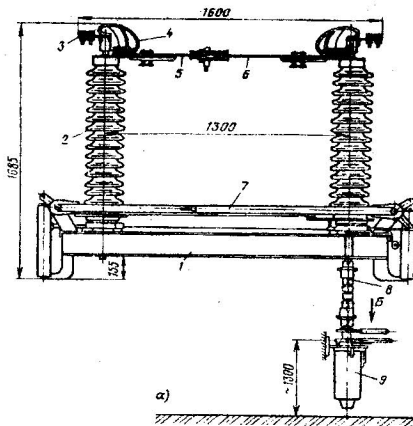


Рисунок 1.8 – Роз'єднувач горизонтально-поворотного типу РНДЗ-2-110 (включене положення):

1 – рама; 2 – опорний ізолятор; 3 – кінцевик для присіднання шин; 4 – гнучкий зв'язок; 5 – головний ніж з ламелями; 6 – головний ніж без ламелів; 7 – ножі заземлення; 8 – тяга привода; 9 – привод.

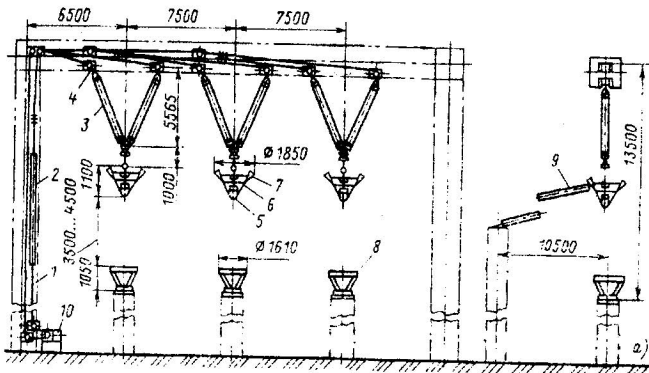
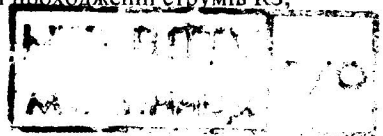


Рисунок 1.9 – Роз'єднувач підвісного типу РПД – 500 (відключене положення)

Роз'єднувачі відіграють важливу роль в схемах електроустановок, від надійності їх роботи залежить надійність роботи всієї електроустановки, тому до них ставляться такі вимоги:

- створення видимого розриву в повітрі, електрична стійкість якого відповідає максимальній імпульсній напрузі;
- електродинамічна і термічна стійкість при проходженні струмів КЗ;



- неможливість виконання випадкових відключень;
- чітке включення і відключення при найгірших умовах роботи (обледеніння, сніг, вітер).

1.2.7 Короткозамикачі і відокремлювачі

Короткозамикачі QK і відокремлювачі QR встановлюються на стороні вищої напруги підстанцій, рис. 1.10, на яких для економії місця і зменшення капітальних витрат вимикачі не передбачаються. При пошкодженні силового трансформатора, наприклад TV_1 , і недостатній чутливості захисту на головному кінці живлячої лінії, короткозамикач QK_1 спрацює, закоротить лінію і підвищить тим самим струм КЗ, забезпечивши надійне спрацювання релейного захисту та відключення вимикача QF_1 . Потім вимикаються вимикач QF_2 і відокремлювач QR_1 . Вимикач QF_1 вмикається в режимі АПВ і відновлюється живлення інших споживачів на шинах 10 кВ першої трансформаторної групи TV_1 . Короткозамикачі і відокремлювачі повинні мати велику швидкодію для зменшення часу існування аварійного режиму в мережі. Крім того, повинна забезпечуватися правильна послідовність операцій, так щоб спрацювання QR на відключення проходило тільки після зникнення струму в колі QK.

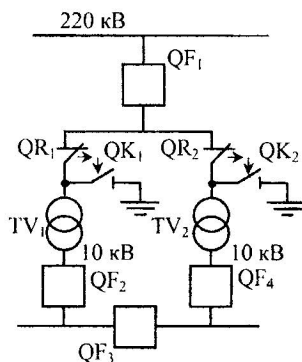


Рисунок 1.10 – Схема комутації з вимикачем на початку лінії короткозамикачем і відокремлювачем

Короткозамикачі зовнішньої установки з приводом і трансформатором струму ТШЛ-0,5 призначені для створення штучного КЗ

(двофазного у КРН-35 або на землю у КЗ-110, КЗ-150, КЗ-220) при пошкодженнях в трансформаторі. Короткозамикачі це апарати вертикально-врубного типу, що складаються з основи, ізоляційної колонки 1, нерухомого контакту 3 з виводом для приєднання до лінії електропередач та ножа заземлення, на кінці якого закріплена з'ємна контактна пластина 2. В основі короткозамикача знаходиться вал, встановлений в підшипниках, дві вимикаючі пружини з регулюванням, гідравлічний буфер 5, рис. 1.11. Нормальне положення короткозамикача вимкнене. При цьому ніж 4 відведений від нерухомого контакту на розрядну відстань, а його вимикаючі пружини розтягнені. Це положення ножа фіксується приводом. При подачі сигналу на привод короткозамикача, привод звільняє ніж короткозамикача під дією пружини, входить в нерухомий контакт, створюючи КЗ на землю.

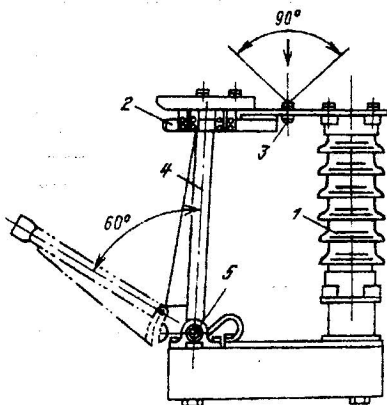


Рисунок 1.11 – Короткозамикач 35 кВ відкритого типу

Відокремлювачі призначені для автоматичного вимкнення пошкодженої ділянки лінії або трансформатора після її відключення, а також - для вимкнення і ввімкнення індуктивних струмів холостого ходу трансформаторів та ємнісних струмів незавантажених ліній.

Відокремлювачі виконані у вигляді однополюсних апаратів з двома опорно-поворотними ізоляційними колонками, рис. 1.12. Поворот ножів при операції здійснюється в горизонтальній площині на кут 90 градусів.

Три полюси відокремлювачів 110 кВ з'єднуються при монтажі в один апарат і керуються одним приводом. Кожен полюс відокремлювачів на напругу 150 і 220 кВ керується самостійним приводом. Рамою відокремлювачів служить зварна конструкція із швелерів, на кінцях якої закріплені чавунні основи. В основах на роликотідишниках обертаються важелі, на яких встановлені ізоляційні колонки. На верхніх фланцях колонок закріплені контактні ножі і контактні виводи. Вимкнення відокремлювачів здійснюється за допомогою енергії пружин з одночасним ввімкненням захисних ножів. Відокремлювачі керуються за допомогою ручних приводів ПРО-1, що забезпечують автоматичне дистанційне вимкнення і ручне ввімкнення відокремлювачів.

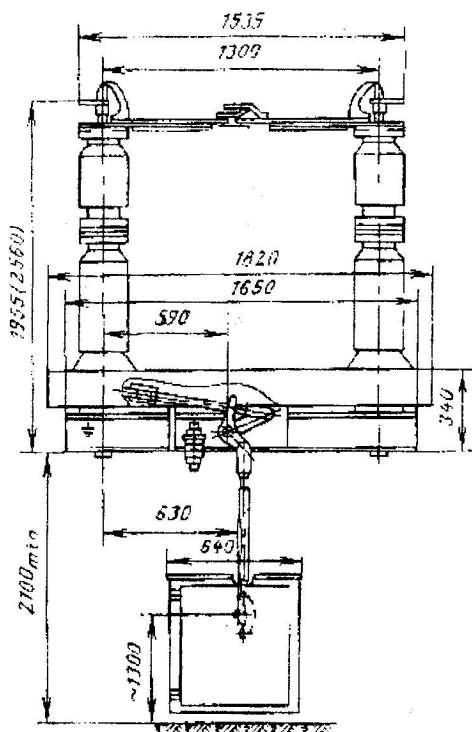


Рисунок 1.12 – Відокремлювач

1.2.8 Вимикачі навантаження

Вимикач навантаження являє собою триполюсний комутаційний апарат, розрахований на вимикання робочого струму. Він споряджений приводом для ручного і автоматичного керування. Вимикачі навантаження не призначені для вимикання струму КЗ, але їх можливість вимикання відповідає електродинамічній стійкості при КЗ.

Вимикачі навантаження використовують в приєднаннях силових трансформаторів на стороні вищої напруги замість силових вимикачів, якщо це можливо за умовою роботи електроустановки. Оскільки вони не розраховані на вимикання струму КЗ, функції автоматичного вимкнення трансформаторів у випадку їх пошкодження покладають на плавкі запобіжники або лінійні вимикачі, розташовані поблизу джерела енергії. У зв'язку з вдосконаленням конструкцій вимикачів навантаження область їх застосування розширюється.

1.2.9 Вимикачі навантаження газогенеруючого типу

Промисловістю випускаються вимикачі навантаження з гасильними пристроями газогенеруючого типу на номінальні напруги 6 і 10 кВ. Як видно з рис. 1.13, тут використані елементи триполюсного роз'єднувача для внутрішнього встановлення. На опорних ізоляторах роз'єднувача закріплені дугогасильні камери 5. До основних ножів прикріплені допоміжні ножі 4. Змінений також привод, щоб забезпечити необхідну швидкість руху ножів при ввімкненні і вимкненні, що не залежить від оператора. Для цього передбачені пружини 6, які розтягуються при повороті вала 3, а при звільненні передають свою енергію рухомим частинам апарату.

В положенні “ввімкнено” допоміжні ножі входять в дугогасильні камери. Контакти 2 і ковзаючі контакти гасильних камер 7 замкнені. Більша частина струму проходить через основні контакти. В процесі вимкнення спочатку розмикаються основні контакти, при цьому струм зміщується через допоміжні ножі 4 в дугогасильні камери. Трохи пізніше

розмикаються контакти в камері. Затягуються дуги, які гасяться в потоці газів - продуктів розпаду вкладишів із органічного скла. В положенні "вимкнено" допоміжні ножі знаходяться за межами дугогасильних камер, при цьому забезпечуються достатні ізоляційні розриви. Найбільший струм вимкнення вимикача типу ВН (активний або індуктивний але не ємнісний) дорівнює 800 А при номінальній напрузі 6 кВ і – 400 А, при 100 кВ номінальні струми в 2 рази менші і відповідають робочим струмам роз'єднувачів.

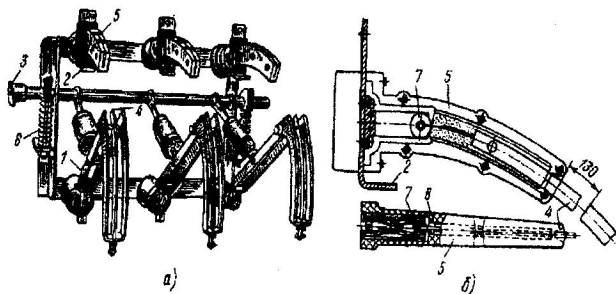


Рисунок 1.13 – Вимикач навантаження з гасильними пристроями газогенеруючого типу:

1) загальний вигляд вимикача; 2) дугогасильна камера

1.2.10 Комплектні розподільчі пристрої високої напруги

а. Комплектні розподільчі пристрої внутрішньої установки

Комплектний розподільчий пристрій (КРП) - це розподільчий пристрій, що складається з закритих шаф із вмонтованими в них апаратами, вимірювальними і захисними приладами та допоміжними пристроями. Шафи КРП виготовляються на заводах, що дозволяє домогтися ретельного складання усіх вузлів і забезпечення надійної роботи електроустановки. Шафи, з цілком зібраним і готовим до роботи устаткуванням, надходять на місце монтажу, де їх встановлюють, з'єднують збірні шини на стиках шаф, підводять силові і контрольні кабелі. Застосування КРП дозволяє прискорити монтаж розподільчого пристрою. КРП безпечні в обслуговуванні, тому що всі частини, що знаходяться під напругою, закриті металевим кожухом.

Як ізоляція між струмоведучими частинами в КРП може бути використане повітря, масло, пірален, тверда ізоляція, інертні гази. КРП з масляною і газовою ізоляцією можуть виготовлятися на високі напруги (у світовій практиці є конструкції на 220, 400 і 500 кВ). У КРП можуть застосовуватися звичайні апарати або спеціально призначені для КРП, можуть поєднуватися і ті й інші. Наприклад, для КРП 6-10 кВ застосовуються вимикачі звичайної конструкції, а замість роз'єднувачів - втичні контакти.

Вітчизняна промисловість випускає КРП 3-35 кВ із повітряною ізоляцією і 110-220 кВ з ізоляцією з елегазу.

Застосування КРП приводить до скорочення об'єму і термінів проектування, при необхідності легко проводиться реконструкція і розширення електроустановки.

Для РП 6-10 кВ понижувальних підстанцій, а також у системі власних потреб електростанцій для схеми з однією системою шин широко застосовуються КРП різних типів: із маломасляними вимикачами ВМП, ВММ, ВМРЕ, ВМПП, В і МГГ; з електромагнітними вимикачами ВЕМ, ВЕ; із вакуумними вимикачами ВНВП, ВВТЕ і ВВТП.

Розглянемо особливості КРП на прикладі КРП внутрішньої установки, широко поширеної серії К-Х11, рис. 1.14, що в даний час замінена на серію К-ХХУ1 в тих самих габаритах, але з вимикачами ВМРЕ і ВМПП на великі струми відключення КЗ. Шафа КРП складається з жорсткого металевго корпусу, всередині якого розміщена вся апаратура. Для безпечного обслуговування і локалізації аварій, корпус розділений на відсіки металевими перегородками і металевими шторками, що закриваються автоматично. Вимикач із приводом встановлений на викатному візку 9. У верхній і нижній частинах візка розташовані рухомі роз'єднувальні контакти, що при вкочуванні візка в шафу замикаються із шинним 15 і лінійним 14 нерухомими контактами. При викочуванні візка з попередньо відключеним вимикачем, роз'ємні контакти відключаються і вимикач при цьому буде відключений від збірних шин та кабельних вводів. Коли візок знаходиться поза корпусом шафи, забезпечується

зручний доступ до вимикача і його приводу для ремонту. Розміщення вимикача на вкатному візку дозволяє значно зменшити розміри шафи в порівнянні зі збірними РП, де камера вимикача повинна передбачати можливість доступу до апаратів і ремонт їх на місці.

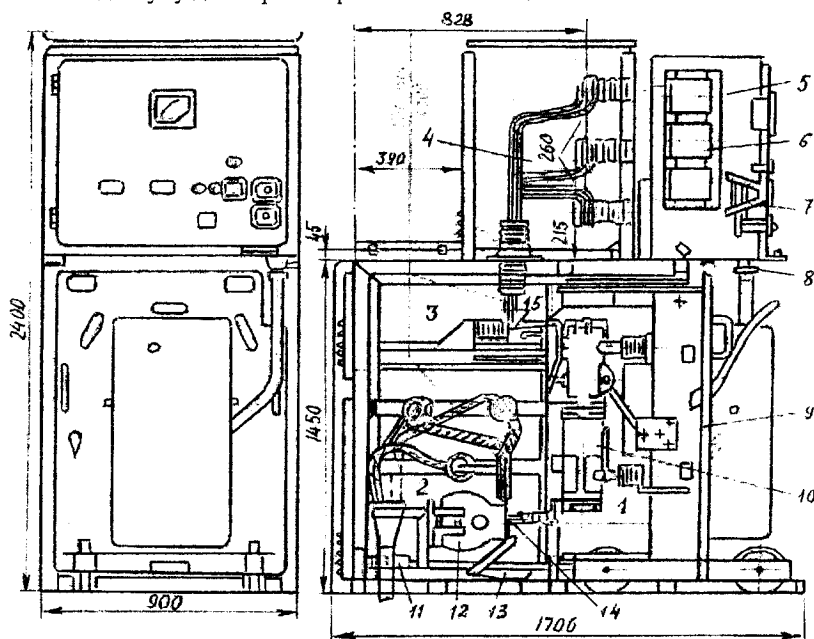


Рисунок 1.14 – Шафа КРП з вимикачем ВМП-10 і приводом ПЕ-11: 1 – відсік візка; 2 – відсік трансформатора струму і кабельної збірки; 3 – відсік шинного роз'єднувального контакту; 4 – відсік збірних шин; 5 – шафа для приладів; 6 – блок релейного захисту; 7 – поворотна рама для установки лічильників; 8 – штенсельне роз'єднання вторинних з'єднань; 9 – візок; 10 – вимикач із приводом; 11 – трансформатор струму земляного захисту; 12 – трансформатор струму; 13 – заземлювальний роз'єднувач; 14 – нерухомий лінійний контакт; 15 – нерухомий шинний контакт

Викатний візок може займати три положення: робоче (візок знаходиться в корпусі шафи, первинні і вторинні кола замкнені); випробувальне (візок у корпусі шафи, але первинні кола розімкнені, а вторинні замкнені); ремонтне (візок знаходиться поза корпусом шафи, первинні і вторинні кола розімкнені). У робочому і випробувальному положеннях візок фіксується спеціальним пристроєм. Для полегшення

переміщення візка в робоче положення є підймальний механізм, що керується з'ємною ручкою. При викочуванні візка із шафи, автоматично металевими шторками закриваються відсіки шинних і лінійного роз'єднувальних контактів. Таким чином, виключається випадкове торкання до струмоведучих частин, що залишилися під напругою. На викатному візку монтують також трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, роз'ємні контакти з'єднань головного кола.

Відсік збірних шин встановлюється на корпусі шафи. Верх відсіку має поворотну кришку для монтажу збірних шин зверху (після повної установки всіх шаф). Збірні шини зв'язані з роз'єднувальними контактами шинами через прохідні ізолятори.

Шафа для приладів 5 має металеву конструкцію, на фасадних дверцятах якої розміщаються прилади виміру, лічильники, ключі керування й апаратура сигналізації. На задній стінці встановлено короб для шинок вторинних з'єднань (до 40). Блок для релейної апаратури поворотного типу встановлено всередині шафи і може вмістити до 22 приладів. Ланцюги вторинних з'єднань візка і релейної шафи з'єднуються гнучким шлангом із багатоконтактним штепсельним роз'єднанням. Таке з'єднання дозволяє швидко замінити один візок іншим у разі потреби.

Корпус шафи має жалюзі для природної вентиляції відсіків. Шафи встановлюються в помешканні й обслуговуються з однієї сторони. У шафах даної серії виконано блокування, що не допускає вкочування візка в робоче положення і викочування з робочого положення при ввімкненому вимикачеві. Шафи КРП серії К-ХХУ1 мають таку ж конструкцію, як і шафи К-Х11, розраховані на номінальні струми до 1600А і установку вимикачів ВМПЕ і ВМПП. Для вводу від трансформаторів і секціонування з цією серією поєднуються шафи К-ХХУП із вимикачем на 3200А, рис.1.15. Особливістю цієї шафи є використання трансформатора струму ТПШЛ для введення струмоведучих частин із сусіднього осередку справа (або зліва). У іншому призначення всіх елементів шафи К-ХХVII такі ж, як і шафи К-Х11.

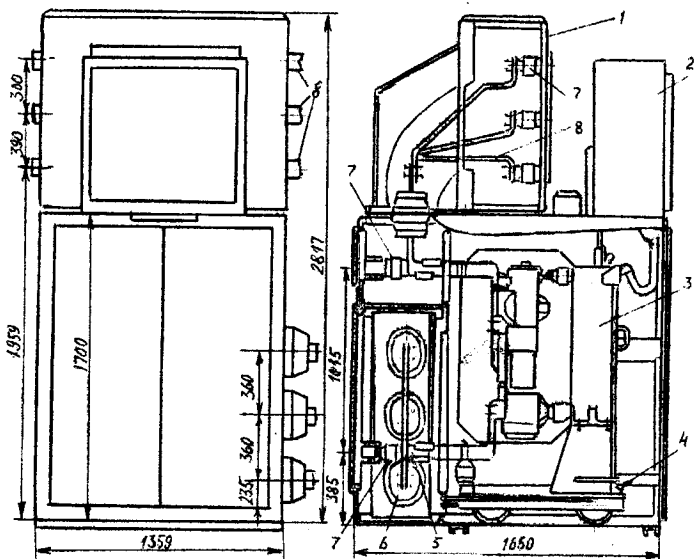


Рисунок 1.15 – Шафа КРП серії К-ХХУ11 із вимикачем ВМПЕ-10-3200:

1-відсік збірних шин; 2 - релейна шафа; 3 - висувний елемент із вимикачем; 4- фіксатор; 5 - нерухомі роз'ємні контакти головних ланцюгів; 6—трансформатор струму; 7 - опорний ізолятор; 8 - збірні шини

Шафи КРП виконуються за визначеною сіткою схем головних і допоміжних з'єднань. КРП серії К-ХХУ1 тільки за схемою головних ланцюгів нараховує більш 50 типів шаф. Обираючи за довідковою літературою типи шаф даної серії, можна скласти компонування шаф для обраної схеми.

Нові серії КРП з маломасляним колонковим вимикачем ВК-10 випускаються типів КМ-1 і К-104 на номінальний струм шафи до 1600 А і струм збірних шин до 3200 А. У шафах цих серій застосована часткова ізоляція твердими діелектриками струмоведучих частин і відсіків один від одного. Шафи мають менші розміри і меншу металосмність у порівнянні з іншими КРП на такі ж параметри.

КРП з електромагнітними вимикачами серій К-ХХ1У, К-ХХУ, КЕ-10 розраховані на номінальні струми приєднань, що відходять, до 2000 А і введів до 3200 А. Ця серія призначена для розподільних пристроїв власних потреб потужних ТЕС і АЕС з енергоблоками 500-1000 МВт. Завдяки

особливостям конструкції електромагнітних вимикачів забезпечується пожежо- і вибухобезпечність КРП, полегшується обслуговування, зменшується витрата допоміжних матеріалів при експлуатації. За виконанням КРП серії К-ХХУ підрозділяються на шафи з висувними елементами (вимикачами, трансформаторами напруги, розрядниками) і без висувних елементів (із глухим шинним введенням, кабельним введенням і шафами секціонування).

КРП з вакуумними вимикачами серій КВ-1, К-101, розраховані на номінальний струм шафи до 1600А і струм збірних шин до 3200 А, мають значно менші габарити, ніж інші типи КРП, і є найбільше перспективними.

б. Комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки

Комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки (КРПЗ) призначені для відкритої установки поза приміщенням. КРПЗ складаються із металевих шаф з вмонтованими в них апаратами, приладами, пристроями захисту і керування.

Шафи КРПЗ мають ущільнення, що забезпечують захист апаратури від забруднення й атмосферних опадів. Так як шафи не абсолютно герметичні, то КРПЗ не призначені для роботи в середовищі з вологістю повітря більшою 80 відсотків, небезпечною у відношенні вибуху і пожежі, а також у середовищі з хімічно активними газами і пилом, що проводить струм. КРПЗ розраховані для роботи при температурах навколишнього повітря від мінус 40 до плюс 35 градусів за Цельсієм. У деяких серіях КРПЗ передбачається штучний підігрів повітря всередині шафи для створення умов, що перешкоджають конденсації вологи при різких коливаннях температури зовнішнього повітря.

КРПЗ можуть мати стаціонарну установку вимикача в шафі або візок, що викочується з вимикачем подібно до КРП внутрішньої установки.

Шафи КРПЗ широко застосовуються для комплектних трансформаторних підстанцій і у відкритих РП електростанцій і підстанцій. Так само як і КРП, вони розроблені для схеми з одною системою шин.

1.2.11 Зміст робіт при монтажі електроапаратів високої напруги

Ознайомившись з конструкцією електричних апаратів високої напруги та камер комплектних розподільчих пристроїв, можна прийти до висновку, що більша частина монтажних робіт виконується на підприємствах – виробниках цих конструкцій (збірка окремих електроапаратів та їх установка в комплектних РП). Це дає змогу для індустріалізації цих електромонтажних робіт шляхом широкого застосування досконалих механізмів, пристосувань, автоматичних систем та роботів і як наслідок – тримати високоякісні результати збірки. З цих причин на будівельних майданчиках виконуються такі електромонтажні роботи:

- зовнішній огляд апаратів та комплектних камер;
- ревізія;
- роботи з регулювання;
- установка комплектних камер на фундаменти, їх вивірка за рівнем та виском і закріплення;
- монтаж збірних шин;
- підключення ліній, що підходять, та тих, що відходять.

Як видно, це невеликий обсяг робіт і деякі з них можуть виконувати електромонтажники невисокого професійного рівня.

1.3 Перелік приладів, інструментів та матеріалів

Мегометр на напругу 2500 В, мегометр на напругу 1000 В, гайкові ключі 11-36 мм, трубний розвідний ключ №1, викрутки, плоскогубці, напилки, кернер, молоток, штангенциркуль, металева лінійка 0-500 мм, електродриль, набір свердл, відро, лійка, металева щітка, слюсарні лешата, зубило, діелектричні рукавиці, захисні окуляри, захисна каска, аптечка.

1.4 Порядок виконання роботи

1. Підготувати інструмент, матеріали, запасні частини, прилади.
2. Оглянути вимикач, почистити від пилу, бруду, іржі.

3. Злити масло з полюсів, перевірити роботу масловказівника.
4. Зняти полюси, встановити їх на ремонтну площадку.
5. Розібрати полюси, дефектувати та ремонтувати: основний циліндр полюса, опорний циліндр, дугогасильні камери, розпірний бакелітовий циліндр, прохідний ізолятор, контактний стержень, гнучкий зв'язок, розеточний контакт.
6. Зібрати полюс вимикача.
7. Дефектувати та ремонтувати збірні одиниці і деталі привода: механізм заведення, вал привода з барабаном, запірні пристрої, механізм керування, електромагніт ввімкнення та вимкнення.
8. Встановити полюси на раму.
9. Відрегулювати та зібрати вимикач.
10. Випробування вимикача, його ошинування.

Контрольні запитання

1. Який електричний апарат називається вимикачем?
2. Як влаштований маломасляний вимикач ВМП-10?
3. Яке призначення масла в масляних вимикачах?
4. Який принцип гасіння дуги в маломасляному вимикачеві ВМП-10?
5. Який електричний апарат називається роз'єднувачем? Яке його призначення?
6. Яку конструкцію має роз'єднувач?
7. Який електричний апарат називається відокремлювачем?
8. Яку конструкцію має відокремлювач?
9. Чим відрізняється відокремлювач від роз'єднувача?
10. Який електричний апарат називається короткозамикачем?
11. Яку конструкцію має короткозамикач?
12. Який електричний апарат називається вимикачем навантаження?
13. Яку конструкцію має вимикач навантаження?
14. Яка основна відмінність між вимикачем та вимикачем навантаження?
15. Яке призначення та будова КРП?

Література до теми 1

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
2. Чунихин А.А., Жаворонков М.А. Аппараты высокого напряжения. - М.: Энергоатомиздат, 1985 - 432 с.
3. Электрическая часть станций и подстанций. А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
4. Электротехнический справочник. Электротехнические устройства. /Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. - М.: Энергоиздат, 1981. - 640 с.

Тема 2 МОНТАЖ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРУГОЮ ВИЩЕ 1000 В

Мета роботи: вивчити елементи конструкції, загальну технологію монтажу повітряної лінії (ПЛ) електропередач, а також практично виконати операції збірки підвісної гірлянди ізоляторів, підвищування гірлянди до траверси опори та установки стріли провисання провода.

2.1 Зміст роботи

1. Вивчити теоретичний матеріал.
2. Ознайомитися з конструкціями підвісного ізолятора, гірлянди ізоляторів та лінійної арматури.
3. Вивчити загальну технологічну послідовність монтажу ПЛ напругою вище 1000 В.
4. Виконати практичне завдання.

2.2 Теоретичні відомості

2.2.1 Основні визначення

ПЛ електропередач складаються із опорних конструкцій, траверс, проводів, ізоляторів і лінійної арматури. Крім того, в склад ПЛ входять пристрої, що забезпечують безперебійне електропостачання споживачів та нормальну роботу ліній (блискавкозахисні троси, розрядники, заземлення), а також допоміжне обладнання для потреб експлуатації (пристрої високочастотного зв'язку, ємнісного відбору потужності).

Положення осі ПЛ на земній поверхні називається трасою.

Для підтримання проводів повітряної лінії електропередачі на заданій відстані один від одного та від землі використовують опори, рис.2.1. Конструкція, що знаходиться в землі або спирається на неї та сприймає навантаження від маси опори з ізоляторами та проводами, називається фундаментом опори.

Фазний провід, що з'єднує одну із обмоток джерела змінного струму (генератора або трансформатора) з вводами електроприймача, називають

фазою. Трифазна ПЛ змінного струму в системі з ізолюваною нейтраллю має три фазних проводи, тобто одне коло. В системах із заземленою нейтраллю додається четвертий – нульовий провід, що з'єднує нульові точки генератора (або трансформатора) та електроприймача.

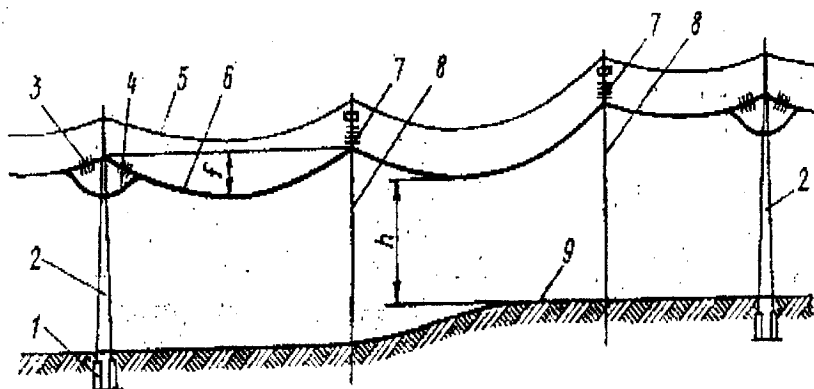


Рисунок 2.1 – Основні елементи лінії електропередач з підвісними ізоляторами:

1 – фундамент; 2,8 – анкерні та проміжні опори; 3,7 – натяжна та підтримувальна гирлянда ізоляторів, 4 – шлейф (петля); 5 – грозозахисний трос, 6 – провід; 9 – поверхня землі; f – стріла провисання проводів; h – габарит від землі, води

Вертикальна відстань між нижньою точкою провода в прольоті та горизонтальною прямою, що з'єднує точки його кріплення на опорах, називають стрілою провисання провода. Вертикальна відстань від нижньої точки провода в прольоті до поверхні землі, води, інженерних споруд називається габаритом провода. Габаритні відстані нормуються для населеної та ненаселеної місцевості.

Відрізок провода, що з'єднує на анкерній опорі натягнуті проводи сусідніх анкерних прольотів, називають шлейфом або петлею.

Горизонтальні відстані між центрами двох опор, на які підвішені проводи, називають прольотом або довжиною прольоту. Анкерний прольот складається із декількох проміжних. Анкерний або проміжний прольот, що перегинає будь-яку споруду чи природну перепону (яр, річку), називають переходом.

2.2.2 Відомості про опори

За призначенням опори бувають проміжні, анкерні, кутові, кінцеві, спеціальні.

Проміжні опори встановлюють на прямих ділянках траси ПЛ. Вони призначені лише для підтримування проводів вздовж лінії.

Анкерні опори встановлюються на прямих ділянках траси для переходу ПЛ через інженерні споруди та природні перешкоди. Вони сприймають повздовжнє навантаження від різниці тяжіння проводів та тросів в сумісних анкерних прольотах. Конструкція анкерних опор повинна бути жорсткою та міцною.

Кутові опори встановлюють на кутах повороту траси ПЛ. При нормальних умовах сприймають рівнодіючу силу тяжіння проводів і тросів суміжних прольотів, що направлена по бісектрисі кута повороту лінії. Кутові опори бувають проміжні та анкерні. Проміжні встановлюють при невеликих кутах повороту лінії, де навантаження невеликі. При великих кутах повороту використовують анкерні опори, які мають більш жорстку конструкцію.

Кінцеві опори є різновидністю анкерних і встановлюються в кінці або на початку лінії. При нормальних режимах вони сприймають навантаження від одностороннього тяжіння проводів.

Кількість проводів на опорах може бути різною. Як правило, кожна ПЛ має три фази. Тому опори одноколових ПЛ розраховують на підвіску трифазних проводів одного кола, рис. 2.2, а. На опорах двоколових ПЛ підвішуються два кола, що йдуть паралельно, тобто шість проводів.

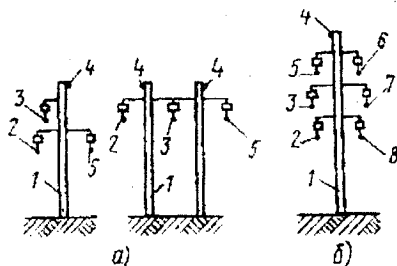


Рисунок 2.2 – Розміщення проводів ПЛ:

а – одноколової, б – двоколової; 1 – опора, 2,3,5,6,7,8 – проводи, 4 – грозозахисний трос

Найбільш поширеними у використанні є залізобетонні та металеві опори, рис. 2.3, 2.4 та 2.5.

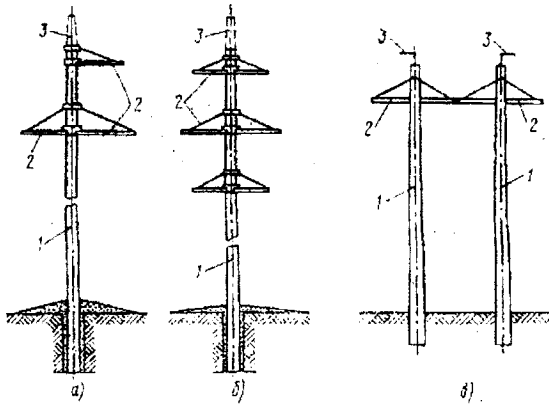


Рисунок 2.3 – Проміжні залізобетонні опори:

а,б - одностійкові одно- та двоколові для ПЛЛ 35-220 кВ, в - порталні з металевою траверсою для ПЛЛ 330 кВ; 1- стійки, 2- траверси, 3- тросостійка

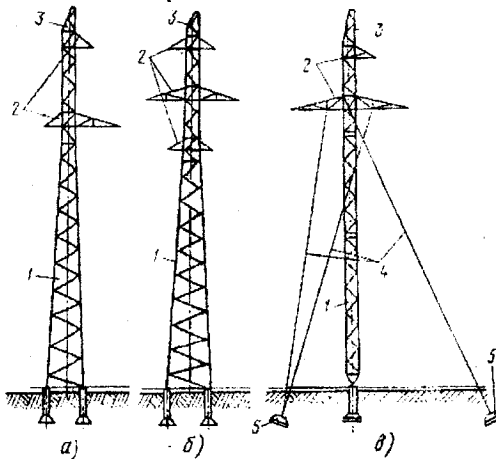


Рисунок 2.4 – Проміжні металеві опори:

а, б – одно- та двоколова башневого типу, що стоїть вільно, в – одноколова з відтяжками; 1 – ствол, 2 – траверса; 3 – тросостійка; 4 – відтяжка; 5- анкерна плита

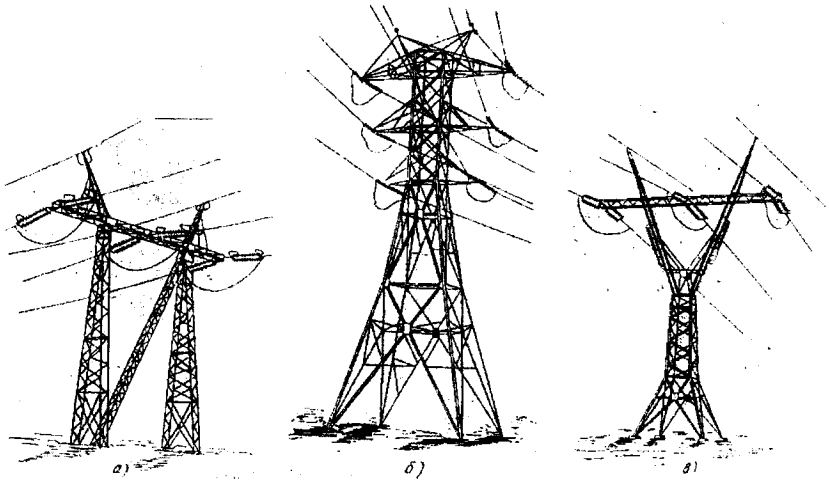


Рисунок 2.5 – Анкерні металеві опори:
а – одноколова, б – двоколова, в – типу “рюмка”

2.2.3 Відомості про фундаменти та закріплення опор в землі

В залежності від конструкції опор, закріплення їх в землю може бути виконаним по-різному. Стальні опори башневого типу мають фундаменти у вигляді залізобетонних підніжок або бетонних блоків. Стойки металевих та залізобетонних опор з відтяжками встановлюють на залізобетонні фундаменти, а відтяжки кріплять за анкерні плити. Фундаментом залізобетонних опор, що встановлюються безпосередньо в землю, служить нижня частина стойки.

Глибина закладки фундаменту залежить від густини та глибини промерзання землі.

2.2.4 Проводи і троси

Проводи і троси виготовляють із алюмінію та сталі. Для ПЛ використовують неізольовані одно- та багатодотові проводи, рис. 2.6. Однодротові провони виготовляють порівняно невеликих перерізів, до 16 мм^2 . Багатодотові проводи виготовляють скруткою окремих дротів в певному порядку. Як правило, провід має один центральний дріт і наступні повиви

(ряди) дроту одного діаметра. Крок скрутки повинів становить 15-20 діаметрів провoda. Щоб провід не розкручувався, кожний наступний повин роблять в напрямленні, що протилежне попередньому.

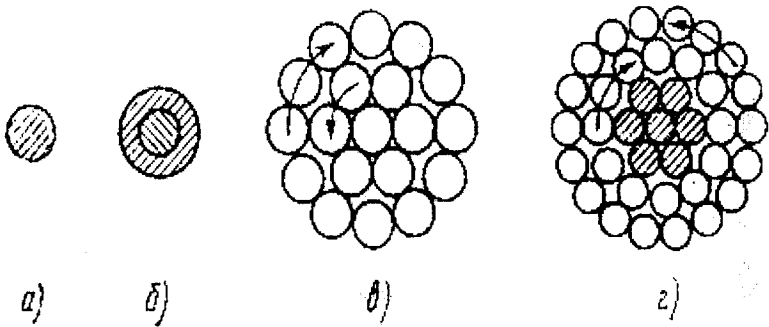


Рисунок 2.6 – Конструкція неізолюваних проводів:

а – однодротового, б – однодротового біметалевого, в – багатодротового, г – багатодротового комбінованого

Багатодротові комбіновані проводи з двох металів мають осередя із сталених дротів великої механічної міцності, на який накладають повиви дротів з металу високої провідності.

2.2.5 Лінійні ізолятори

Лінійні ізолятори служать для ізоляції проводів і тросів від опори ПЛ. Ізолятори виготовляють з електротехнічного фарфору, що покривається шаром глазури та обпалюються в печах, а також із спеціального скла. Механічна міцність скляних ізоляторів вища, ніж фарфорових, і вони мають менші розміри та масу.

Залежно від способу кріплення на опорі, ізолятори бувають штирові, які кріпляться на крюках та штирах, та підвісні, які збираються в гірлянди і кріпляться до опори спеціальною арматурою, рис. 2.7.

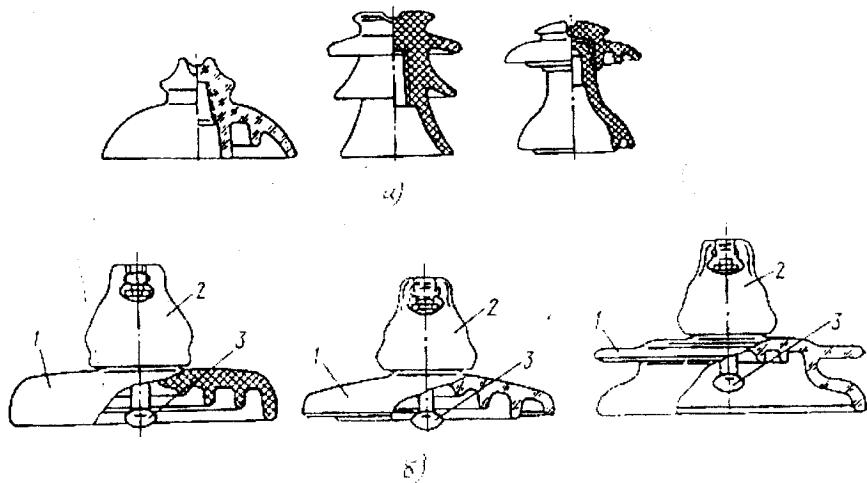


Рисунок 2.7 – Ізолятори:

а – штирові, б – підвісні; 1 – ізолююча деталь (тарілка), 2 – шапка, 3 – стержень

Штирові ізолятори використовуються на ПЛ напругою до 35 кВ, а підвісні на ПЛ напругою 35 кВ і вище.

2.2.6 Арматура

З'єднання ізоляторів в гірлянди, кріплення до них проводів, підвішування гірлянд до опор, з'єднання проводів та інші роботи виконуються за допомогою спеціальних типових деталей, що називаються арматурою.

Арматура для зчеплення призначена для з'єднання гірлянд підвісних ізоляторів та кріплення їх до опор, рис 2.8.

Підтримувальні затискачі призначені для кріплення проводів і тросів до гірлянд підвісних ізоляторів на проміжних опорах, рис. 2.9.

Натяжною арматурою є натяжні затискачі, що призначені для кріплення на анкерних опорах проводів та тросів в натяжному стані, рис 2.10.

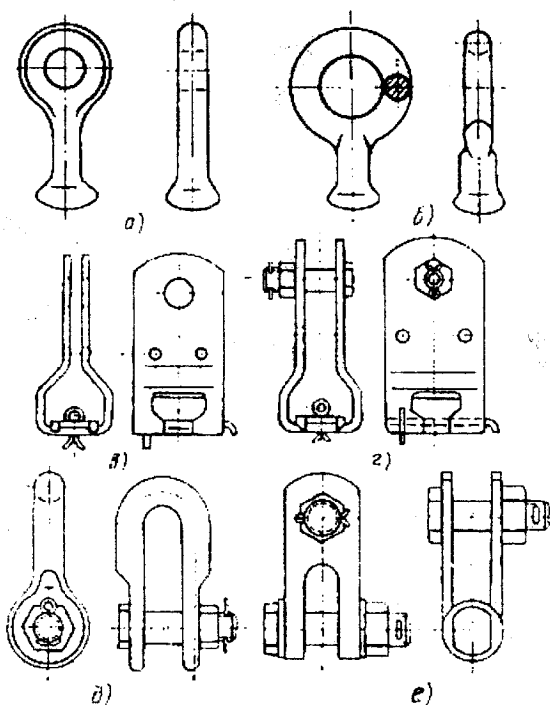


Рисунок 2.8 – Арматура для зчеплення:

а,б – серги з циліндричною та зкругленою провухинами, в,г – одно- та дволапчаті вухка, д,е – одинарні та подвійні скоби

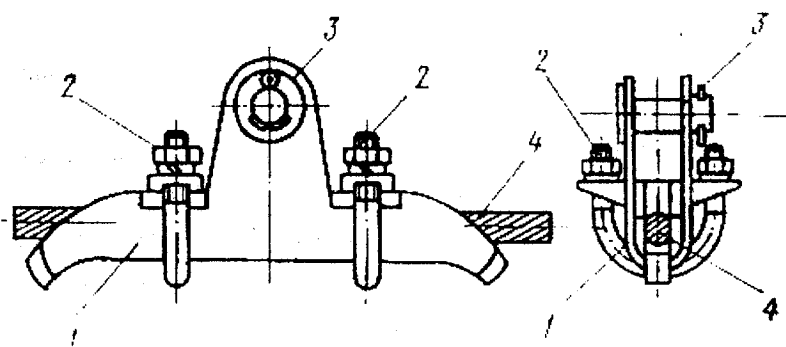


Рисунок 2.9 – Підтримувальні затискачі ПГН:

1 – човник, 2 – U - подібний болт, 3 – підвіска, 4 – провід

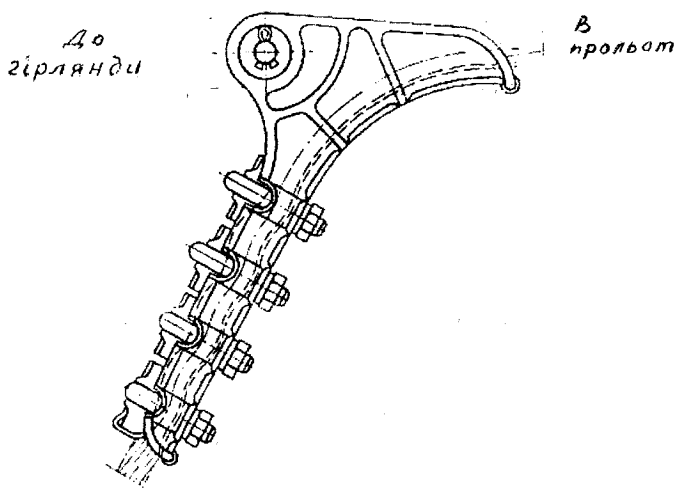


Рисунок 2.10 – Натяжний болтовий затискач

2.2.7 Послідовність робіт при спорудженні повітряних ліній

Монтаж повітряних ліній електропередач напругою вище 1000 В. виконують в такій послідовності:

а) Будівельні роботи при спорудженні повітряних ЛЕП

1. Підготовка траси; влаштування тимчасових споруд (склади, площадки та навіси для зберігання матеріалів, стоянки для автотранспорту); розвезення матеріалів (опор, траверс, матеріалів для будівництва фундаментів) вздовж траси.
2. Збирання опор ЛЕП; влаштування котлованів під опори; будівництво фундаментів під анкерні опори; спорудження системи заземлення опор.
3. Установка опор (із способами установки опор можна ознайомитися в [1], стор. 136-147, [3], с. 76. Вісь правильно встановленої опори повинна бути вертикальною, а її траверси повинні бути перпендикулярними до осі ЛЕП.

б) Монтаж проводів повітряних ЛЕП
(виконується в межах анкерного прольоту)

1. Огляд стану траси, правильності встановлення опор, наявності контурів заземлення.
2. Підготовка для монтажу проводів (розвезення по трасі барабанів з проводами та тросами, ізоляторів, лінійної арматури за попередньо складеною схемою).
3. Монтаж ізоляторів (дана операція виконується студентами практично; детальні методичні вказівки щодо її виконання див. у розділі “порядок виконання роботи”).
4. Піднімання проводів на опори (детальні методичні вказівки до виконання цієї технологічної операції див. у розділі “порядок виконання роботи”).
5. Натягування проводів. Після піднімання на проміжні опори, проводи і троси вільно звисають, торкаючись землі в проміжках між опорами. Їх натягують та закріплюють на анкерних опорах. Натягують та закріплюють провід в декілька етапів:
 - 5.1 Кріплять провід та трос до першої анкерної опори.
 - 5.2 Переходять до другої анкерної опори та витягують провід до певної величини стріли провисання, що контролюється візуванням. (Методичні вказівки з візування проводів наведені в розділі “порядок виконання роботи”).
 - 5.3 На витягнутому проводі відмічають місця кріплення натяжних затискачів, після чого спускають провід на землю; монтують натяжні затискачі та гірлянди ізоляторів; повторно натягують провід та остаточно закріплюють його на анкерній опорі.
6. Закріплення проводів на проміжних опорах. При цьому натягнуті проводи перекладають із роликів для розкочування в підтримувальні затискачі та кріплять в них.

2.3 Перелік приладів, інструментів і матеріалів

Монтажний блок; тяговий трос; захват; ролик для розкочування; рейки для візування; гаєчні ключі; підвісні ізолятори; провід; підтримувальні затискачі; арматура для зчеплення.

2.4 Порядок виконання роботи

I Зібрати підвісну гірлянду ізоляторів:

- 1.1. Оглянути ізолятори для виявлення сколів, металевих краплень і т.д.
- 1.2. З'єднати стержні ізоляторів з арматурою, для цього стержні ізоляторів вставити в гнізда вушок та закрити замком.
- 1.3. В гніздо шапки верхнього ізолятора вставити головку серги та закрити М-подібним замком.

II Зібрану гірлянду ізоляторів підняти на опору:

- 2.1. На траверсі, біля місця кріплення ізоляторів підвісити монтажний блок.
- 2.2. Через блок пропустити тяговий трос та прикріпити його одним кінцем до гірлянди ізоляторів.
- 2.3. До нижнього ізолятора гірлянди замість підтримувального затискача закріпити ролик для розкочування, закласти в нього провід та разом із гірляндою ізоляторів підняти на опору.
- 2.4. Підняту гірлянду закріпити на траверсі, вставляючи в гніздо шапки верхнього ізолятора сергу, яка підвішана заздалегідь.

Після цього блок перевішують на інші траверси та піднімають на опору проводи, що залишилися. Прийнято такий порядок: спочатку піднімають грозозахисні троси, а потім проводи послідовно на верхню середню та нижню траверси.

III Виконати візування проводів:

- 3.1. Для вибраного прольоту за монтажними кривими визначити стрілу провисання.
- 3.2. Отриману стрілу провисання (з врахуванням довжини підтримуючої гірлянди) відміряти від точки кріплення гірлянди та відмітити на стойках двох сусідніх опор візирними рейками.
- 3.3. Виконати візування стріли провисання (тобто подати сигнал зупинки в той момент, коли нижня точка провода при його натягуванні збіжиться з лінією візування).

Для зручності провід спочатку піднімають вище лінії візування на 0,3-0,4 м, витримують в такому положенні 10-15 хвилин, а потім опускають до лінії візування.

Контрольні запитання

1. Яким чином визначається величина стріли провисання провода? Від чого вона залежить?
2. Як виконується піднімання провода на опори?
3. За допомогою яких пристосувань виконується натягування проводів?
4. Як виконується збирання гірлянд ізоляторів?
5. Як кріпляться проводи на проміжних та анкерних опорах?

Література до теми 2

1. Магидин Ф.А. Сооружение линий электропередачи. М.; Высшая школа, 1987. - 264 с.
2. Гордон С.В. Сооружение линий электропередачи. М.; Высшая школа, 1984. - 250 с.
3. Князевский Б.А., Трунковский Л.Е., Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок. М., Высшая школа, 1975. - 320 с.

Тема 3 ВЛАШТУВАННЯ І МОНТАЖ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета роботи: Вивчити конструкцію та освоїти монтаж агрегатів силового трансформатора .

3.1 Зміст роботи

1. Вивчити конструкцію силового трансформатора.
2. Провести його ревізію з метою виявлення і ліквідації внутрішніх дефектів.
3. Виконати монтаж агрегатів силового трансформатора.

3.2 Теоретичні відомості

3.2.1 Загальні відомості

Силові трансформатори виготовляються промисловістю різних потужностей до 100 МВА при напругах до 750 кВ і вище.

Трансформатори поділяються:

за числом фаз – на однофазні і трифазні;

за числом обмоток, на фазу – на двообмоточні і триобмоточні;

за типом магнітопровода – на стержневі і броньовані;

за типом охолодження – на сухі (з повітряним охолодженням), масляні, совтолові;

за системою охолодження – з масляним дуттєвим охолодженням і природною циркуляцією масла, з масляним дуттєвим охолодженням і примусовою циркуляцією масла; з масляно–водяним радіатором і природною циркуляцією масла, з масляно–водяним радіатором і примусовою циркуляцією обох середовищ.

Залежно від потужності і напруги трансформатори поділяються за габаритами на сім груп, табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристика силових масляних трансформаторів

Габарит	Напруга, кВ	Потужність, кВ·А
I	6–10	16, 25, 40, 63, 100
II	до 35	125, 160, 250, 400, 630
III	35	1000, 1600, 2500, 4000, 6300
IV	35	10000, 25000, 32000, 40000, 63000, 80000
	110	2500, 6300, 10000, 16000, 25000, 32000, 40000, 63000, 80000
	150–220	До 40000
V	110	100000 – 400000
	150–220	63000 – 320000
VI	150 і 220	400000 і вище
	330 і 500	Всі трансформатори і автотрансформатори
VII	750 і вище	Всі трансформатори і автотрансформатори

3.2.2 Влаштування силових трансформаторів

Трансформатор складається з магнітопровода 13, рис.3.1, і обмоток 17, жорстко закріплених на ньому. Для захисту від впливів навколишнього середовища вони поміщені в сталевий бак 1. Бак герметично закритий кришкою 6, через яку за допомогою прохідних ізоляторів (вводів) 7, 8, 9 обмотки виведені назовні. Над кришкою розташований розширювач 12, що з'єднується трубопроводом з баком. В з'єднувальний трубопровід влаштоване газове реле 11. Безпосередньо з бака назовні через кришку виведена вихлопна труба 10, нормально закрита мембраною. Труба призначена для аварійних викидів газів і масла назовні. На кришці змонтована ручка 4 перемикача напруги. Перемикач напруги 16 розташований під кришкою і сполучений з ручкою вала, що проходить крізь кришку. Контакти перемикача можуть бути електрично сполучені з тими або іншими регулювальними відгалуженнями 18 обмоток вищої напруги 17. Кришка шпильками з'єднана з магнітопроводом встановленим на дно бака. Зовнішня різьбова частина піднімальних шпильок призначена для накручення знімних вантажних кілець (римів).

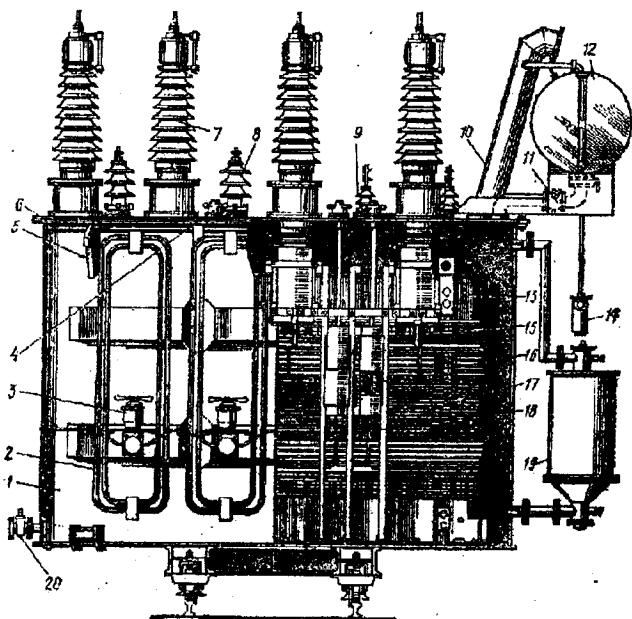


Рисунок 3.1 – Влаштування трансформатора ТДТГ-16000/ПО:

1 – бак, 2 – трубчастий радіатор, 3 – електровентилятор, 4 – привід перемикача напруги, 5 – газ для піднімання трансформатора, 6 – кришка, 7 – вводи ВН, 8 – вводи СН, 9 – вводи НН, 10 – захисна (вихлопна) труба, 11 – газове реле, 12 – розширювач, 13 – ярмо магнітопровода, 14 – осушувач повітря, 15 – відвід обмотки ВН, 16 – перемикач напруги, 17 – обмотка ВН, 18 – регулювальні відгалуження, 19 – термосифонний фільтр, 20 – зливний кран

При роботі трансформатор нагрівається, тому що в провідниках обмоток і в сталі магнітопровода має місце втрата енергії. Для інтенсивного видалення надлишку теплоти внутрішній об'єм бака заповнений спеціальним мінеральним маслом. При цьому частина масла знаходиться в розширювачі, що виключає наявність повітряних пухирів під кришкою. Цьому сприяє невеликий нахил кришки вбік, протилежний розширювачу. Влаштування трансформаторів ускладнюється з ростом їхньої потужності. Так, при потужності до 25 кВА баки виготовляють гладкими. При потужностях 63–1600 кВА баки обладнують одним, двома або трьома

рядами охолоджувальних труб. При більш високих потужностях встановлюють радіатори і т.д.

Розширювач необхідний для трансформаторів потужністю не нижче 25 кВА і напругою 6 кВ. При відсутності розширювача в малопотужних трансформаторах, рівень поверхні масла розташовується нижче від кришки. Простір під кришкою повинен забезпечувати температурні зміни об'єму масла. Об'єм цього простору становить біля 10 відсотків об'єму масла. На кришці бака трансформатора без розширювача встановлена пробка з отвором для проходження повітря при змінах об'єму масла. На баку встановлений скляний трубочастий масловказівник, що діє за принципом сполучених судин.

Вихлопні труби необхідні для трансформаторів потужністю 1000 кВА і більше. При цих самих потужностях трансформатори мають термосигналізатор – дистанційний контактний термометр. При менших потужностях для виміру температури масла служить скляний термометр. Термоприлади встановлюють на кришці бака. Пробивні запобіжники застосовують в трансформаторах для захисту від перенапруг обмоток напругою до 1 кВ. Запобіжник являє собою іскровий розрядник, що пробивається при виникненні на обмотці НН високого потенціалу. Розрядник запобіжника вмикають між ланцюгом обмотки НН і заземленням. При пробіі проміжку розрядника обмотка заземлюється і її потенціал дорівнює потенціалу землі.

Сталевий бак трансформатора становить зварну конструкцію овальної форми. Для створення необхідної поверхні охолодження, стінки бака роблять гофрованими, вварюють в них вертикальні труби, що сполучаються з внутрішнім обсягом бака, встановлюють зовнішні трубочасті радіатори 2. Для охолодження потужних трансформаторів застосовують зовнішній обдув радіаторів вентиляторами в сполученні з примусовою циркуляцією масла. У тих випадках, коли і ці заходи є недостатніми для ефективного охолодження активної частини, застосовують виносні масляно-водяні теплообмінники з природною або примусовою циркуляцією масла.

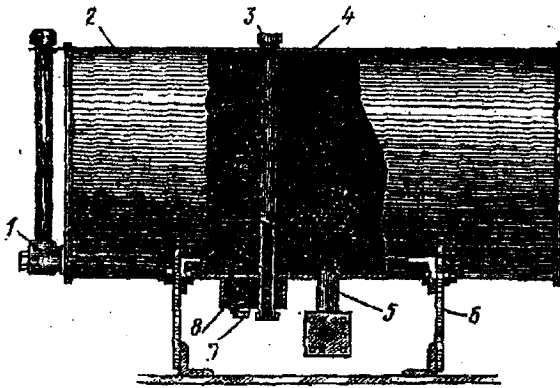


Рисунок 3.2 – Розширювач:

1 – штуцер маслоказівника, 2–бак, 3– пробка, 4– дихальна трубка, 5 – патрубок, 6 – кронштейн, 7 – зливна пробка, 8–відстойник

Розширювач, рис. 3.2, призначений для компенсації масла в баку в зв'язку зі зміною його об'єму при нагріванні й охолодженні трансформатора. Розширювачі старих зразків були суцільнозварними. Це ускладнювало їх ремонт, тому що бак 2 розширювача доводилося розрізати, а після ремонту зварювати. В даний час розширювачі випускають з одним днищем, що знімається. На ньому встановлюють маслоказівник 1. В нових типах трансформаторів верхній отвір маслоказівника сполучається не з атмосферою, а вводить у верхню порожнину розширювача не заповнену маслом. Це підвищує герметичність трансформатора. На маслоказівнику нанесені мітки, що відповідають нормальному об'єму масла при температурах плюс 40, плюс 15 і мінус 45 градусів за Цельсієм непрацюючого трансформатора.

Осушник повітря, рис. 1.3, призначений для зниження вологості повітря, що всмоктується в розширювач в результаті температурних змін об'єму масла.

При сталій температурі масла його об'єм не змінюється. В цьому режимі поверхня масла в розширювачі ізолювана від кисню повітря гідравлічним масляним затвором 2. Зменшення об'єму масла призводить до зниження тиску над його поверхнею. Під дією атмосферного тиску рівень

масла в зовнішній часті затвора буде знижуватися доти, поки під ковпак останнього не проникне атмосферне повітря. Це повітря проходить через активну речовину осушника, втрачає велику частину вологи і надходить в розширювач, підвищуючи тиск над поверхнею масла до атмосферного. Шлях повітря на малюнку показаний стрілками.

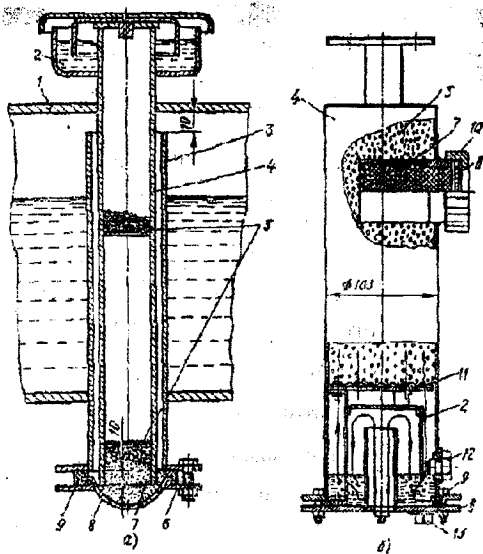


Рисунок 3.3 – Осушники повітря трансформаторів:

а – I і II габаритів, б – III і IV габаритів; 1 – розширювач, 2 – масляний затвор, 3 – зовнішній циліндр, 4 – циліндр з цеолітом або сілікагелем, 5 – сілікагель, 6 – фланець з отвором, 7 – контрольний сілікагель, 8 – оглядове скло, 9 – прокладка, 10 – накидна гайка, 11 – сітка, 12 – контрольна пробка, 13 – зливна пробка

Газове реле служить для захисту трансформатора від внутрішніх пошкоджень і зниження рівня масла. Внутрішні пошкодження трансформатора так чи інакше пов'язані з нагріванням масла і виділенням газів. При місцевих нагріваннях гази виділяються поступово у вигляді пухирців. Серйозні ушкодження супроводжуються виникненням електричної дуги, що викликає бурхливе розкладання масла, різке збільшення його об'єму і швидкий перетік масла з бака в розширювач.

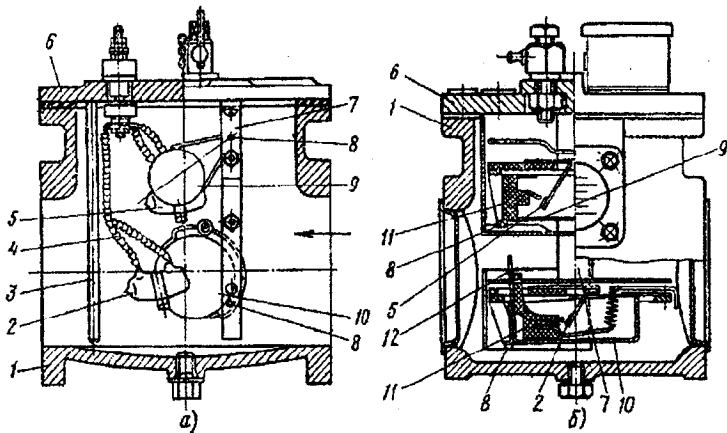


Рисунок 3.4 – Газове реле:

а – поплавкове ПГ-22, б – чашкове РГЧЗ-66; 2 – корпус, 2, 5 – контакти, 3 – опорний стержень кришки, 4 – ізоляція провoda, 6 – кришка, 7 – рамка, 8 – вісь, 9 – верхній поплавок (чашка), 10 – нижній поплавок (чашка), 11 – стойка, 12 – лопатка

Газове реле-поплавкове ПГ-22, рис. 3.4, а) або чашкове РГЧЗ-66, рис. 1.4,б – встановлюють у розрізі трубопроводу, що з'єднує бак з розширювачем. Скупчення газів під кришкою реле призводить до зниження рівня масла. Верхній поплавок або чашка з маслом 9 повертається навколо осі 8 і замикає ртутний або звичайний контакт 5. При цьому подається сигнал про несправність трансформатора. Подальше зниження рівня масла викликає поворот нижнього поплавка або чашки 10 щодо осі 8 і замикання ртутного або звичайного контакту 2. Трансформатор у цьому випадку звичайно відключається від дії захисту. При бурхливому газоутворенні в трансформаторі газомасляний потік тисне на поплавок 10 або лопатку 12, примушуючи їх повертатися і замикати контакти 2. Відбувається аварійне відключення трансформатора.

У верхнє положення чашки реле РГЧЗ-66 повертається зусиллям пружин, при заповненні його об'єму маслом. Рухомі контакти цього реле запресовані в ізоляційні стійки 11, вони нерухомі й укріплені на ізоляторах рамки 7. Корпуси обох реле укомплектовані фланцями й оглядовим склом для візуального контролю за рівнем масла.

Реле типу РГЧЗ-66 відрізняються від ПГ-22 більш досконалою будовою і підвищеною надійністю.

Термосифонні фільтри 19, рис. 3.1, встановлюють на трансформаторах потужністю 160 кВА і вище, в яких масло в розширювачі стикається з атмосферним повітрям. Масло при цьому окислюється і звожується. Термосифонний фільтр призначений для часткового очищення масла в процесі роботи трансформатора. Фільтр розташований на баку подібно до радіатора, що знімається. Масло у фільтрі очищається, стикаючись з сілікагелем, яким заповнений фільтр.

У трансформаторах I–II габаритів фільтри звичайно не застосовують. Для цих трансформаторів використовується масло з антиокислювальними присадками.

Магнітопроводи, становлять конструктивну основу трансформаторів. Для зменшення втрат від вихрових струмів, магнітопроводи набирають (шихтують) з тонких (0,1–0,5 мм) листів електротехнічної сталі. Раніше широко застосовувалася гарячекатана сталь. В даний час переважно застосовують холоднокатану текстуровану сталь. Магнітна проникність текстурованої сталі вздовж напрямку прокатування листа в 10 разів більша, ніж впоперек. Електротехнічна рулонна сталь випускається з жаростійким двостороннім покриттям, що виконує функції ізоляції. Листова сталь з двох сторін покривається лаками № 202, № 302 або КФ-965 і спікається при температурі біля 500 градусів за Цельсієм.

Шихтовку магнітопроводів роблять так, щоб магнітний опір кола потоку був мінімальним. Косі стики дозволяють використовувати магнітні властивості в листах текстурованої сталі. Косий стик доцільний і тому, що площа його поперечного перерізу більша, а індукція в зазорі менша, ніж при прямому стику. У результаті зменшується струм холостого ходу, пропорційний індукції в зазорі.

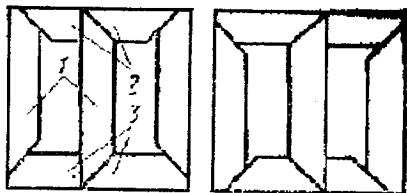


Рисунок 3.5 – Схема шихтовки магнітопровода з холоднокатаної текстурованої сталі:

1 – елементи стержнів; 2, 3 – елементи ярма

Нові методи пресування магнітопроводів показані на рис. 3.6.

Переріз магнітопровода для більш щільного компонування з обмотками наближають до круглого, виконуючи його у вигляді східчатого багатокутника, вписаного в коло.

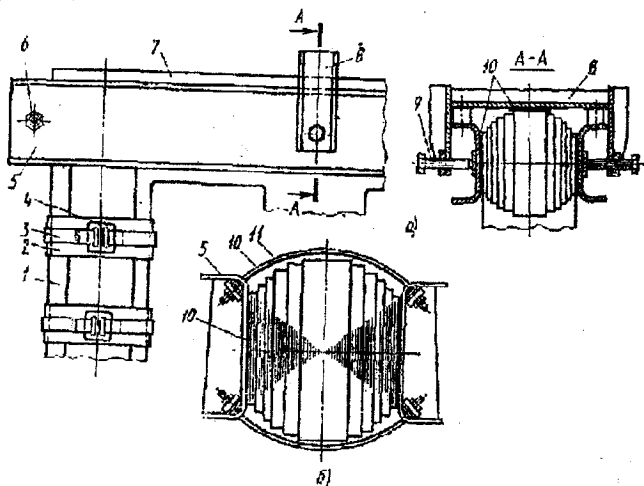


Рисунок 3.6 – Пристрої для пресування ярма зовнішніми шпильками та стержнів сталевими бандажами (а) і ярма напівбандажами (б) при технології складання магнітопроводів без шпильок:

1 – стержні, 2 – підмотка (електрокартон), 3 – сталевий стрічковий бандаж, 4 – пряжка, 5 – ярмова балка, 6 – зовнішня стяжна шпилька, 8 – пресувальна скоба, 9 – натискний гвинт, 10 – ізоляційна прокладка (електрокартон), 11 – сталевий стрічковий напівбандаж

Обмотки трансформаторів виготовляють з алюмінієвих (I – II габарити) або мідних проводів прямокутного чи, рідше, круглого перерізу.

В особливих випадках застосовують провідники з посиленої або теплостійкої золяції. Провідники великих перерізів зазвичай заміняють декількома, сполученими паралельно. Це збільшує їх гнучкість і знижує втрати.

На стержнях сердечників обмотки розташовують концентрично: на стержні надягають катушки обмотки НН, а поверх них встановлюють катушки обмотки ВН. Таке розташування обмоток знижує перепади потенціалів між елементами активної частини і дозволяє виконувати ізоляцію більш простої конструкції і меншої товщини.

Для збільшення механічної стійкості активної частини і підвищення динамічної стійкості обмоток до наскрізних струмів коротких замикань, у проміжки між стержнями магнітопроводів і котушками НН, а також між котушками НН і ВН забивають дерев'яні клини.

Найбільше поширення в трансформаторах одержали циліндричні, гвинтові і безупинні обмотки, рис.3. 7 та рис.3.8, що відрізняються одна від іншої конструктивно.

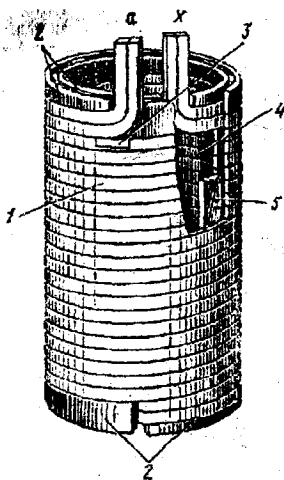


Рисунок 3.7 – Двошарова циліндрична обмотка:

1 – провід, 2 – зрівняльне кільце, 3 – короб (електрокартон), 4 – внутрішній прошарок, 5 – рейка

Застосовують дві системи регулювання напруги силових трансформаторів: переключення без збудження (ПБЗ) і регулювання під навантаженням (РПН). Для здійснення регулювання за системою ПБЗ,

трансформатори відключають від мереж з усіх боків, що призводить до перерви в електропостачанні приєднаних до нього споживачів. В зв'язку з тим, що ПБЗ відбувається в колах без електричного струму, для регулювання напруги можна застосовувати прості за будовою і недорогі перемикачі. ПБЗ придатне лише в системах електропостачання споживачів, що допускають перерви в роботі. Пристрої РПН складні, великі за габаритами, коштують дорого і застосовуються в потужних трансформаторах.

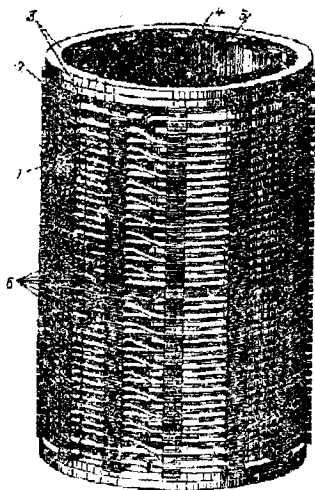


Рисунок 3.8 – Безупинна обмотка:

1 – котушка, 2 – дистанційна прокладка, 3 – натисне кільце, 4 – канал, 5 – рейка, 6 – регулювальні відгалуження

Обидві системи регулювання напруги основані на зміні коефіцієнта трансформації шляхом збільшення або зменшення числа витків регулювальної обмотки. Як регулювальну використовують ту обмотку, струм в котрій менший, ніж в інших. Зазвичай регулювальною буває обмотка вищої напруги.

В регулювальних обмотках трансформаторів з ПБЗ передбачають п'ять відводів для регулювання напруги переключенням ступенів 2,5 відсотків, в межах плюс, мінус п'яти відсотків від номінальної напруги. Середні відводи відповідають номінальній напрузі.

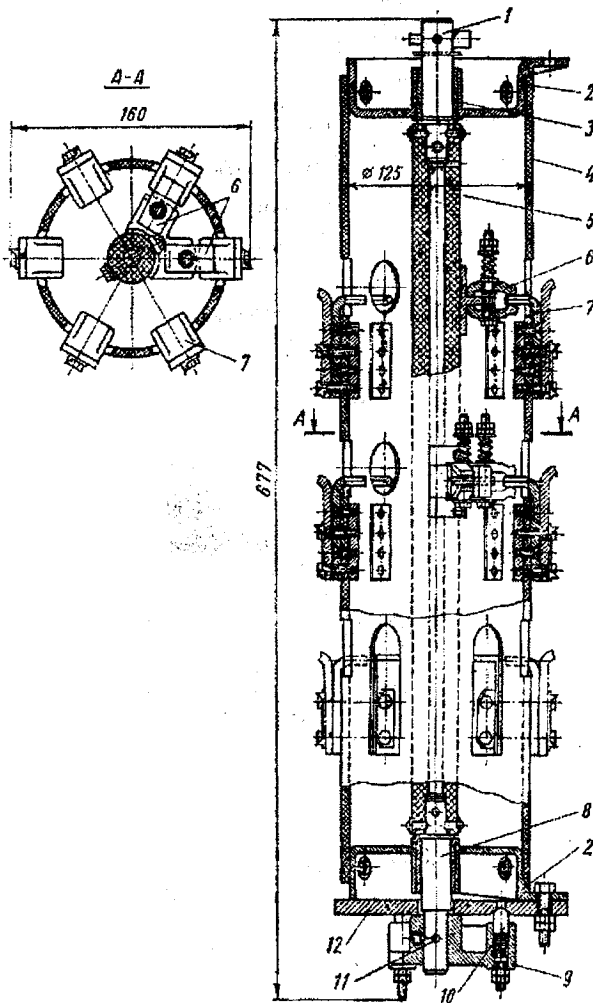


Рисунок 3.9 – Перемикач ПТЛ-6:

1 – приводний вал, 2 – фланець, 3 – чіп підшипника, 4 – паперово-бакелітовий корпус, 5 – порожнистий ізоляційний вал 6 – рухомий контакт, 7 – нерухомий контакт, 8 – опорний вал, 9 – фланець фіксатора, 10 – палець, 11 – шпилька, 12 – диск фіксатора з отворами для пальців

Пристрої ПБЗ відрізняються між собою числом фаз, конструкцією, типом контактів. Трифазні ПБЗ в позначенні мають букву Т. Використовують такі типи перемикачів: П та ПТ – барабанні з кільцевим

контактом; ПС і ПТС – те ж, з сегментним; ПЛ і ПТЛ – те ж, з ламельним контактом і ПТР – рейкові з ламельним контактом. Влаштування одного з перемикачів для прямої схеми відгалужень ПТЛ–6–200/10 (6 відгалужень, 200А, 10 кВ) показано на рис.3.9.

Пристрої РПН складаються з перемикача відгалужень, контакторної групи, струмообмежувального елемента, привода і допоміжної апаратури (автоматики, сигналізації і т.п.). Перемикання здійснюють без переривання кола струму. Перемикач відгалужень переходить в нове положення при відсутності струму в його колі. Контактори служать для комутації кіл з струмами й обладнуються пристроями гасіння електричної дуги. Струмообмежувальні елементи (дросель, резистор) призначені для обмеження струмів в момент короткого замикання регульовального ступеня обмотки при безрозривному перемиканні. Цикл роботи РПН з дроселем триває протягом кількох секунд. Швидкодіючі РПН з резисторами відрізняються малогабаритністю і простотою компонування в трансформаторі, але виготовляються з високоякісних матеріалів і високим класом точності.

3.2.3 Підготовка трансформаторів до монтажу

На стадії підготовки монтажу підприємство–замовник обладнає монтажну площадку необхідним підйомно–транспортним, такелажним, інвентарним устаткуванням, матеріалами, інструментами і улаштуванням. Замовник повинен забезпечити готовність фундаментів з рейковими шляхами не менше ніж за два тижні до доставки трансформатора на монтажну площадку. Транспортування і збереження трансформатора до початку монтажу проводяться замовником у відповідності зі спеціальними інструкціями.

З початком монтажних робіт на площадці монтажна організація приймає від замовника трансформатор і елементи його конструкції, що поставляються окремо. Потім, якщо необхідно, роблять ревізію активної частини, підготовляють до монтажу і монтують окремі агрегати трансформатора та проводять його випробування. Трансформатор

встановлюють на фундамент і, якщо це можливо, здійснюють пробне відкриття без сушки. Після цього його здають в експлуатацію.

За останні роки значно вдосконалилась конструкція силових трансформаторів, поліпшилися їх експлуатаційні характеристики. Водночас підвищилася культура транспортування, збереження і монтажу трансформаторів. Це дає можливість проводити їх монтаж без ревізії активної частини.

Умовами монтажу без ревізії є дотримання вимог до розвантаження, транспортування і збереження трансформатора; відсутність зовнішніх пошкоджень (за результатами огляду) і внутрішніх дефектів (за даними вимірів в процесі приймання трансформатора в монтаж).

Рішення про монтаж трансформатора без ревізії приймає монтажна організація на основі аналізу документів, складених в процесі розвантаження, транспортування, збереження і приймання трансформатора. Рішення монтажною організацією оформляється протоколом за участю представників замовника і пускалоагента організації. При порушенні вимог інструкцій (ОДХ 458003–70 і РТМ 16. 687000–73) або при ушкодженнях і дефектах, виявлених в трансформаторі, проводиться ревізія його активної частини, що передуює монтажу.

Ревізію трансформатора проводять з метою виявлення й усунення внутрішніх його дефектів. У зв'язку з тим, що ревізія пов'язана з розкриттям бака трансформатора, і в результаті цього ізоляція контактує з навколишнім повітрям та зволожується ним, то час перебування активної частини на повітрі, тобто практично час ревізії, обмежується, табл.3.2.

В залежності від умов монтажу, ревізія може проводитися в приміщенні або на відкритому повітрі. В обох випадках повинні бути виключені умови, при яких можлива конденсація вологи, що міститься в повітрі, на частинах трансформатора. Для цього температура активної частини повинна бути завжди вищою від температури навколишнього середовища.

Таблиця 3.2 – Допустима тривалість перебування активної частини трансформатора на повітрі

Потужність трансформатора, кВА	Напруга трансформатора, кВ	Тривалість зіткнення активної частини з навколишнім середовищем, год, не більше			
		При відносній вологості повітря, відсотків			При температурі нижче 0°C
		До 65	65–80	Більше 80	
До 6300	До 35	24	16	12	12
10000 і більше	35	16	12	8	8

Ревізію в приміщенні з температурою 20 градусів за Цельсієм і вище, при відносній вологості повітря до 65 відсотків виконують без прогріву активної частини, якщо температура її дорівнює або вища від температури повітря. В цьому випадку трансформатор витримують в приміщенні до розкриття протягом часу, необхідного для вирівнювання температур. Якщо температура повітря в приміщенні 0–20 градусів за Цельсієм, то перед ревізією активну частину прогрівають до температури, що перевищує на 10 градусів температуру навколишнього середовища. Якщо ж в приміщенні температура менша 0 градусів за Цельсієм, незалежно від вологості повітря, то перед початком ревізії активну частину прогрівають до температури, яка відповідає сталому перевищенню температури не менше 20 градусів за Цельсієм. У випадку, коли в приміщенні відносна вологість повітря більша 80 відсотків, незалежно від температури повітря, протягом всього часу ревізії повинен бути забезпечений підігрів активної частини з перевищенням температури не менше 10 градусів за Цельсієм. Температура активної частини вимірюється на верхньому ярмі магнітопровода.

Поза приміщенням при температурі 20 градусів за Цельсієм і вище та відносній вологості до 65 відсотків ревізія може проводитися без підігріву активної частини, а при відносній вологості 65–80 відсотків – з попереднім її підігрівом до перевищення температури не менше ніж на 10 градусів за Цельсієм. При температурі від 0 до 20 градусів за Цельсієм і вологості до 80 відсотків повинен бути забезпечений постійний підігрів з

перевищенням цієї температури не менше ніж на 10 градусів за Цельсієм. При від'ємних температурах, незалежно від вологості повітря, активну частину підігрівають до сталого перевищення температури не менше ніж на 20 градусів за Цельсієм перед початком робіт.

При вологості більше 80 відсотків, незалежно від температури повітря, забезпечують постійний підігрів активної частини до температури не менше ніж на 10 градусів за Цельсієм; у всіх випадках ревізії поза приміщенням, обов'язковою умовою є ясна, суха, стійка погода. Температуру і вологість повітря контролюють щогодини.

Для проведення ревізії, трансформатор встановлюють в горизонтальне положення, перевіряють його герметичність і беруть пробу на скорочений аналіз масла, а потім зливають його (початок ревізії). В процесі розбирання виймають приводи перемикачів напруги, відключають підводи кіл від контакторів, послаблюють транспортні кріплення, відключають обмотки від введів і від'єднують коло заземлення активної частини на бак, знімають кришку та виймають активну частину. Активну частину (дзвін) встановлюють на шпальну викладку.

В процесі ревізії перевіряють ступінь затягування всіх доступних різьбових з'єднань, в тому числі і гвинтових домкратів осьової пресовки обмоток; ізоляційні деталі уважно оглядають. Перевіряють стан контактних з'єднань, що розмикаються, контактів перемикачів, що заземлюють кола. Вимірюють опір ізоляції: стяжних шпильок відносно ярмових балок і активної сталі, ярмових балок щодо активної сталі, пресуючих кілець до активної сталі і ярмових балок, екранів відносно магнітопровода й обмоток. Під час цих вимірів шинки, що заземлюють, повинні бути тимчасово роз'єднані.

При наявності забруднень осадового або відстійного характеру, активну частину і бак промивають тонким струменем підігрітого масла, що відповідає всім нормативним вимогам. Виявлені при ревізії похибки й пошкодження усувають в процесі роботи.

Після ревізії активну частину піднімають з шпальної викладки і повільно опускають в бак, контролюючи правильність її розташування в

ньому. Після фіксації в баку активної частини, приєднують обмотку до вводів і кола, раніше відключені від контакторів, відповідно до маркування. Відновлюють коло заземлення активної частини на бак. Виймають з бака привід пристрою регулювання напруг і вали, що зберігаються під час ревізії в маслі, і встановлюють їх на трансформаторі. Положення валів визначають за заводськими мітками, нанесеними на ноніусних дисках, що їх з'єднують. Перевіряють контактне натискання контакторів. Знімають циклограму перемикаючого пристрою і заливають бак контакторів сухим маслом з пробивною напругою не менше 30 кВ. Потім контролюють якість гумової прокладки в місцях демонтажу бака, встановлюють кришку трансформатора і кришки всіх люків, відкритих при ревізії, забезпечуючи їхню герметичність затягуванням різьбових з'єднань на прокладках.

Після закінчення ревізії трансформатор заливають маслом. Заливання трансформаторів напругою до 35 кВ роблять без створення вакууму при температурі масла не нижче 10 градусів за Цельсієм і з перевищенням температури активної частини над температурою масла.

3.2.4 Установка трансформаторів в проектне положення

Після складання трансформатор піднімають на шпальну викладку висотою 0,7 м, підводять під нього каретки і встановлюють їхніми шворнями в отвори балок, приварених до дна бака. Каретки кріплять до балки чотирма болтами кожну, затягуючи їх до щільного прилягання пластин кареток до балок, але не до відказу. Трансформатор піднімають з шпальної викладки і опускають ковзанками кареток на шпальну колію підстанції й остаточно затягують різьбові кріплення кареток.

Трансформатор переміщують по шляху до фундаменту, проти якого на рейковій дорозі встановлюють хрестовину. Трансформатор зупиняють на шляху так, щоб центр кожної з чотирьох кареток розташовувався над перетинами рейок. Домкратами піднімають його з однієї сторони над рейками, створюючи можливість повернути каретки. Встановивши страхові упори, повертають його навколо шкворнів на 90 градусів і знову

закріплюють дві каретки. Опустивши ці каретки вже на рейкову дорогу фундаменту, так само повертають дві каретки з протилежної сторони трансформатора.

По рейковому шляху фундаменту трансформатор переміщують за допомогою поліспасти і лебідки або трактора на місце установки. Трансформатор повинен знаходитися в такому положенні, щоб нахил його кришки забезпечував надійну роботу газового реле. При розміщенні розширювача на вузькій стороні трансформатора, нахил повинен складати 1 відсоток, а при розташуванні розширювача на широкій стороні – 1,5 відсотка. Для створення нахилу, під ковзани кареток з боку розширювача підкладають сталеві підкладки, товщина яких $b=c \cdot l$, де c – відносне значення нормованого нахилу (0,01 або 0,015); l – відстань між шворнями сусідніх кареток у напрямку нахилу, мм. В усіх випадках товщина підкладок під кожним катком повинна бути не менша 10 мм, а довжина – не менша 150 мм. Ковзани на рейках фіксують упорами, а бак трансформатора заземлюють. Після цього до ввідів трансформатора приєднують зовнішні кола.

3.3 Перелік приладів, інструментів, механізмів і матеріалів

Силовий трансформатор, набір інструментів електромонтажника, підйомний механізм (кран).

3.4 Порядок виконання роботи

3.4.1 Монтаж агрегатів трансформатора

Монтаж радіаторів. При закритих верхньому і нижньому кранах, радіатор встановлюють на шпильки верхнього, а потім нижнього кранів. Рівномірно затягують різьбові з'єднання фланців на прокладках. Встановивши у такий спосіб декілька радіаторів, монтують розширювач і сполучний трубопровід з газовим реле. Розширювач заливають маслом. Потім встановлюють інші радіатори. В цей час перші радіатори заповнюються маслом з розширювача.

Масло надходить в радіатори через нижній кран при відкритій пробці для випускання повітря. Після виходу масла з повітривипускного отвору, його герметично закривають пробкою і відкривають верхній кран радіатора.

Під кожним радіатором на кронштейнах монтують по два електровентилятори. Встановлюють магістральні та розподільні коробки і прокладають по стінці бака кабель АВРГ в металорукаві, закріплюючи його скобами. Потім (при автоматичному керуванні дуттям) монтують шафу керування типу ШД-2.

Після монтажу електричної частини дуттєвої системи охолодження, вимірюють опір ізоляції всіх електричних кіл (норма: 0,5 МОм при 10–30 градусах за Цельсієм), перевіряють наявність вільного обертання валів електродвигунів і відсутність биття крильчаток вентиляторів. Підключенням електродвигунів до трифазної мережі перевіряють напрямок обертання крильчаток (проти годинної стрілки, якщо дивитися з боку крильчатки).

Монтаж вводів. Вводи класів напруги 3–35кВ монтують на нових гумових прокладках. При заповненні трансформаторів маслом, відкривають пробки для випускання повітря у верхній частині розбірних вводів.

Монтаж розширювача. Розширювач встановлюють на кришці бака на тимчасових кронштейнах. Трубопровід від бака до розширювача прокладають з нахилом 2 градуси вбік бака. У фланцевий розріз трубопровода на клінгеритових прокладках, покритих глифталевим лаком, монтують корпус газового реле, вивіряючи горизонтальність його осі. В корпус реле встановлюють поплавкову систему стрілкою до розширювача. В розширювач монтують реле рівня масла і тимчасово приєднують через його контакти до мережі сигнальну лампу. Заливають в розширювач масло і за допомогою лампи перевіряють роботу реле. Якщо реле спрацьовує, лампу відключають, а замість неї до затискачів підключають постійний сигнальний кабель.

Розширювач переставляють на постійні кронштейни, вивіряють його положення і з'єднують на фланцях з трубопроводами.

Монтаж вихлопної труби. З промітої труби знімають заглушки. Отвір верхнього фланця герметично закривають діафрагмою. Нижній фланець труби встановлюють на кришку, на нову гумову прокладку замість попередньо знятої заглушки. Верхній кінець труби спирають на косинку, укріплену на розширювачі. Верхній кінець труби і верхню частину розширювача з'єднують патрубком, встановлюючи його на спеціальні фланці.

Монтаж апаратів захисту масла. Термосифонні фільтри перед монтажем розбирають, очищають і промивають сухим трансформаторним маслом. Потім фільтр збирають і встановлюють на фланці бака подібно до радіатора. Засипають фільтр через верхній завантажувальний люк сухим адсорбентом КСК і герметично закривають його. При відкритті повітревипускній пробці заливають фільтр маслом з бака через нижній кран. Після заповнення бака пробку та кран закривають і витримують фільтр з маслом протягом 1 год. Після цього через випускний отвір відстойника випускають масло в кількості, рівній декільком об'ємам відстойника. Потім, відкривши обидва радіаторних крани, доливають у фільтр масло з бака, періодично випускаючи повітря через верхню пробку. Втрачене на промиванні масло, компенсують, доливаючи його в розширювач.

Повітроочишувальні фільтри розбирають, очищають, протирають спиртом і просушують. Індикаторний патрон під оглядовим склом заповнюють індикаторним силікагелем. Циліндр повітроосушувача заправляють сілікогелем КСМ. Через горловину в нижню частину циліндра заливають сухе масло до рівня в гідрозаторі, що позначений на масловказівнику. Монтаж повітреосушувача виконують після перевірки герметичності змонтованого трансформатора, встановлюючи його на вході дихальної трубки розширювача.

3.4.2 Контрольне вмикання трансформатора

Для оцінки можливості вмикання трансформатора без сушіння використовують такі критерії:

1. Рівень масла в трансформаторі повинен знаходитися в допустимих межах за масловказівником.

2. Рівень масла може бути нижчим від міток масловказівника, але обмотки і перемикач напруги повинні бути покриті маслом.

3. Герметичність трансформатора повинна бути випробувана тиском стовпа масла висотою 1,5 м протягом 3 год.

4. Пробивна напруга масла не повинна бути нижче 25 кВ для трансформаторів напругою від 15 кВ і 30 кВ, для трансформаторів напругою 15–35 кВ.

5. В порівнянні з критерієм 4, пробивна напруга знижена на 5 кВ.

6. $R_{60}/R_{15} \geq 1,3$ при температурі 10–30 градусів за Цельсієм, де R_{15} і R_{60} – показання мегомметра через 15 сек і 60 сек після подачі напруги у вимірювальну систему приладу. Відношення R_{15} і R_{60} називають коефіцієнтом абсорбції.

7. R_{60} відповідає нормам, $R_{60}/R_{15} \geq 1,3$ при температурі 10–30 градусів за Цельсієм.

8. R_{60} відповідає нормам або $R_{60} \geq R_{пр}$ ($R_{пр}$ – заводське значення R_{60} , що вказане в інструкції по експлуатації трансформаторів).

9. C_2/C_{50} – відношення ємностей обмоток при частотах 2 і 50 Гц відповідає нормам. Визначається за допомогою спеціальних приладів контролю вологості пКВ–7 або пКВ–13.

10. $\text{tg}\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат відповідає нормам. Вимірюється за допомогою моста МД–16.

11. $\text{tg}\delta$ відповідає нормам при $\text{tg}\delta \leq 1,3$ $\text{tg}\delta_{пр}$ ($\text{tg}\delta_{пр}$ – вказаний в протоколі заводських випробувань трансформатора).

Приведені дані одержують за спеціально розробленими методиками відповідно до норм випробування електроустаткування.

Залежно від умов транспортування і збереження, а також від потужності і класу напруг трансформатори розділяються на п'ять груп (I–V). Для вирішення питання про можливість вмикання без сушіння, в кожній групі повинні задовольнятися не всі приведені критерії, а лише визначені їхні сполучення в тому або іншому варіанті.

У табл. 3.3 приведені варіанти сполучень критеріїв для визначення можливості вмикання трансформаторів деяких груп без сушіння.

Таблиця 3.3 – Варіанти критеріїв для визначення можливості вмикання трансформаторів напругою до 35 кВ в експлуатацію без сушіння

№ групи	Потужність, кВ·А	Варіанти критеріїв (їх номери)
I	До 100	а) 1-4; б) 2-4; в) 2-10; г) 1-5-9; д) 1-5-11
	100-1000	а) 1-4-6; б) 2-4-6-9; в) 2-4-6-10; г) 1-5-6-9; д) 1-5-6-10; е) 1-4-9; ж) 1-4-10
II	1600-6300	а) 1-4-7; б) 2-4-7-9; в) 2-4-7-10; г) 1-5-7-9; д) 1-5-7-10; е) 1-4-9; ж) 1-4-10
III	10000 і більше	а) 3-4-8-9; б) 3-4-8-11

Контрольний прогрів трансформаторів всіх потужностей напругою до 35 кВ проводиться в таких випадках:

1) виявлені ознаки зволоження масла в трансформаторі, що надійшов з заводу-виготовлювача;

2) час перебування активної частини без масла на повітрі перевищує допустимий, але не більше ніж в 2 рази;

3) тривалість збереження трансформаторів без доливання масла перевищує час, зазначений в інструкції ОАХ 458003-70, але не більше 7 місяців;

4) характеристики ізоляції не відповідають вимогам норм випробувань електроустановки.

Контрольний прогрів трансформатора зазвичай здійснюють методами втрат в обмотках на постійному струмі або індукційних втратах у сталі бака. Більш економічним є метод нагрівання обмоток постійним струмом, тому що при цьому немає необхідності намотувати поверх бака індукційну обмотку, а споживання електроенергії різко зменшується. Додатковий нагрів можливий від електронагрівачів закритого типу. Їх розміщують під дном бака. Потужність електронагрівачів вибирають з розрахунку 1-2 кВт/м² поверхні дна бака. Контрольний прогрів виконують у власному баку, заповненому маслом, при атмосферному тиску.

Трансформатор нагрівають доти, поки температура верхніх шарів масла не перевищить найбільшу з температур, зазначених в паспорті трансформатора на 10 градусів за Цельсієм при нагріванні постійним струмом або на 20 градусів за Цельсієм при нагріванні методом індукційних втрат у баку. В усіх випадках в режимі контрольного прогріву температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати 75 градусів за Цельсієм.

Метою контрольного прогріву є поліпшення характеристик золяції до рівнів, що задовольняють умови вмикання без сушіння. Якщо за результатами виміру після прогріву ця мета не досягнута, роблять контрольне підсушування. Контрольне підсушування здійснюють також і у випадку, коли термін збереження трансформатора без доливання масла перевищує 7 міс. , але менше 1 року.

Контрольне підсушування відрізняється від контрольного прогріву тим, що в баку трансформатора створюється розрідження, рівне 460 гПа, а верхні шари масла нагрівають до 80 градусів за Цельсієм. Для можливості створення вакууму в баку, заповненому маслом, останнє зливають до рівня, розташованого нижче від кришки приблизно на 150 мм.

Мінімальний час режиму підсушування після досягнення 80 градусів за Цельсієм складає 36 год для трансформаторів потужністю до 80 000 кВ·А і 54 год для трансформаторів більшої потужності. Через кожні 12 год. підсушування, для вирівнювання розподілу температури і вологості масло прокачують через трансформатори протягом 4 год. Для прокачування застосовують маслonaсоси. Продуктивність насоса повинна бути не менше 4м³/год. Контрольне підсушування закінчується, коли характеристики ізоляції стають такими, що відповідають нормам.

Якщо контрольне підсушування не дає позитивних результатів, трансформатор піддають сушінню. В монтажній практиці сушіння трансформаторів є рідкісним явищем. При необхідності сушіння проводять за інструкціями заводів-виготовників.

Перед введенням трансформатора в експлуатацію монтажна і налагоджувальна організації, при участі замовника, оформляють і

комплектують технічну документацію. В комплект документів входять документи заводу-виготівника, акти приймання і протоколи окремих робіт та випробувань, а також протоколи випробувань реле, сигналізаторів, приладів і протокол аналізу масла.

Для пробного вмикання трансформатор перевіряють на відсутність повітря, відкриваючи всі пробки, контролюють готовність до роботи всіх елементів охолоджувальної системи і рівень масла в розширювачі, визначають правильність положення регуляторів, справність зовнішніх елементів конструкції і кіл заземлення. В органах захисту виставляють мінімально можливий час відключення, сигнальні контакти переключають на відключення силового вимикача.

Пробне вмикання трансформатора роблять поштовхом на номінальну напругу без навантаження на проміжок часу не менший 30 хв. Протягом цього часу прослуховують трансформатор і спостерігають за станом його агрегатів.

При наявних ознаках ненормальної роботи (тріск електричних розрядів, нерівномірний або різкий тон звучання магнітопровода, течії масла з ущільнень і швів і т.п.), трансформатор відключають, виявляють і усувають несправності. У випадку вдалого пробного вмикання знімають з трансформатора напругу, встановлюють робочі уставки захисту, переключають сигнальні контакти на сигнал. Після цього роблять 3-5-кратне вмикання поштовхом на номінальну напругу для перевірки відстройки захисту від кидків намагнічувального струму. При позитивних результатах пробних включень трансформатор ставлять під навантаження і здають в експлуатацію.

Контрольні запитання

1. Яке призначення й будова розширювача, газового реле, термосифонного фільтра, осушувача повітря, вихлопної труби?
2. Для чого і якими засобами регулюють напругу трансформаторів?
3. За якими ознаками і в якому порядку визначають можливість вмикання трансформаторів без ревізії?

4. Які роботи виконують при ревізії трансформатора?
5. В якій послідовності варто робити загальний монтаж силового масляного трансформатора напругою до 35 кВ?
6. За якими ознаками і в якому порядку визначають можливість включення силових масляних трансформаторів після монтажу без сушіння?
7. Якими засобами і в якому порядку роблять контрольний прогрів та контрольне підсушування силових трансформаторів?

Література до теми 3

1. Электротехнический справочник. Электротехнические устройства /Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 640 с.

ЗМІСТ

	Ст.
Вступ	3
Тема 1 ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	4
1.1 Зміст роботи	4
1.2 Теоретичні відомості	4
1.2.1 Вимикачі високої напруги	4
1.2.2 Маломасляні вимикачі	5
1.2.3 Привод вимикачів	9
1.2.4 Роз'єднувачі	11
1.2.5 Роз'єднувачі внутрішньої установки	14
1.2.6 Роз'єднувачі зовнішньої установки	16
1.2.7 Короткозамикачі і відокремлювачі	18
1.2.8 Вимикачі навантаження	21
1.2.9 Вимикачі навантаження газогенеруючого типу	21
1.2.10 Комплектні розподільчі пристрої високої напруги ...	22
1.2.11 Зміст робіт при монтажі електроапаратів високої напруги	28
1.3 Перелік приладів, інструментів та матеріалів	28
1.4 Порядок виконання роботи	28
Контрольні запитання	29
Література до теми 1	30
Тема 2 МОНТАЖ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРУГОЮ ВИЩЕ 1000 В	31
2.1 Зміст роботи	31
2.2 Теоретичні відомості	31
2.2.1 Основні визначення	31
2.2.2 Відомості про опори	33
2.2.3 Відомості про фундаменти та закріплення опор в землі	35
2.2.4 Проводи і троси	35
2.2.5 Лінійні ізолятори	36
2.2.6 Арматура	37
2.2.7 Послідовність робіт при спорудженні ПЛ	39
2.3 Перелік приладів, інструментів та матеріалів	41
2.4. Порядок виконання роботи	41
Контрольні запитання	42
Література до теми 2	42
Тема 3 ВЛАШТУВАННЯ І МОНТАЖ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	43
3.1 Зміст роботи	43
3.2 Теоретичні відомості	43
3.2.1 Загальні відомості	43
3.2.2 Влаштування силових трансформаторів	44
3.2.3 Підготовка трансформаторів до монтажу	55

3.2.4	Установка трансформаторів в проектне положення.	59
3.3	Перелік приладів, інструментів, механізмів та матеріалів	60
3.4.	Порядок виконання роботи	60
3.4.1	Монтаж агрегатів трансформатора	60
3.4.2	Контрольне ввімкнення трансформатора	62
	Контрольні запитання	66
	Література до теми 3.....	67

Навчальне видання

Сергій Іванович Вознюк, Василь Володимирович Захаров,
Леонід Борисович Терешкевич

**ЕЛЕКТРОМОНТАЖНІ РОБОТИ.
ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ НАПРУГОЮ ВИЩЕ 1000 В**

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено авторами

Редактор В.О.Дружиніна

Коректор Ю.І.Франко

Підписано до друку *22. 02. 2002р.*

Формат 29,7*42 $\frac{1}{4}$ Гарнітура Times New Roman

Друк різнографічний Ум. друк. арк. *2.85*

Тираж 100 прим.

Зам. № *2002-064*

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького державного технічного університету
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ, ГНК, 9-й поверх
тел. (0432) 44-01-59