

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ

МАКАРЕВИЧ С.С., ПЕТРЕНКО А.В., МАРТИНЮК Л.В., СКРИПНИК А.М.

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

2-ге видання, доповнене і перероблене

КИЇВ – 2026

Національний університет біоресурсів і природокористування України

Макаревич С. С., Петренко А. В., Мартинюк Л.В., Скрипник А.М.

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

Навчальний посібник
з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» для спеціальності
G3 – Електрична інженерія
(141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)
освітнього ступеня «Бакалавр»
2-ге видання, доповнене і перероблене

Київ – 2026

УДК 621.311
ББК 31.27
М 15

Рекомендовано до друку Вченою радою Національного університету біоресурсів і природокористування України (протокол № 2 від 20.02.2026 р.)

Рецензенти:

М. І. Трезуб, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки Білоцерківського Національного аграрного університету

Л. В. Вишневський, доктор технічних наук, професор, професор кафедри автоматизації суднових енергетичних установок Національного університету «Одеська морська академія»

В. В. Савченко, кандидат технічних наук, доцент, кафедри електротехніки, електромеханіки та електротехнологій Навчально-наукового інституту енергетики, автоматики і енергозбереження

Електрична частина станцій і підстанцій / С. С. Макаревич, А. В. Петренко, Л.В. Мартинюк, А.М. Скрипник

ISBN _____

Навчальний посібник підготовлено для студентів, які навчаються за спеціальністю G3 – Електрична інженерія (141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) освітнього ступеня «Бакалавр».

У посібнику розглянуто розрахунки та проектування апаратної частини електричних станцій і підстанцій у системах електропостачання, виконано техніко-економічне обґрунтування інженерних рішень щодо вибору схем з'єднань основного і допоміжного обладнання та ін.

Видання корисне для студентів, які згідно з програмою виконують курсові, практичні роботи та інші завдання, що пов'язані з вибором схем електричних з'єднань основного та допоміжного обладнання трансформаторних підстанцій, ухваленням оптимальних рішень, оцінюванням отриманих результатів та їх практичним осмисленням. Посібник буде корисний студентам, аспірантам та викладачам закладів вищої освіти.

ISBN _____

УДК 621.311

© С.С. Макаревич, А.В. Петренко,
Л.В. Мартинюк, А.М. Скрипник 2026
© НУБіП України

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

Макаревич Світлана Сергіївна

Кандидат технічних наук, доцент кафедри інженерії енергосистем Національного університету біоресурсів і природокористування. Викладає дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій», «Електропостачання територіальних об'єднань», «Енергетична безпека», «Управління проєктами в енергетиці». Наукові інтереси пов'язані з підвищенням ефективності роботи комбінованих систем електроживлення на основі створення інтелектуальних енергетичних мереж; енергоефективних електричних машини в автономних електромеханічних комплексах. Автор 22 наукових праць, з яких 4 монографії, 7 навчальних посібника, 4 патента на винахід і 1 свідоцтво на корисну модель. Електронна адреса: makarevich@nubip.edu.ua

Петренко Андрій Володимирович

Кандидат технічних наук, доцент кафедри інженерії енергосистем Національного університету біоресурсів і природокористування. Викладає дисципліни «Електричні мережі і системи», «Основи проектування електротехнічних та електроенергетичних об'єктів», «Електростанції з відновлюваними джерелами», «Енергоощадні технології в електричних мережах та системах». Наукові інтереси пов'язані з дослідженням електротехнічних систем із відновлюваними джерелами енергії, моделюванням електромагнітних процесів спеціалізованих електричних машин. Автор 27 наукових праць, 4 монографій, 7 навчальних посібників, 11 патентів України на винахід, 34 патентів України на корисні моделі та 9 авторських свідоцтв. Електронна адреса: petrenko@nubip.edu.ua

Мартинюк Лілія Володимирівна

Старший викладач кафедри інженерії енергосистем Національного університету біоресурсів і природокористування України. Викладає дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій», «Управління якістю електричної енергії». Наукові інтереси зосереджені на дослідженні енергоефективності, надійності систем електропостачання, інтеграції відновлювальних джерел енергії в енергосистему. Автор та співавтор 12 наукових праць, з яких 2 монографії, 2 авторських свідоцтва і 1 патент. Електронна адреса: martyniuklilia@nubip.edu.ua

Скрипник Анатолій Миколайович

Кандидат технічних наук, старший науковий співробітник. Автор понад 30 наукових публікацій. Наукові інтереси: моделювання та оптимізація режимів роботи електричних мереж, прогнозування електричних навантажень, обґрунтування розміщення та потужності джерел розподіленої генерації в розподільних мережах.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА ТА ЇЇ СКЛАДОВІ.....	9
1.1. Склад виробників електричної енергії	10
1.2. Система передавання, перетворення та розподілу електричної енергії	11
1.3. Споживачі електричної енергії	11
РОЗДІЛ 2. ВИДИ ГОЛОВНИХ СХЕМ З'ЄДНАНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ ТА ЇХ ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ	13
2.1. Схеми електричних з'єднань	13
2.2. Вимоги до головних схем з'єднань.....	15
2.3. Видача електроенергії ТЕЦ, ТЕС, ГЕС, АЕС та приймання і видача на підстанціях	15
2.4. Основні елементи розподільних пристроїв	19
2.5. Розподільні мережі середньої напруги	23
2.6. Основні вимоги до джерела живлення на середній напрузі і типових структурах	24
2.7. Середні напруги і значення струму відповідно до стандартів міжнародної електротехнічної комісії	27
2.8. Різні види джерел живлення СН	28
2.9. Деякі практичні питання, що стосуються розподільних мереж СН	30
2.10. Послідовність створення нової підстанції	42
РОЗДІЛ 3. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ.....	45
3.1. Призначення та конструктивне виконання регулювання напруги	45
3.2. Конструкція силових трансформаторів	47
3.3. Параметри силових трансформаторів.....	49
3.4. Особливості конструкції масляних трансформаторів класу 110 кВ	51
3.5. Регулювання напруги трансформаторів	54
3.6. Вибір кількості та потужності трансформаторів на підстанціях	55
РОЗДІЛ 4. АВТОТРАНСФОРМАТОРИ	56
4.1. Фізична суть автотрансформаторів	56
4.2. Характерні режими роботи трифазних триобмоткових автотрансформаторів	57
4.3. Регулювання напруги автотрансформаторів	59
РОЗДІЛ 5. ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ	61
5.1. Похибки трансформатора струму	61
5.2. Методика побудови векторної діаграми трансформатора струму	62
5.3. Робота трансформаторів струму при розімкненій вторинній обмотці	62

5.4. Способи зниження похибки трансформаторів струму	66
5.5. Компенсаційні трансформатори струму	68
5.6. Вибір трансформаторів струму	69
5.7. Трансформатори напруги	70
5.8. Типи і конструкції трансформаторів напруги	74
5.9. Схеми вмикання трансформаторів напруги	75
5.10. Вибір трансформаторів напруги	76
РОЗДІЛ 6. РЕЖИМИ НЕЙТРАЛІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	78
6.1. Режими роботи нейтралей (загальні відомості).....	78
6.2. Мережі з ізольованою нейтраллю	78
6.3. Мережі з компенсованою (резонансно-заземленою) нейтраллю.	82
6.4. Мережі з глухо-заземленою та ефективно заземленою нейтралями.....	86
РОЗДІЛ 7. ТРИФАЗНІ КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ТА МЕТОДИ ЇХ РОЗРАХУНКУ	88
7.1. Короткі замикання в електричних системах і мережах	88
7.2. Методи розрахунку струмів КЗ.....	92
7.3. Розрахунки струмів КЗ в розподільних електричних мережах методами в іменованих та відносних одиницях.....	102
7.4. Методи розрахунку струмів КЗ.....	106
7.5. Порівняльний аналіз результатів розрахунків струмів КЗ в розподільних електричних мережах методами в іменованих та відносних одиницях.....	118
РОЗДІЛ 8. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА ТА ЇЇ СКЛАДОВІ.....	119
8.1. Електродинамічна та термічна стійкість струмопроводів.....	119
8.2. Методи обмеження струмів короткого замикання.....	121
8.3. Дуговий розряд та наслідки дуги в ланцюгах високої напруги.....	124
РОЗДІЛ 9. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОЇ АПАРАТУРИ	127
9.1. Вибір електричної апаратури розподільного пристрою 10 кВ	127
9.2. Вибір електричної апаратури розподільного пристрою 110(35) кВ.....	136
9.3. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ	137
РОЗДІЛ 10. ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ЖИВЛЕННЯ ОПЕРАТИВНИХ КІЛ	141
10.1. Системи оперативного струму	141
10.2. Області використання, переваги та недоліки різних систем оперативного струму	141
10.3. Навантаження трансформаторів власних потреб на підстанціях	143
РОЗДІЛ 11. ЗАХИСТ ВІД УРАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ СТРУМОМ, НЕСПРАВНОСТЕЙ І НЕПРАВИЛЬНОЇ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ...	144
11.1. Загальний принцип захисту від ураження електричним струмом в	

електроустановках	144
11.2. Захист трансформатора і ліній.....	148
11.3. Захист понижувального трансформатора автоматичним вимикачем	155
11.4. Блокування і обумовлені операції.....	159
РОЗДІЛ 12. РЕКЛОУЗЕРИ	166
12.1. Технічні параметри реклоузерів.....	166
12.2. Виробничі випробування	168
12.3. Експлуатація реклоузерів.....	175
РОЗДІЛ 13. АВТОНОМНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ	235
13.1. Особливості використання автономних електростанцій у сільському господарстві	235
13.2. Загальні відомості та класифікація автономних електростанцій.....	236
13.3. Вимоги до резервних електростанцій для АПК	241
13.4. Підстанції з генераторами і паралельна робота з трансформаторами ...	247
13.5. Генератори, що працюють паралельно з мережею	248
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	251

ВСТУП

Навчальна дисципліна «Електрична частина станцій і підстанцій» ґрунтується на одержанні студентами не тільки теоретичних знань, але й на набутті практичних навичок щодо розрахунків та проектування апаратної частини електричних станцій і підстанцій в системах електропостачання, виконанні техніко-економічних обґрунтувань інженерних рішень щодо вибору схем з'єднань основного і допоміжного обладнання та проведення досліджень і аналізу оптимальних результатів, ефективному використанню сучасних інтелектуальних та інформаційних комп'ютерно-інтегрованих технологій, використанні проектно-конструкторської документації згідно з нормативними вимогами.

Метою дисципліни є набуття студентами відповідних знань щодо фізичних процесів, що відбуваються в апаратній частині (електрообладнанні) електричних станцій і підстанцій, процесів передавання, приймання, перетворення і розподілу електричної енергії та їх аналізу, конструктивного виконання апаратної частини та підходів до її вибору.

Вивчення дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» ґрунтується на знаннях, отриманих студентами при опануванні ними основних дисциплін: «Вища математика», «Фізика», «Теоретичні основи електротехніки», «Електричні вимірювання», «Електричні системи і мережі», «Електричні машини», «Економіка».

Крім того, дисципліна «Електрична частина станцій і підстанцій» тісно пов'язана з дисциплінами професійно-технічної підготовки, такими як «Математичне моделювання електричних систем», «Перехідні процеси в електричних системах», «Релейний захист та автоматика в електричних системах», «Теорія автоматичного керування», що вивчаються паралельно або після вивчення даної дисципліни.

У технологічному спрямуванні дисципліна «Електрична частина станцій і підстанцій» надає можливість студентам оволодіти сучасними підходами щодо вибору схем електричних з'єднань основного та допоміжного обладнання, вибору апаратної частини (електрообладнання), згідно з номінальними напругами, перетоками потужності та розрахунковими струмами короткого замикання, ухвалення оптимальних рішень, оцінювання отриманих результатів та їх практичного осмислення.

В інженерному спрямуванні дисципліна сприяє набуттю студентами умінь і навичок інженера-технолога та проєктувальника, які в повному обсязі відповідають їхнім виробничим функціям, тобто інженера, спроможного самостійно ухвалювати творчі рішення під час проєктування.

Здобуті навички й уміння дозволяють фахівцю в подальшій практичній роботі активно брати участь у вирішенні проблем щодо вибору апаратної частини (електричного обладнання) електричних станцій і підстанцій при їх проєктуванні та реконструкції.

Посібник підготували: к.т.н., доц. Макаревич С.С. (розділи 1-6, 13.1), к.т.н., доц. Петренко А.В. (розділи 7-12, 13.2), ст. викл. Мартинюк Л.В. розділ 13.3-13.5).

РОЗДІЛ 1

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА ТА ЇЇ СКЛАДОВІ

Під електроенергетичною системою розуміють частину енергетичної системи передачі, перетворення і розподілу та споживачів електричної енергії з елементами управління, що змінюють і регулюють стан системи. Найпростіша блок-схема електроенергетичної системи представлена на рис. 1.1.

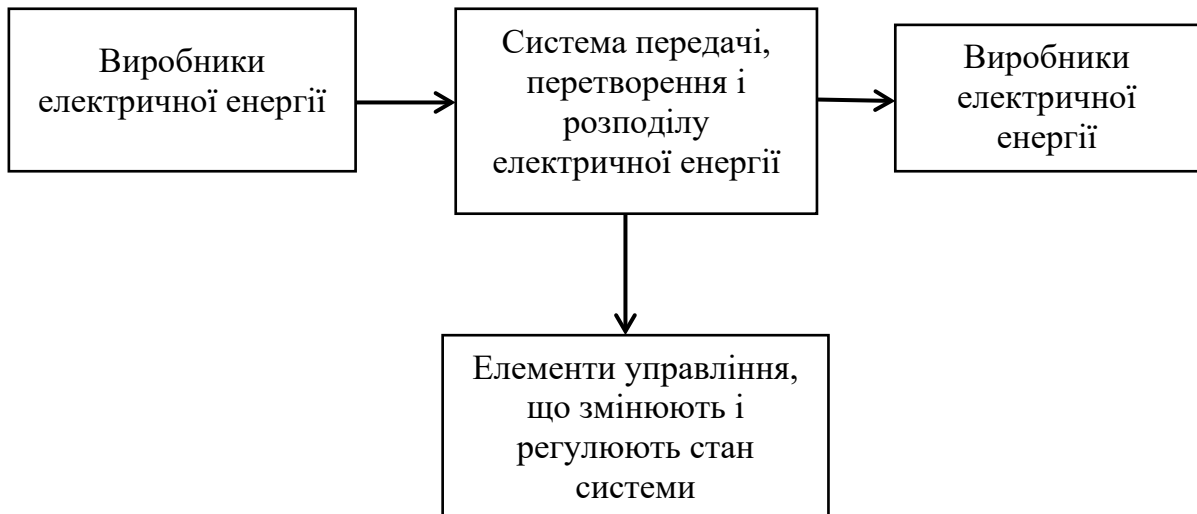


Рис. 1.1. Блок-схема електроенергетичної системи.

Виробниками в електроенергетичній системі виступають генератори електричних станцій, а системою передачі, перетворення і розподілу електричної енергії є електрична мережа, яку складають лінії електропередачі і трансформаторні підстанції з розподільними пристроями [1].

Електростанцією називається підприємство, на якому виробляється електрична енергія. На електростанціях різні види енергії (енергія палива, води, що падає або тече, атомних реакторів, вітру та ін.) за допомогою електричних машин (генераторів) перетворюються на електричну енергію. Залежно від виду первинної енергії електричні станції поділяються на теплові, гідравлічні, атомні, вітрові та інші.

Електричною мережею називається сукупність електроустановок для передачі, перетворення і розподілу електричної енергії, яка складається з підстанцій і розподільних пристроїв, з'єднаних лініями електропередачі, і працює на певній території.

Приймання, перетворення і розподіл електричної енергії виконується на підстанціях, тобто електроустановках, які включають автотрансформатори або трансформатори, розподільні пристрої, пристрої управління, захисту, вимірювання та допоміжне обладнання.

Розподіл електричної енергії без її трансформації виконується на розподільних підстанціях.

У загальному вигляді електроустановка – це сукупність електричних машин, апаратів, допоміжного обладнання і ліній електропередавання разом з

приміщеннями, в яких вони встановлені, призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу електричної енергії та перетворення її на інші види енергії.

До елементів управління, що змінюють та регулюють стан системи, відносяться релейний захист, зустрічне регулювання напруги, компенсація реактивної потужності, автоматичне включення резерву, автоматичне частотне розвантаження, автоматичне повторне включення та інші.

Склад виробників, системи передавання, перетворення і розподілу та споживання електричної енергії розглянемо на прикладі об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України [1, 2, 3]

1.1. Склад виробників електричної енергії

Виробники електричної енергії ОЕС України поділяються на декілька видів залежно від використання первинної енергії:

- чотири атомні електростанції (АЕС) – Запорізька, Південно-Українська, Рівненська та Хмельницька. Первинною енергією яких є енергія атомних реакторів;
- сім великих гідроелектростанцій (ГЕС) – Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпровська, Каховська та Дністровська, в яких первинною використовується енергія проточної або падаючої води;
- три гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) – Київська, Дністровська і Ташлицька. Первинною енергією використовується енергія води в штучних резервуарах, що заповнюються нею;
- чотирнадцять великих теплових електростанцій (ТЕС) – Луганська, Слов'янська, Курахівська, Зуївська і Старобешівська (Донбаський регіон), Запорізька, Криворізька, Придністровська (Дніпровський регіон), Бурштинська, Ладизинська, Добротвірська (Західний регіон), Трипільська, Зміївська, Вуглегірська (Центральний регіон), первинною енергією яких є вугілля з можливим додаванням газу або мазуту (вугільні енергоблоки) та газ або мазут (газомазутні енергоблоки);
- три великі електроцентралі (ТЕЦ) – Київська ТЕЦ-5, Київська ТЕЦ-6 та Харківська ТЕЦ-5 з газомазутними енергоблоками.

Деяка частина обсягів електричної енергії виробляється дрібними виробниками, такими як міські і промислові ТЕЦ, ГЕС на малих річках та інші.

В останні роки широкого впровадження набули перетворювачі сонячної і вітрової енергії в електричну, так звані відновлювані джерела значної потужності, які розташовуються в південних регіонах України.

У регіонах з більш сприятливими кліматичними умовами, з урахуванням кількості сонячних днів у році та вітрів, впроваджуються джерела середньої потужності в розподільних електричних мережах напругою 35-10 кВ і малої потужності на малих підприємствах, житлових будинках, на присадибних і дачних ділянках.

З точки зору покриття добового графіка споживання електричної енергії споживачами України, вказані вище виробники поділяються на:

- базові з рівним графіком добового виробітку електричної енергії (АЕС та дрібні ТЕЦ і ГЕС);
- пікові, які використовуються для покриття піків добового графіка споживання (ГЕС; ГАЕС);
- виробники, які покривають змінну частину добового графіка споживання (ТЕС та великі ТЕЦ).

На даний час виробництво електричної енергії атомними електростанціями складає близько 50%, а відновлюваних джерел – 1,5-2% в загальному виробництві електроенергії в Україні [3, 4].

1.2. Система передавання, перетворення та розподілу електричної енергії

Система передавання, перетворення та розподілу електричної енергії (надалі - електрична мережа) виконує роль шляхів транспортування електричної енергії від виробників (джерел) до споживачів.

Це сотні тисяч кілометрів ліній електропередавання всього спектру номінальних напруг від 750 кВ до 0,4 кВ, сотні тисяч підстанцій з триобмотковими та двообмотковими автотрансформаторами або трансформаторами згідно з відповідними номінальними напругами та розподільними пристроями відповідно вищої, середньої та нижчої напруги.

Роль трансформаторних підстанцій в електричній мережі – це прийом електричної енергії, перетворення її з енергії одних напруг на енергію інших та розподіл через відповідні розподільні пристрої.

Електрична мережа умовно поділяється на дві основні частини – системоутворювальну з рівнями номінальних напруг від 220 кВ і вище та розподільну з рівнями номінальних напруг від 110(150) кВ і нижче.

Системоутворювальна мережа виконує роль передавання електричної енергії від виробників до розподільної мережі.

Розподільна мережа виконує роль розподілу електричної енергії між підстанціями напругою 110(150), 35 і 10(6) кВ та підстанціями споживачів напругою 10/0,4 кВ [3].

1.3. Споживачі електричної енергії

Споживачів електричної енергії умовно можна поділити на три групи: промислові, міські комунально-побутові та сільськогосподарські [10].

До промислових споживачів відносяться вуглевидобувні об'єднання, металургійні і хімічні комбінати, прокатні стани, машинобудівні підприємства, гірничо-збагачувальні та деревообробні комбінати, підприємства з видобування різного роду корисних копалин, верстато-інструментальні підприємства та інші, що мають значні обсяги споживання електроенергії.

Такі споживачі розташовуються на певній підпорядкованій їм території, а тому мають як зовнішню, так і внутрішню системи електропостачання.

Зовнішнє електропостачання виконується не менше ніж від двох потужних незалежних джерел (з метою резервування) повітряними або кабельними лініями електропередачі напругою не менше 110 або 35 кВ, які через трансформаторні підстанції 110/10 кВ або 35/10 кВ живлять внутрішню систему електропостачання у вигляді розгалуженої розподільної електричної мережі напругою 10 кВ з трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ [10].

Внутрішні мережі виконуються за можливістю повітряними, а в більшості кабельними з прокладанням їх залежно від специфіки виробництва в траншеях, в каналах і тунелях, в блоках із залізобетонних панелей, на галереях і естакадах.

При великій питомій густині навантаження, концентрації великих потужностей та сприятливому виконанні магістрального живлення використовуються відкриті жорсткі у вигляді алюмінієвих шин несиметричні і симетричні струмопроводи та гнучкі у вигляді проводів великого перерізу симетричні струмопроводи.

Характерним для мереж електропостачання промислових споживачів є їх значна розгалуженість та відносно невелика протяжність.

Комунально-побутові споживачі – це житлові будинки, будівлі закладів вищої освіти та гуртожитки, медичні заклади, наукові організації, школи, дитячі садки і ясла, театри, кінотеатри, ресторани, кафе, хімчистки, різноманітні ремонтні майстерні, комбінати побутового обслуговування, малі підприємства, установи соціального призначення, освітлювальні установи та інші.

Живлення комунально-побутових споживачів виконується від міських розподільних мереж напругою 10 кВ через споживчі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ.

Мережі напругою 10 кВ та 0,4 кВ за можливістю виконуються повітряними, але в більшості кабельними з прокладанням у траншеях та коробах [10].

До сільськогосподарських споживачів відносяться молочно-товарні ферми, свиноферми, птахофабрики, ферми з вирощування великої рогатої худоби, місця розташування сільськогосподарської техніки, цехи з переробки сільськогосподарської продукції (м'ясо, молоко, овочі, фрукти), елеватори, теплиці з вирощування овочів, зернові токи, побутове споживання сільського населення, вуличне освітлення тощо.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів забезпечується через розподільні електричні мережі напругою 110, 35 і 10 кВ, зв'язаних між собою трансформаторними підстанціями з триобмотковими трансформаторами 110/35/10 кВ та двообмотковими 110/10 кВ або 35/10 кВ.

Безпосереднє живлення сільськогосподарських споживачів виконується від споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

Живильна мережа 110, 35, 10 і 0,4 кВ виконується повітряними лініями електропередачі з можливими кабельними вставками за необхідності.

На відміну від мереж, що живлять промислових споживачів, мережі живлення сільськогосподарських споживачів є малорозгалуженими, але з відносно великою протяжністю.

РОЗДІЛ 2

ВИДИ ГОЛОВНИХ СХЕМ З'ЄДНАНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ ТА ЇХ ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ

2.1. Схеми електричних з'єднань

Розрізняють головні схеми електричних з'єднань електричних підстанцій, спрощені або оперативні, та схеми приймання і видачі електроенергії на підстанціях.

Головною схемою електричних з'єднань електростанції або підстанції називають сукупність основного електрообладнання (генератори, трансформатори, лінії електропередачі), шини, вимикачі, роз'єднувачі, реактори, вимірювальні трансформатори струму і напруги, обмежувачі перенапруги. На кресленнях головні схеми відображаються в однолінійному виконанні, на яких вказуються всі апарати та струмопровідні частини, необхідні для з'єднання основного обладнання [6].

В умовах експлуатації користуються спрощеними оперативними схемами, на яких зображено лише основне обладнання. На кресленнях вимикачі та роз'єднувачі показують в їхньому дійсному положенні (ввімкнені або вимкнені). Це робиться для наочності схеми з'єднань на даний момент часу.

Схема видачі електроенергії є частиною головної схеми, яка визначає шляхи передачі електроенергії від генераторів до розподільних пристроїв різних напруг та зв'язок між ними, а також від розподільних пристроїв до споживачів. На кресленнях таких схем вказуються всі генератори, трансформатори, блоки генератор-трансформатор, навантаження та струмопровідні частини з розподільними пристроями. Жодна інша апаратура при цьому не вказується. Схеми видачі електроенергії складають при виборі головних схем електростанцій і підстанцій.

При виборі схем електроустановок повинні враховуватись наступні фактори.

1. Значення і положення електростанції або підстанції в енергосистемі з урахуванням схеми частини електромережі, що примикає.

Електростанції в енергосистемі працюють паралельно і відрізняються за своїм призначенням відповідно до їх значення і положення:

- базові, які працюють з рівним добовим графіком навантаження (атомні електростанції – АЕС та всі малопотужні теплові електростанції – ТЕС і гідроелектростанції – ГЕС);
- пікові, які покривають пікові навантаження (гідроелектростанції – ГЕС, гідроакumuлюючі електростанції – ГАЕС, а за наявності — газотурбінні і парогазові установки та інші, які можуть нести навантаження в указаних умовах);
- електростанції, які несуть змінне навантаження, що визначається графіком електричного навантаження (великі теплові електростанції – ТЕС та теплоелектроцентралі – ТЕЦ).

Всі вони мають різні схеми з'єднань залежно від призначення.

Підстанції можуть призначатись для живлення окремого споживача (завод, фабрика, цехи підприємств і т.п.) або цілого великого району, а також для зв'язку частини енергосистеми або різних енергосистем.

За структурою електромережі підстанції можуть бути прохідними з передачею електроенергії через їх шини до інших споживачів, тупиковими в кінці ліній електропередавання та у вигляді відгалужень за допомогою окремої лінії електропередавання (ЛЕП), приєднаної безпосередньо до іншої ЛЕП.

Шини високої напруги електростанцій і підстанцій можуть бути вузловими точками енергосистеми, в яких об'єднуються на паралельну роботу як електростанції, так і частини енергосистеми, а також виконувати роль транзиту між енергосистемами.

Схеми розподільних пристроїв напругою 6-10 кВ залежать від схеми електропостачання споживачів:

- живлення поодинокими або паралельними лініями;
- наявність резервного живлення у споживачів.

2. Категорія споживачів за надійністю електропостачання.

Надійність електропостачання визначається категорією споживачів:

- живлення споживачів першої категорії повинне виконуватись не менше ніж від двох незалежних джерел, при цьому зникнення напруги на одному не призводить до зникнення напруги на іншому. Перерва в електропостачанні допускається тільки на час автоматичного переключення від одного джерела до іншого;

- живлення споживачів другої категорії рекомендується від двох незалежних джерел. Допускається живлення таких споживачів по одній повітряній або кабельній лінії від одного трансформатора за наявності резервного живлення. При цьому перерва в електропостачанні допускається тільки на період проведення черговим персоналом або виїзною оперативною бригадою переключень до резервного живлення. Заміна або ремонт пошкодженого обладнання (трансформаторів, повітряних або кабельних ЛЕП) повинні проводитись не більше ніж за добу;

- для споживачів третьої категорії допускається перерва в електропостачанні на час ремонту або заміни пошкодженого обладнання, але на період не більше однієї доби.

- перспектива розширення та проміжні етапи розвитку електростанцій, підстанцій та прилеглих до них ділянок електричної мережі.

Схема і компоновка розподільних пристроїв електростанцій і підстанцій повинні виконуватись з урахуванням розширення кількості відгалужень при розвитку енергосистеми. При виборі схеми з'єднань необхідно враховувати кількість агрегатів і ліній електропередачі, які вводяться в першу чергу, другу чергу та при кільцевому розвитку.

На різних чергах розвитку (наприклад, підстанцій) схема може бути різною – однотрансформаторною, двотрансформаторною при різній кількості відгалужень.

2.2. Вимоги до головних схем з'єднань

Вибір головної схеми вимагає наступного: надійності електропостачання, можливості проведення ремонтних робіт, оперативної гнучкості та економічної доцільності [5, 10, 23].

Надійність – це властивість електроустановки, ділянки мережі або енергосистеми в цілому забезпечувати безперервне електропостачання нормованої якості. Пошкодження обладнання в будь-якому місці за можливістю не повинне порушувати електропостачання, видачу електроенергії в систему та транзит потужності через шини. Надійність схеми повинна відповідати категоріям споживачів.

Пристосованість електроустановок до проведення ремонтних робіт: можливе повне відключення споживачів на період ремонту; часткове відключення на період ремонту (наприклад, тільки споживачів третьої категорії); забезпечення споживачів резервним живленням.

Оперативна гнучкість – визначається кількістю, складністю та довготривалістю переключень. Найбільш прийнятним є переключення за допомогою вимикачів або інших комутаційних апаратів автоматично чи дистанційно.

Економічна доцільність схеми оцінюється величиною приведених витрат, які включають в себе витрати на спорудження електроустановки (капіталовкладення), експлуатаційні витрати та збитки від порушення електропостачання.

2.3. Генерування електроенергії ТЕЦ, ТЕС, ГЕС, АЕС та приймання і передавання на підстанціях

Найбільш поширеними структурними схемами генерування електроенергії на електростанціях та приймання і передавання на підстанціях є наступні [3].

Передавання електроенергії ТЕЦ.

Теплоелектроцентралі, як правило мають споживачів на генераторній напрузі (6 – 10 кВ), а тому на цій напрузі потребують головного розподільного пристрою (ГРП). Зв'язок з енергосистемою виконується лініями високої напруги 110 – 330 кВ. ТЕЦ крім ГРП мають розподільний пристрій високої напруги (РП ВН). Така структурна схема з двообмотковими трансформаторами представлена на рис. 2.1.

Якщо поблизу ТЕЦ є енергоємні виробництва, то живлення їх може здійснюватися по лініях 35 кВ і вище через розподільний пристрій середньої напруги (РП СН). Відповідна структурна схема показана на рис. 2.2.

При наявності на ТЕЦ генераторів 250 МВт приєднувати їх до ГРП недоцільно, так як це призводить до збільшення струмів короткого замикання, а відповідно до збільшення об'єму та збільшення вартості всієї апаратури ГРП. Крім того потужні генератори мають на виході мінімальну напругу більше 13,8 кВ при живленні споживачів від ГРП на напрузі 6 – 10 кВ. Тому потужні генератори

доцільніше приєднувати безпосередньо до РП ВН по схемі блок генератор – трансформатор (рис. 2.3).

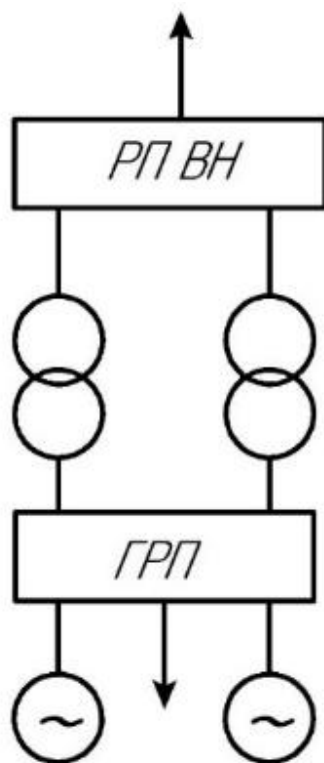


Рис. 2.1. Схема видачі електроенергії ТЕЦ з двообмотковими трансформаторами.

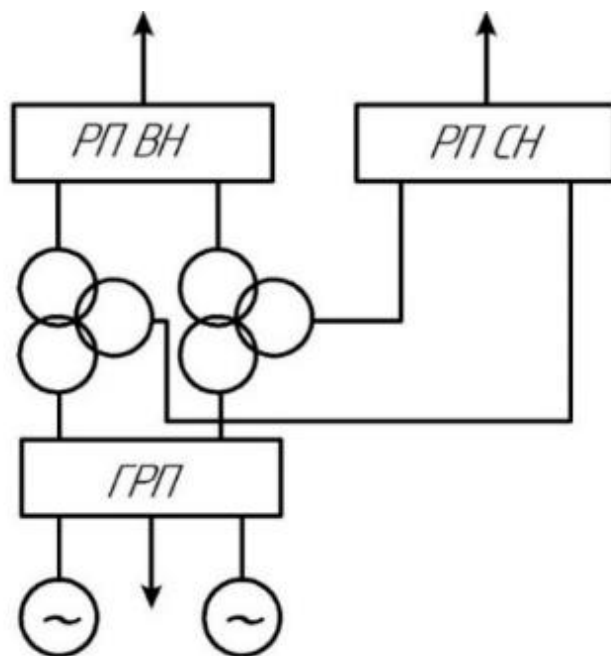


Рис. 2.2. Схема видачі електроенергії ТЕЦ з трьохобмотковими трансформаторами.

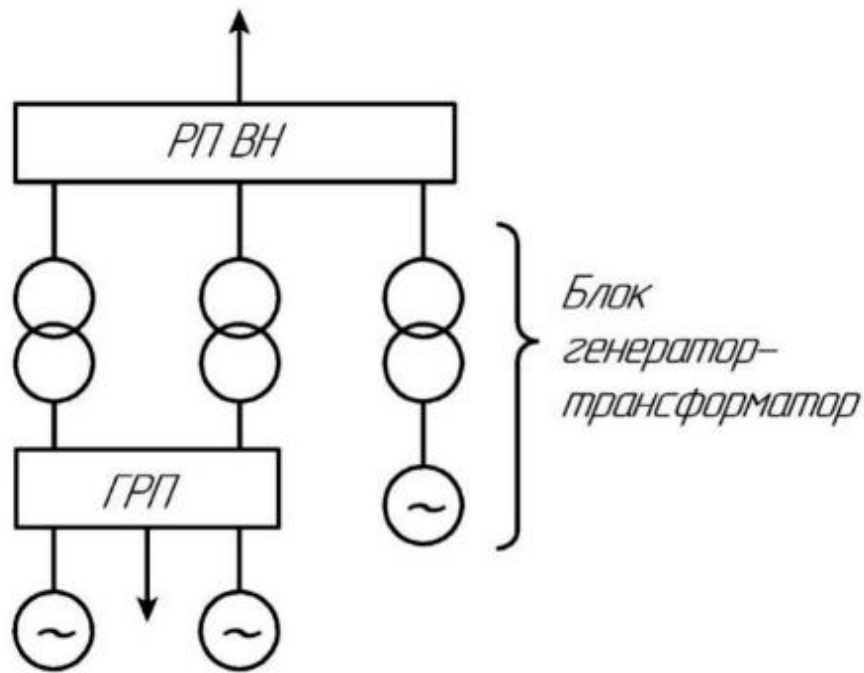
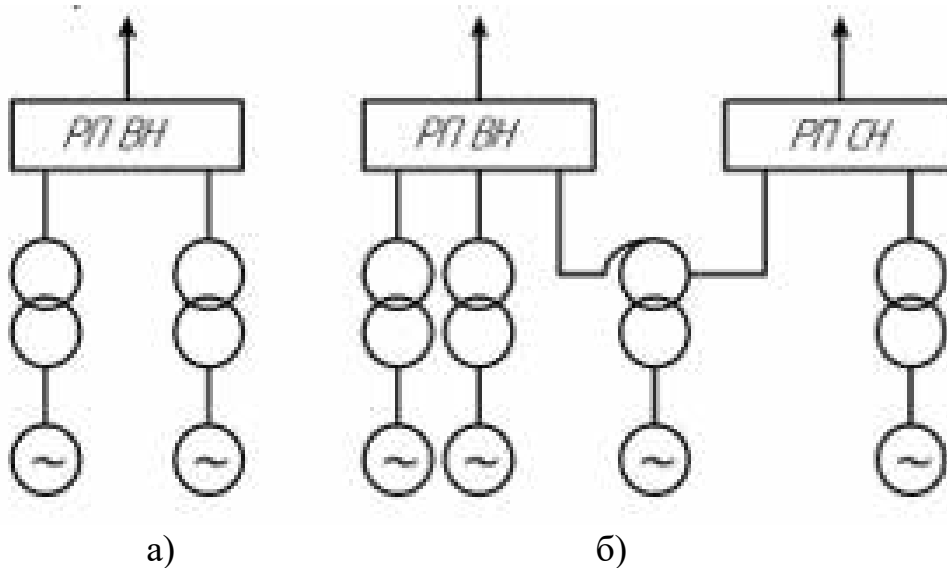


Рис. 2.3. Схема видачі електроенергії ТЕЦ з блоком генератор-трансформатор.

Передавання електроенергії від ТЕС, ГЕС та АЕС.

Передавання електроенергії від ТЕС, ГЕС та АЕС виконується на підвищеній напрузі, а тому споживачі на генераторній напрузі відсутні і немає необхідності в спорудженні ГРП. Передавання електроенергії виконується по схемі блоків генератор-трансформатор без вимикачів між ними. Паралельна робота блоків генератор-трансформатор передбачається на високій напрузі через розподільний пристрій ВН (рис. 2.4. а).



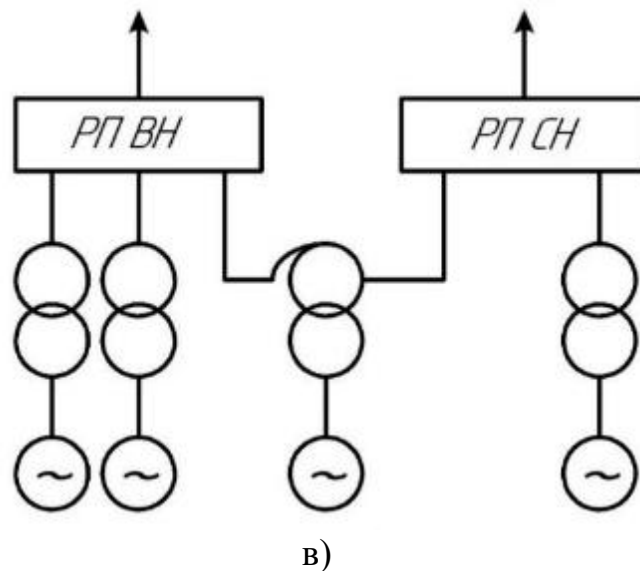


Рис. 2.4. Схема передавання електроенергії ТЕС, ГЕС та АЕС.

Якщо електроенергія передається на високій і середній напругах через РП ВН і РП СН то зв'язок між ними здійснюється за допомогою трансформаторів або автотрансформаторів зв'язку (рис. 2.4. б і в).

Приймання і передавання електроенергії на підстанціях.

На рис. 2.5 приведені схеми приймання та передавання електроенергії споживачам на підстанціях з двохобмотковими та трьохобмотковими трансформаторами. Електроенергія поступає від електросистеми в РП ВН підстанції, трансформується і розподіляється в розподільному пристрої низької напруги (РП НН), рис. 2.5 а. Вузлові підстанції не тільки живлять споживачів, а і зв'язують окремі частини енергосистеми, рис. 2.5 б.

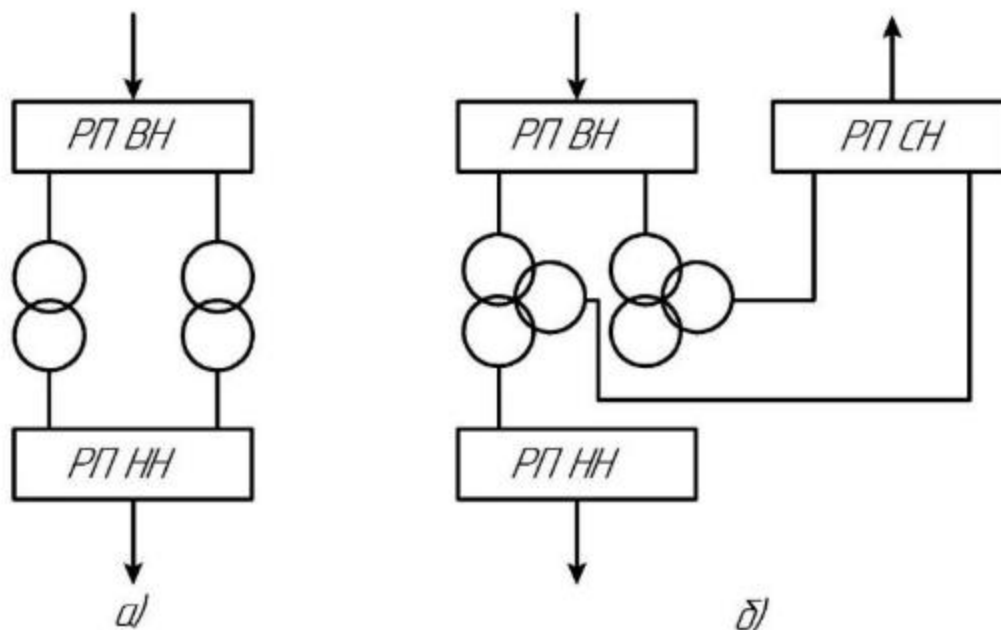


Рис. 2.5. Схема приймання і видачі електроенергії на підстанціях.

При цьому на підстанціях будуються РП високої напруги, РП середньої напруги (зв'язок з другими частинами енергосистеми) та РП низької напруги (живлення споживачів) і встановлюються трьохобмоткові трансформатори або автотрансформатори.

Вибір тієї чи іншої схеми електростанції або підстанції виконується на основі техніко-економічного порівняння двох і більше варіантів, для чого в першу чергу необхідно вибрати кількість та потужність трансформаторів чи автотрансформаторів в залежності від рівня вищої, середньої і нижчої напруг.

2.4. Основні елементи розподільних пристроїв

Основними елементами (обладнанням) розподільних пристроїв електричних станцій і підстанцій є:

- 1) силові трансформатори і автотрансформатори (підвищуючі або понижуючі);
- 2) вимикачі – повітряні (ще знаходяться в експлуатації), масляні, вакуумні, елегазові, електромагнітні, навантаження;
- 3) шини – гнучкі та жорсткі;
- 4) плавкі запобіжники;
- 5) роз'єднувачі та короткозамикачі і віддільники (ще знаходяться в експлуатації);
- 6) вимірювальні трансформатори струму та напруги;
- 7) реактори – струмообмежувальні (поздовжнього включення), компенсуючі (поперечного включення) та дугогасні (включення в нейтралі трансформаторів).
- 8) Комутаційні апарати до 1000 В: неавтоматичні вимикачі (рубильники, пакетні вимикачі, перемикачі), плавкі запобіжники, контактори, магнітні пускачі, автоматичні вимикачі та інші.

Усі вказані вище апарати вибираються згідно їх паспортних даних відповідно до номінальної напруги, номінального струму, розрахункового навантаження та перевіряються на термічну і динамічну стійкість щодо струмів короткого замикання.

Схеми електричних з'єднань розподільних пристроїв на стороні 10(6) кВ [3, 4, 5].

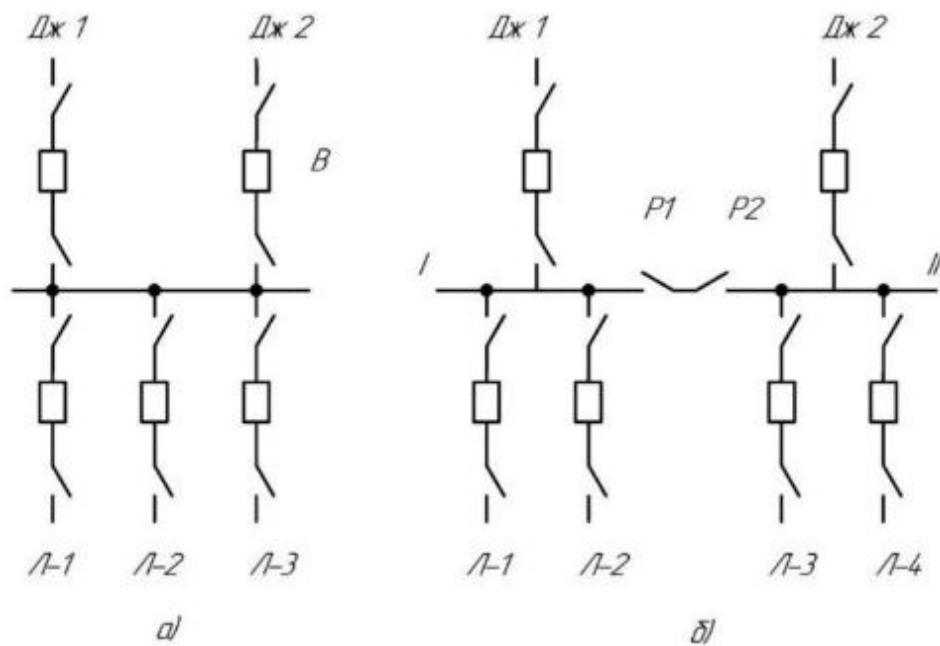


Рис. 2.6. Схема з однією системою шин *а)* та схема з однією системою і двома секціями I і II шин *б)*, які можуть з'єднуватись роз'єднувачем (Дж – джерела живлення, Р – роз'єднувачі, В – вимикачі, Л – лінії відгалужень).

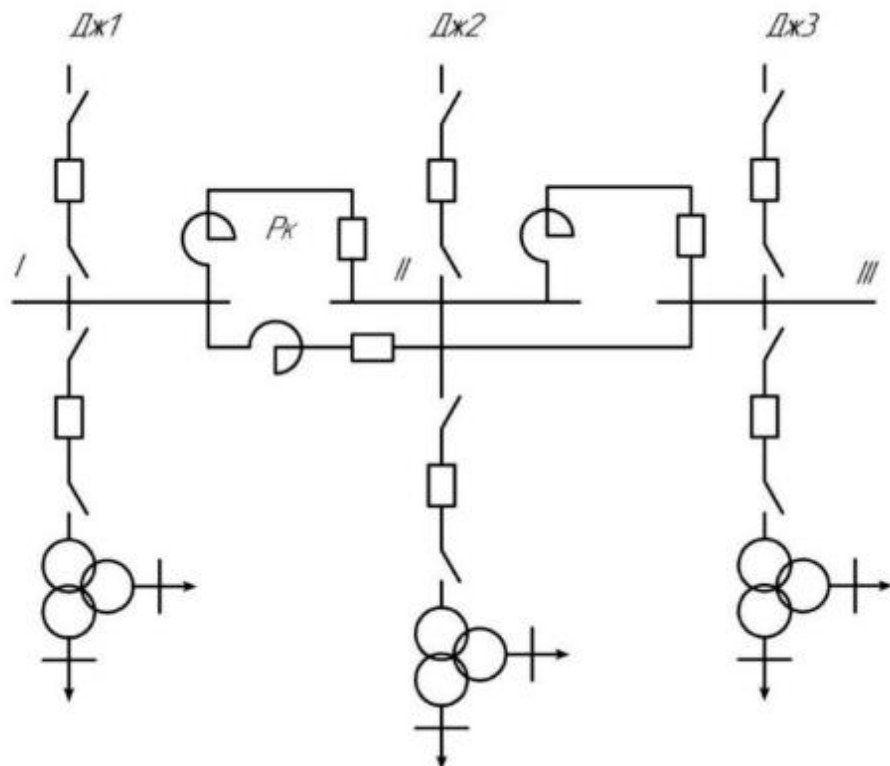


Рис. 2.7. Схема з однією системою та трьома секціями шин, які з'єднані в кільце (P_K – струмообмежуючі реактори).

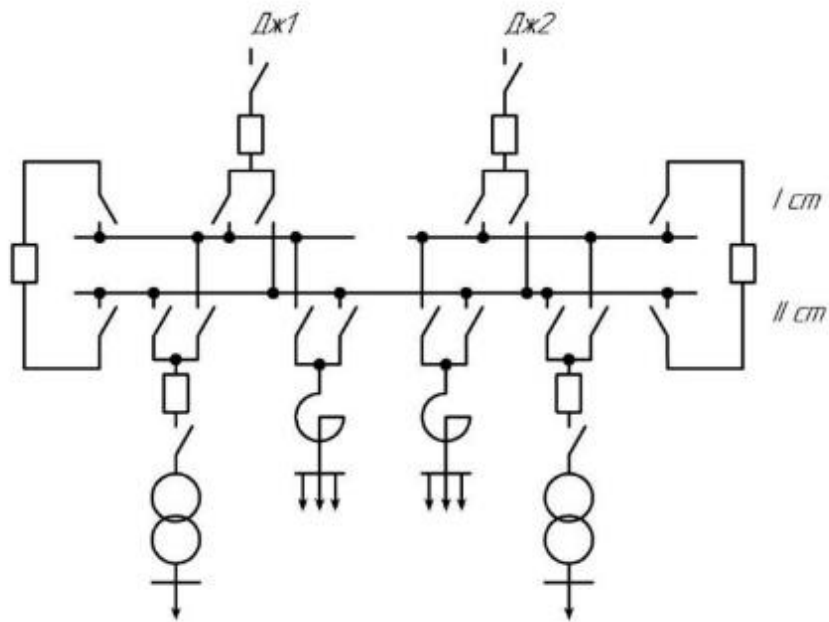


Рис. 2.8. Схема з двома системами шин.

Схеми електричних з'єднань розподільних пристроїв на стороні 35 кВ і вище

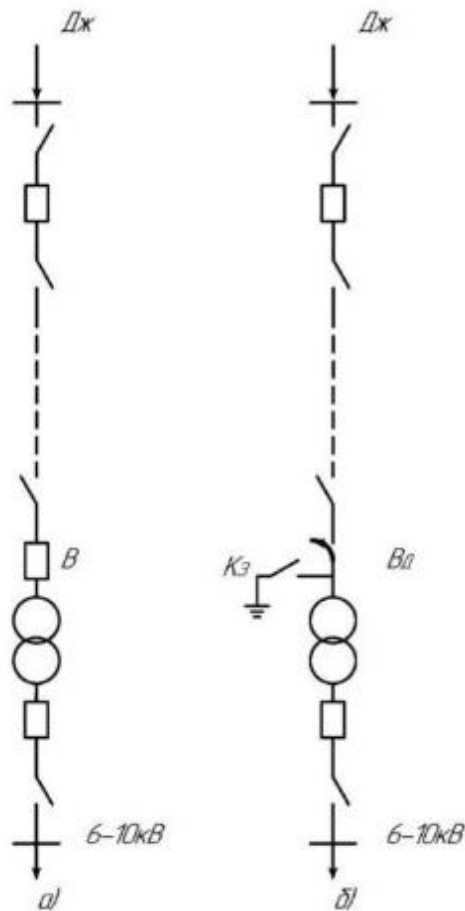


Рис. 2.9. Схеми з'єднань а) з вимикачем та б) з короткозамикачем K_3 і віддільником B_d , які ще знаходяться в експлуатації.

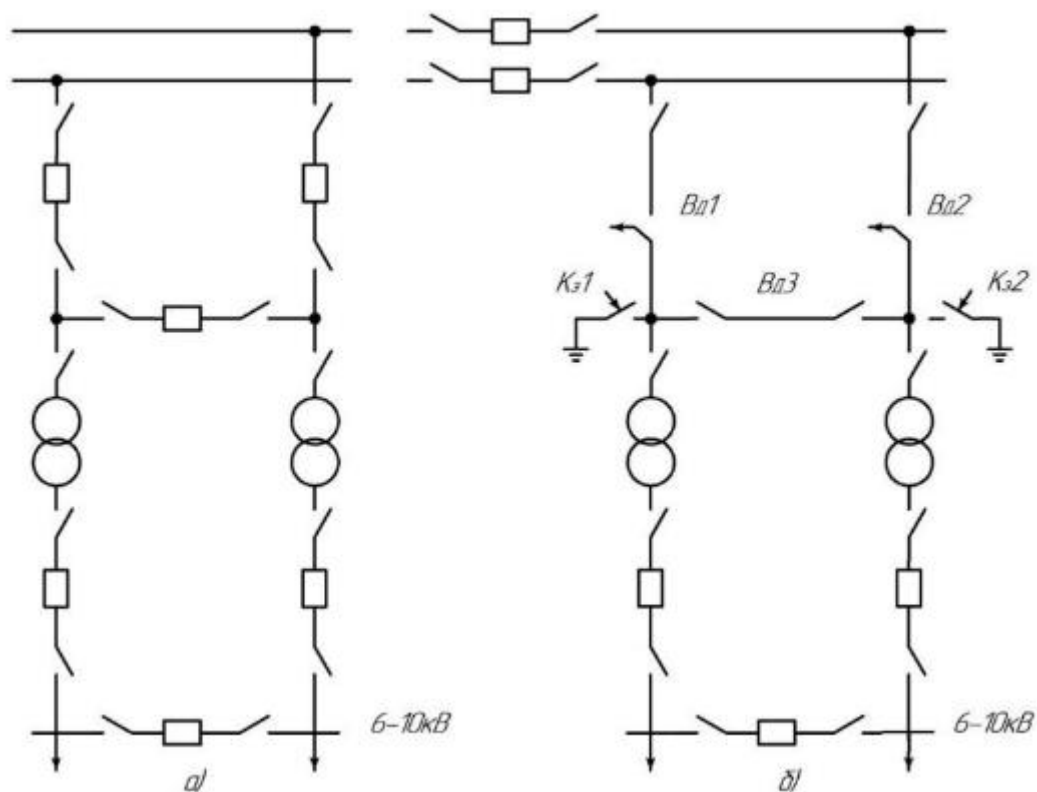


Рис. 2.10. Схеми мостиків а) на вимикачах та б) з короткозамикачами і віддільниками.

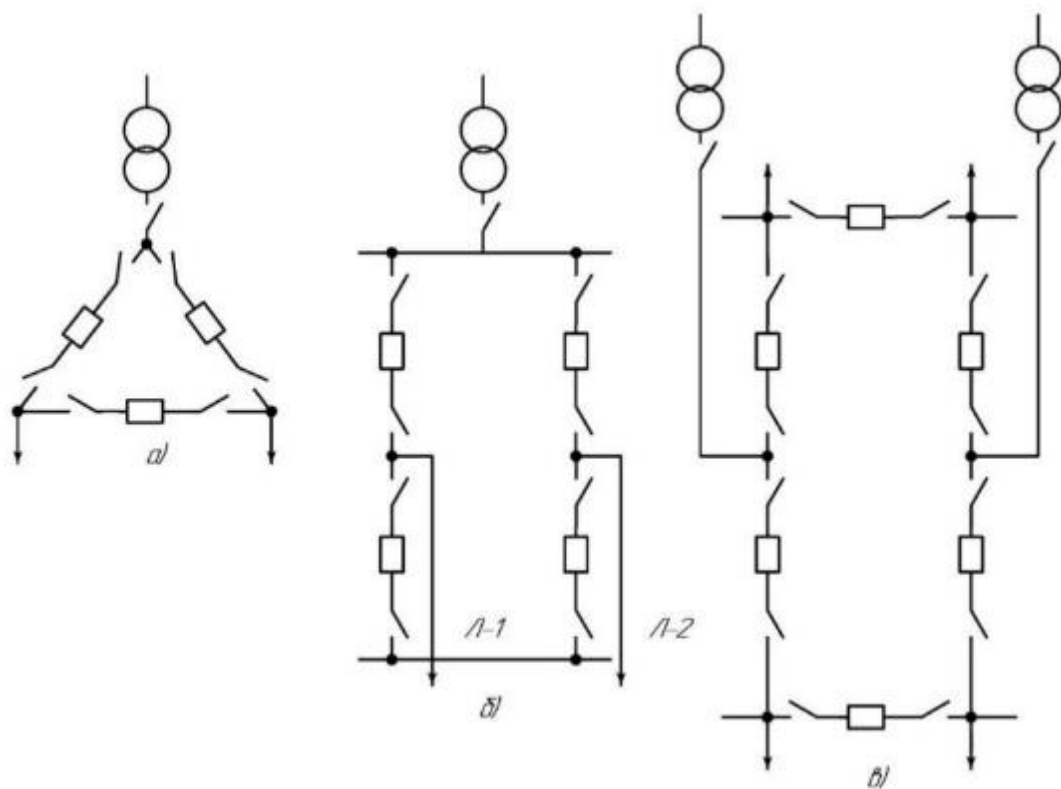


Рис. 2.11. Схеми розподільчих пристроїв у виді кільцевих схем на напругу 750-330 кВ а) трикутник б) чотирикутник, в) шестикутник.

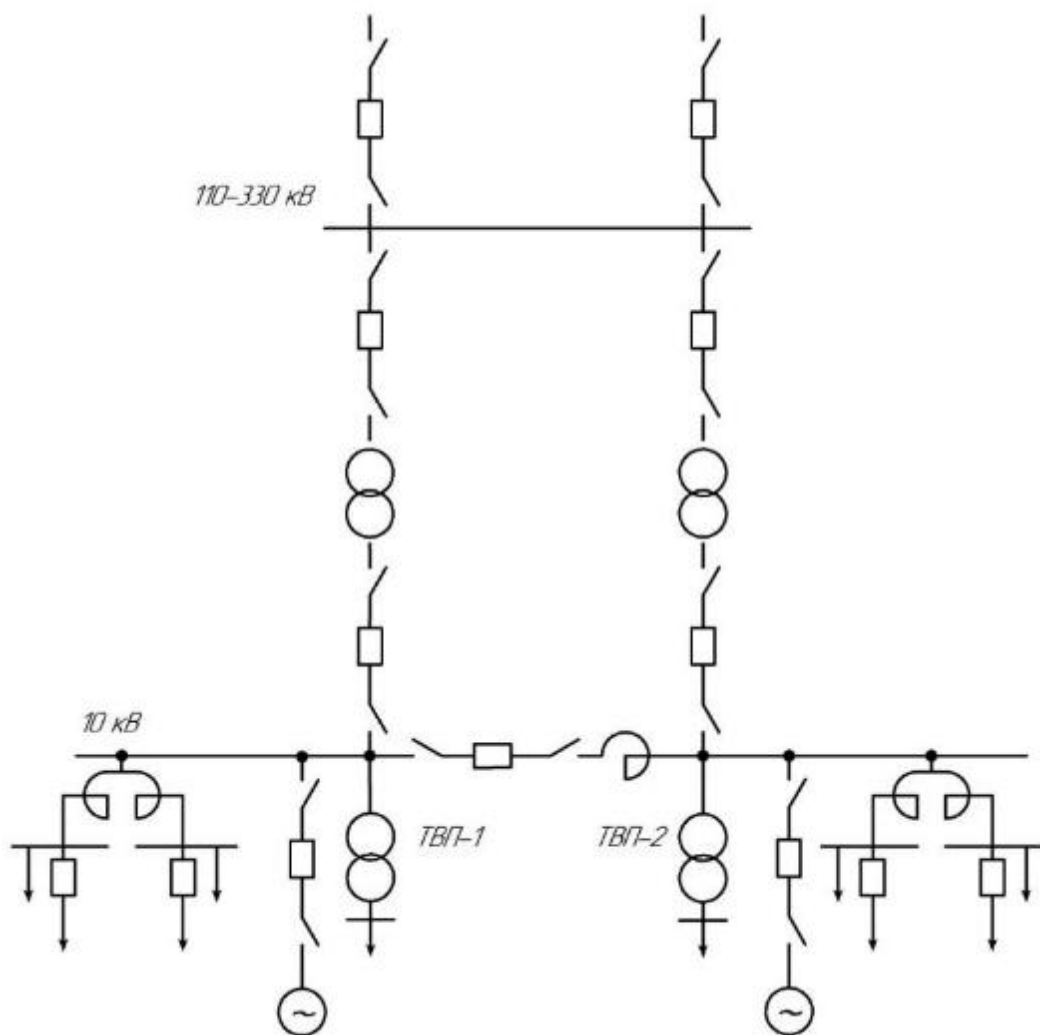


Рис. 2.12. Схема розподільчого пристрою 10 кВ теплової електростанції (ТЕЦ).

2.5. Розподільні мережі середньої напруги

Термін «середня напруга» (СН) зазвичай використовується для розподільних систем напругою вище 1 кВ і до 52 кВ. З технічних і економічних причин, напруга розподільних мереж середньої напруги рідко перевищує 35 кВ [23, 24].

У розділі, мережі, які працюють при 1000 В і менше, називаються мережами низької напруги (НН).

Підключення електроустановок до розподільної мережі середньої напруги завжди здійснюється за допомогою спеціалізованої підстанції, яку часто називають "головна підстанція" (ГП). Залежно від її розміру і точних критеріїв, зазвичай пов'язаних з навантаженнями (номінальну напругу, кількість, потужність, розташування і т.д.), установка може включати в себе додаткові трансформаторні підстанції. Розташування цих підстанцій ретельно підібрано для того, щоб оптимізувати бюджет щодо силових кабелів середньої і низької напруги. Вони надходять з головної підстанції через внутрішню розподільну мережу середньої напруги.

Як правило, більшість споживачів НН отримують живлення від понижувальних трансформаторів. Великі навантаження, такі як асинхронні двигуни понад 120 кВт, отримують живлення від мереж СН.

Понижуючі трансформатори можуть бути розташовані або в головній підстанції, або у вторинних підстанціях. Невеликі установки можуть включати в себе тільки один понижуючий трансформатор, встановлений на головній підстанції в більшості випадків.

Головна підстанція включає в себе п'ять основних функцій:

1. Функція 1: Підключення до мережі живлення СН;
2. Функція 2: Загальний захист установки;
3. Функція 3: Живлення і захист понижувальних трансформаторів, розташованих на підстанції;
4. Функція 4: Живлення і захист внутрішньої розподільної мережі СН;
5. Функція 5: Вимірювання.

Вимірювання можуть бути виконані на стороні СН, або на стороні НН. Вони можуть проводитися на стороні НН кожної установки, що включає один понижуючий трансформатор, за умови, що номінальна потужність трансформатора буде нижче порогових значень, встановлених оператором електроенергії.

На додаток до технічних вимог, конструкція як основної, так і допоміжних підстанцій, повинна відповідати місцевим стандартам і правилам [10], що стосуються захисту людей.

2.6. Основні вимоги до джерела живлення на середній напрузі і типових структурах

Характеристики електрообладнання (розподільних пристроїв, трансформаторів і т.д.), встановлених на підстанціях, приймаються, виходячи з номінальних значень напруги і струму розподільної мережі, яка живить установку:

1. U_r , номінальна напруга, діюче значення, кВ;
2. U_d , номінальна витримана напруга промислової частоти, діюче значення, кВ;
3. U_p : номінальна імпульсна напруга, пікове значення, кВ;
4. U_n , робоча напруга, діюче значення, кВ.

Оскільки номінальна напруга U_r вказує максимальне значення "найвищого значення напруги" в мережах, в яких дане обладнання може бути використано, реальні значення робочої напруги U_n в мережі повинні бути нижче значення номінальної напруги.

Номінальний робочий струм I_r , діюче значення, А.

Номінальний короткочасний витриманий струм I_k , діюче значення, кА.

Номінальний ударний струм I_p , пікове значення, кА.

На підставі описаних раніше вимог і основних правил, визначено чотири типи електричних установок для розподільних мереж СН [12].

На рис. 2.13 зображено один понижуючий трансформатор з вимірюванням на стороні НН;

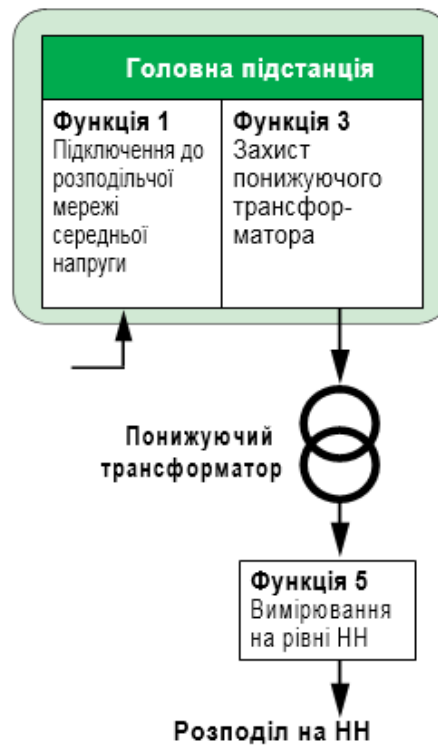


Рис. 2.13. Один понижуючий трансформатор з вимірюванням на стороні НН.

На рис. 2.14 зображено понижуючий трансформатор з вимірюванням на стороні СН (рис.).



Рис. 2.14. Один понижуючий трансформатор з вимірюванням на стороні СН.

Декілька понижуючих трансформаторів, розташованих в головній підстанції зображено на рис. 2.15.

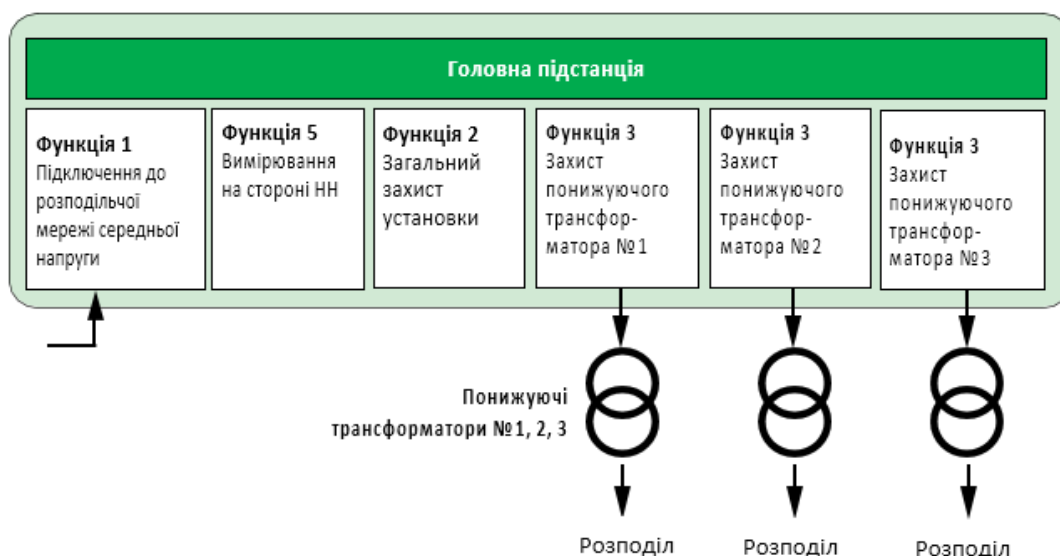


Рис.2.15. Декілька понижуючих трансформаторів, розташованих в головній підстанції.

Декілька допоміжних підстанцій, живляться від внутрішніх розподільних мереж СН (рис. 2.16).

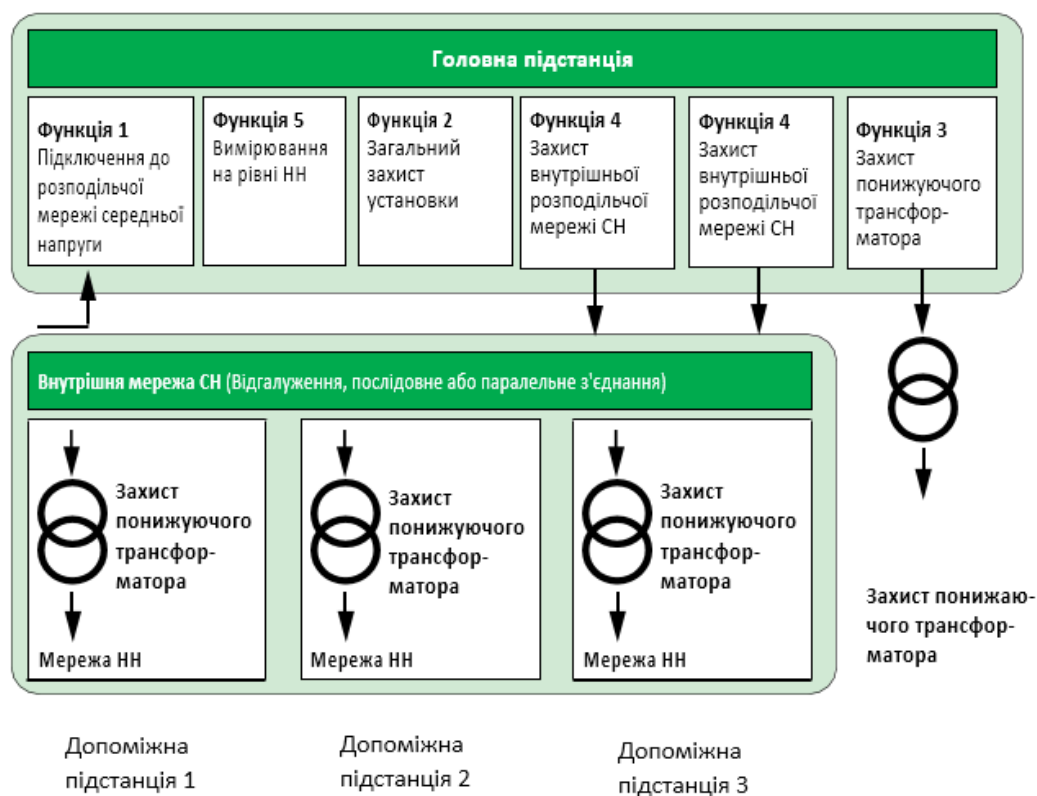


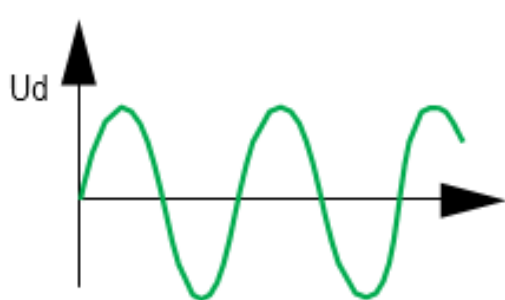
Рис.2.16. Декілька допоміжних підстанцій внутрішньої розподільної мережі СН.

Більшість понижуючих трансформаторів розташовані в допоміжних підстанціях. При необхідності, деякі з них можуть бути встановлені на головній підстанції.

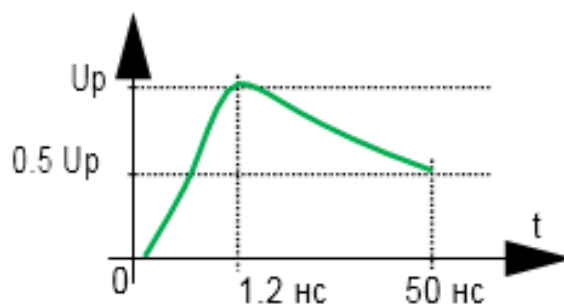
2.7. Середні напруги і значення струму відповідно до стандартів міжнародної електротехнічної комісії

Номінальні значення напруги відповідно до стандарту МЭК 60071-1 (Координація ізоляції. Частина 1. Визначення, принципи та правила) (див. рис. 2.17) [22]:

- U_r , номінальна напруга, діюче значення, кВ: це максимальне значення напруги, яке обладнання може витримати на постійній основі (24 кВ).
- U_d , номінальна випробувальна напруга промислової частоти, діюче значення, кВ протягом 1 хв: визначає рівень середньоквадратичної перенапруги, яке обладнання може витримати протягом 1 с (50 кВ).
- U_p : номінальна імпульсна напруга, пікове значення, кВ: визначає рівень грозових перенапруг, які обладнання може витримати (125 кВ).
- U_n : робоча напруга, діюче значення, кВ: це напруга, при якій працює розподільна мережа СН. Наприклад, деякі мережі працюють при $U_n = 20$ кВ. У цьому випадку повинні бути встановлені розподільні пристрої з номінальною напругою не менше 24 кВ.



а)



б)

Номінальна напруга

	20	7.2	60
	28	12	75
	38	17.5	95
	50	24	125
	70	36	170
U_d	U_r	U_p	

в)

Рис. 2.17. а) Номінальна випробувальна напруга промислової частоти, 50 Гц; б) Номінальна імпульсна витримана напруга; в) Приклади стандартних значень напруг: U_r , U_d , U_p (кВ).

Номинальні значення струму відповідно до стандарту МЕК 62271-1 (високовольтний комплектний розподільний пристрій):

- Номінальний робочий струм I_r , середньоквадратичне значення, А: це середньоквадратичне значення струму, яке обладнання може витримати на постійній основі, без перевищення верхньої межі температури, наведеного в стандартах (630 А).

- Номінальний короточасний витриманий струм I_k , середньоквадратичне значення, кА: це середньоквадратичне значення струму короткого замикання, яке обладнання може витримати протягом певного часу. I_k визначається в кА для 1 с, а іноді і 3 с. Використовується для визначення теплостійкості обладнання (12 кА).

- Номінальний ударний струм I_p , пікове значення, кА: це максимальне значення струму короткого замикання, яке обладнання може витримати. Використовується для визначення електродинамічної стійкості обладнання (30 кА).

2.8. Різні види джерел живлення СН

Залежно від типу мережі СН застосовуються такі способи організації подачі живлення [6, 23, 24]:

1. Радіальна схема електропостачання: 1 фідер.

Підстанція живиться від однієї лінії живлення з розподільним пристроєм СН (підземний кабель, або повітряна лінія). Цей метод забезпечує тільки одностороннє живлення (див. рис. 2.18 А і В). Він широко використовується для установок, що включають в себе один понижуючий трансформатор з вимірюванням на стороні НН. Він також може бути використаний без будь-яких обмежень для установок СН, що включають в себе кілька понижувальних трансформаторів або навіть внутрішню розподільну мережу СН. Підключення здійснюється за допомогою одного вимикача навантаження, пов'язаного з заземлювачем через повітряну або підземну кабельну лінію. Цей принцип може бути початковим кроком для двох інших способів підключення (кільцева схема і подвійна магістраль). Модернізація підстанції зазвичай здійснюється при необхідності її розширення установки, або збільшення допустимих навантажень.

Як правило, в сільських районах підстанція складається з столбового трансформатора без комутаційної апаратури СН або запобіжників.

Захисні і комутаційні пристрої розташовані на відстанні від трансформатора і зазвичай керують головною повітряною лінією, від якої відгалужуються кілька ліній енергопостачання абонентів.

2. Кільцева схема електропостачання: підключення до контура СН.

Підстанція підключена до контура (див. рис. 2.18, С) розподільної мережі середньої напруги. Лінійний струм проходить через підстанцію, що дає можливість постачати енергію двома різними способами.

При такій компоновці система має переваги в надійному джерелі живлення на основі двох зарезервованих фідерів середньої напруги.

Підключення здійснюється за допомогою двох незалежних вимикачів навантаження, кожен з яких пов'язаний з заземлювачем або підземним кабелем

заземлення. Цей метод використовується в основному для підземних розподільних мереж СН, які можна виявити в міських районах.

3. Подвійна магістраль електропостачання: паралельні фідери.

Два паралельних підземних кабелі використовуються для живлення підстанції. Кожен кабель підключений до підстанції за допомогою вимикача навантаження (див. рис. 2.18, D). Як уже згадувалося в описі радіальної і кільцевої схем, кабелі заземлення підключаються до заземлювачів, пов'язаним з вимикачами навантаження.

Два вимикача навантаження взаємно блокуються, а це означає, що тільки один роз'єднувач навантаження замкнутий в даний момент.

Цей принцип дає можливість жити підстанції за допомогою двох незалежних джерел, що забезпечують повне резервування.

У разі втрати живлення в установці один вимикач навантаження повинен бути включений, а другий повинен бути відключений.

Ця послідовність може бути виконана або вручну, або автоматично.

Цей метод використовується для живлення дуже важливих об'єктів, наприклад, лікарень. Він також часто використовується для густонаселених міських районів, які живляться за допомогою підземних кабельних ліній.



Рис. 2.18. Радіальна схема електропостачання: А - один фідер; В - один фідер з можливістю його розширення до кільцевої схеми або до паралельних фідерів.

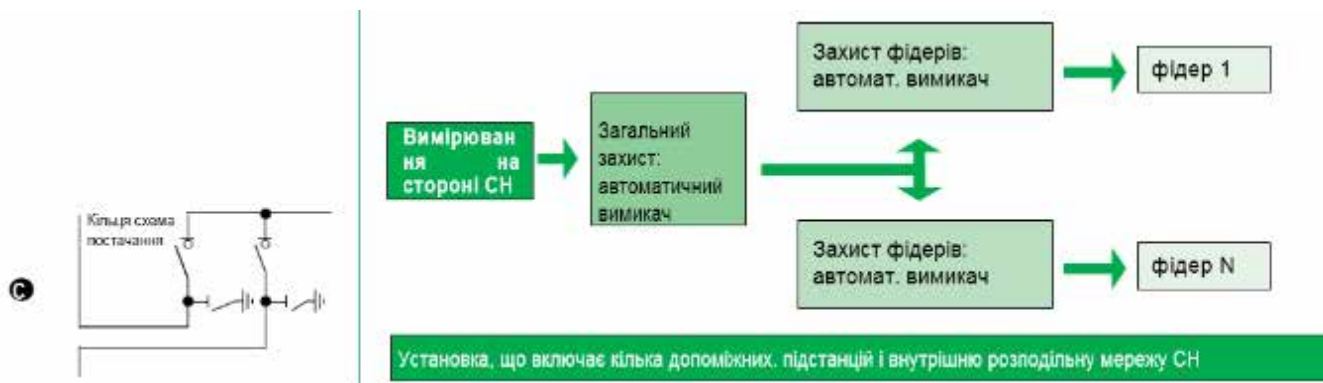


Рис. 2.18. С - кільцева схема електропостачання: підключення до контура СН.



Рис. 2.18. D - подвійна магістраль електропостачання.
Схема з паралельними фідерами.

2.9. Деякі практичні питання, що стосуються розподільних мереж СН

Повітряні лінії.

Погодні умови, наприклад, вітер, можуть призвести до з'єднання проводів і викликати міжфазне коротке замикання.

Перенапруга від удару блискавки може генерувати появу іскри на керамічних або скляних ізоляторах і викликати замикання фаз на землю.

Тимчасові контакти з рослинністю, наприклад, з деревами, також можуть призвести до замикання фази на землю.

Більшість цих аварій носять тимчасовий характер. Вони зникають з відключенням напруги. Це означає, що енергопостачання може бути відновлено через короткий час після відключення.

Таким чином, послідовність усунення пошкодження та відновлення напруги в повітряній лінії виглядає наступним чином:

- виявлення несправностей по міжфазному замиканню або замикання фаза-земля;
- спрацювання автоматичного вимикача, несправна лінія знеструмлена;
- відключення автоматичного вимикача.

Після повторного включення можливі дві ситуації:

- несправність була усунена від переривання напруги, тобто повторне включення пройшло успішно;
- лінія все ще несправна, знову спрацює автоматичний вимикач;
- може бути активовано кілька послідовних від'єднань в залежності від робочої мережі.

Якщо після виконання попередньо обраного числа повторних включень несправність як і раніше присутня, автоматичний вимикач блокується, і, отже, пошкоджена частина мережі залишається несправною до тих пір, поки пошкодження не буде локалізовано і усунуто.

Таким чином, можна значно поліпшити безперервність обслуговування повітряних мереж за допомогою автоматично повторного включення. Як правило, повторне включення вимикача налаштоване індивідуально для кожної повітряної лінії.

Підземні мережі.

Несправності підземних кабелів СН можуть виникати з таких причин:

- низька якість прокладки кабелю, відсутність механічного захисту;
- погана якість кінцевих кабельних муфт;
- пошкодження, викликані екскаваторами або інструментами, наприклад, відбійним молотком;
- перенапруга, що генерується ударами блискавки, на повітряній лінії, підключеної до підземних кабелів. Перенапруга може бути посиленою на рівні переходів між повітряними лініями і підземними кабелями, що викличе руйнування кінцевих кабельних муфт. Блискавковідводи, часто встановлюються в цих місцях, щоб обмежити ризик виникнення пошкоджень.

Як показує досвід, несправності підземних кабельних ліній бувають рідше, ніж аварії повітряних ліній. Але пошук місця і усунення причини їх виникнення незмінно займають більше часу.

Структура контуру (рис. 2.22), що включає в себе вимірювальну апаратуру, датчики, вимикачі навантаження-роз'єднувачі з мотор-редуктором, дозволяє протягом короткого періоду часу визначити несправний кабель, відключити його і відновити подачу живлення на підстанції в складі контуру.

Операції виявлення несправностей, відключення і відновлення живлення можуть автоматично виконуватися менш ніж за одну хвилину за допомогою спеціальних функцій, зазвичай інтегрованих в системи дистанційного керування і моніторингу мереж середньої напруги.

Пульт дистанційного керування і моніторингу для мереж середньої напруги (рис. 2.19) [12].

Дистанційне керування та контроль фідерів середньої напруги дозволяє зменшити втрату живлення внаслідок пошкодження кабелю, а також підтримувати швидко і ефективно реконфігурацію циклу.

Дистанційне керування з пульта диспетчеризації можливо тільки в тому випадку, якщо підстанції контуру укомплектовані автоматичними вимикачами навантаження-роз'єднувачами з мотор-редукторами і пристроями виявлення несправностей, з'єднаними з системою диспетчеризації. Електропостачання таких підстанцій може бути відновлено віддалено, в той час як для усунення аварій на інших підстанціях потрібні додаткові ручні операції.



Рис. 2.19. Диспетчерська на базі системи управління та збору даних SCADA.

Значення струмів замикання на землю в мережах середньої напруги (див. рис. 2.20 і 2.21) [19].

Значення струмів замикання на землю в розподільних мережах середньої напруги залежать від системи заземлення нейтралі СН. Ці значення повинні бути обмежені, щоб зменшити їх вплив, щоб уникнути таких явищ, як:

- пошкодження обладнання;
- тимчасові перенапруги;
- перехідні перенапруги;
- крокові напруга і напруга дотику.

Нейтраль в мережі СН може бути заземлена п'ятьма різними способами, в залежності від типу (резисторний, індуктивний) і значення (від нуля до нескінченності) повного опору Z_n , підключеного між нульовим проводом і землею:

- $Z_n = \infty$ в системі з ізолюваною нейтраллю;
- Z_n відноситься до опору з досить високим значенням;
- Z_n відноситься до реактивного опору, як правило, з низьким значенням;
- Z_n відноситься до компенсації реактивного опору, призначеного для компенсації ємності мережі;
- $Z_n = 0$: нейтраль глухозаземлена.

Струм I_{k1} замикання є сумою двох компонентів:

- струм нейтралі протікає через повний опір Z_n ;
- ємнісний струм протікає через ємності на землю.

	Способи заземлення нейтралі				
	Ізольова нейтраль	Опір	Реактивний опір	Компенсація реактивної потужності	Нейтраль глухо- заземлена
Пошкодження	Дуже низький	Низький	Низький	Дуже низька	Дуже висока
Тимчасові перенапруги	Висока	Середнє	Середнє	Середнє	Низький
Перехідні перенапруги	Висока	Низький	Висока	Висока	Низький
Крокова напруга і напруга дотику	Дуже низький	Низький	Низький	Низький	висока

Рис. 2.20. Вплив замикання фази на землю.

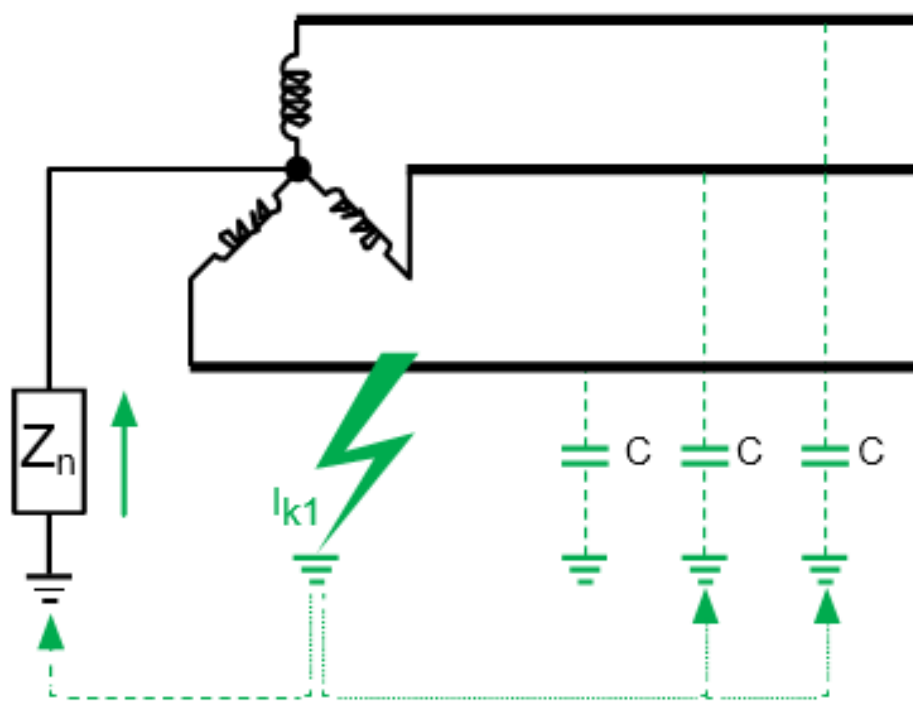


Рис. 2.21. Циркуляція струму замикання на землю.

Коли Z_n є повністю індуктивним, ці два струми спрямовані назустріч один одному, що означає, що індуктивний опір компенсує ємнісний струм. Якщо компенсація в нормі, поточне значення струму дорівнює нулю.

Контур середньої напруги (див. рис. 2.22) [19].

Контур середньої напруги, як правило, підключений до двох окремих первинних підстанцій. Він живить вторинні підстанції середньої / низької напруги, що живлять низьковольтну розподільну мережу і приватні електричні установки.

Вторинні понижуючі підстанції і ті, від яких підключаються приватні електричні установки, з'єднані послідовно за допомогою підземних кабелів.

Два вимикачі навантаження використовуються для підключення кожної вторинної підстанції. Контур зазвичай розімкнений, а всі вимикачі навантаження ввімкнені, за винятком одного.

У разі несправності між вимикачами А і В, автоматичний вимикач С спрацьовує. Дві підстанції S1 і S2 знеструмлені. Відновлення живлення на всіх підстанціях реалізується в такий спосіб:

1 - при порушенні ізоляції кабелю відбувається розмикання силових вимикачів А і В;

2 - вимикач D замкнутий;

3 - повторне замикання вимикача С. Розрив ланцюга знаходиться між S1 і S2.

Ця послідовність від'єднання несправного кабелю з подальшим відновленням енергопостачання може виконуватися вручну операторами мережі СН або автоматично, за допомогою спеціальних функцій, вбудованих в систему дистанційного моніторингу та контролю мереж середньої напруги.

Ручні операції, як правило, займають багато часу, тоді як автоматичне відновлення живлення може бути виконано менш ніж за одну хвилину за допомогою системи дистанційного керування. Ці автоматичні функції доступні в будь-якій системі управління, тільки потрібне відповідне обладнання контуру:

1. Пристрої виявлення несправностей на обох кінцях підземних кабелів;
2. Вимикач-роз'єднувач з мотор-редуктором;
3. Термінал дистанційного керування на кожній вторинній підстанції з наступними функціями:

- моніторинг датчиків несправностей і вимикачів навантаження;
- контроль локального устаткування;
- команди для вимикачів навантаження;
- зв'язок з пультом дистанційного керування і центром моніторингу;

4. Допоміжне джерело живлення постійного струму на кожній підстанції.

Як було описано вище, більшість контурів історично обладнані вимикачами навантаження і захищені на кожному кінці тільки за допомогою автоматичних вимикачів, розташованих в головних понижуючих підстанціях. У разі несправності, всі споживачі, підключені до несправного фідера знеструмлені. Але насправді споживачі, підключені вище по мережі від місця аварії, можуть не вимикатися.

Додавання автоматичних вимикачів, розташованих в потрібному місці і пов'язаних з відповідними реле захисту, може призвести до зниження числа споживачів, відключених у разі несправності.

Наприклад, контур при використанні двох додаткових вимикачів ділиться на чотири незалежні секції. Припустимо, розрив лінії розташований між двома додатковими вимикачами. У разі несправності в секції, обмеженої цими двома

вимикачами, тільки частина вторинних підстанцій, підключених до секції, буде відключена, всі інші залишаться під напругою.

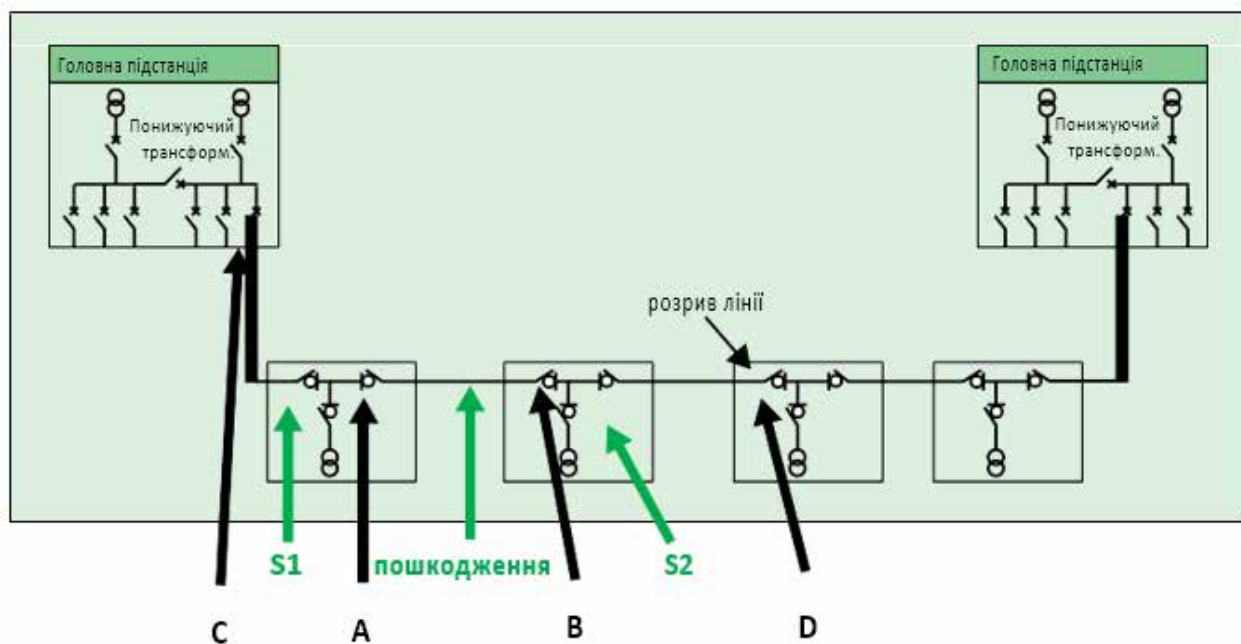


Рис. 2.22. Конфігурація і операції у відкритому контурі.

Розподільні понижуючі підстанції можуть встановлюватися в громадських місцях, таких як парки, житлові райони або в приватних володіннях. У цьому випадку персонал енергопостачальної організації повинен мати необмежений доступ до підстанції. Ця вимога зазвичай забезпечується установкою підстанції таким чином, щоб стіна з дверима, через яку відбувається доступ персоналу, розташовувалася на кордоні приватних володінь.

Різні типи підстанцій.

За типом установки підстанції можуть бути:

- внутрішньої установки в будівлі, в окремому приміщенні;
- зовнішньої установки, в спеціально призначеному для цього корпусі, в який поміщається обладнання внутрішньої установки;
- зовнішньої установки, без корпусу;
- стовпові.

Підстанція зовнішньої установки.

Типове розташування обладнання в понижувальній підстанції.

На рис. 2.23. і 2.24. [12] показано типове розташування обладнання, рекомендоване для підстанції з урахуванням вимірювань на стороні НН.

Примітка: при використанні сухих трансформаторів з ізоляцією з епоксидної смоли (з «литою» ізоляцією) протипожежний маслозбірник не застосовується. Однак необхідно передбачити періодичну чистку.

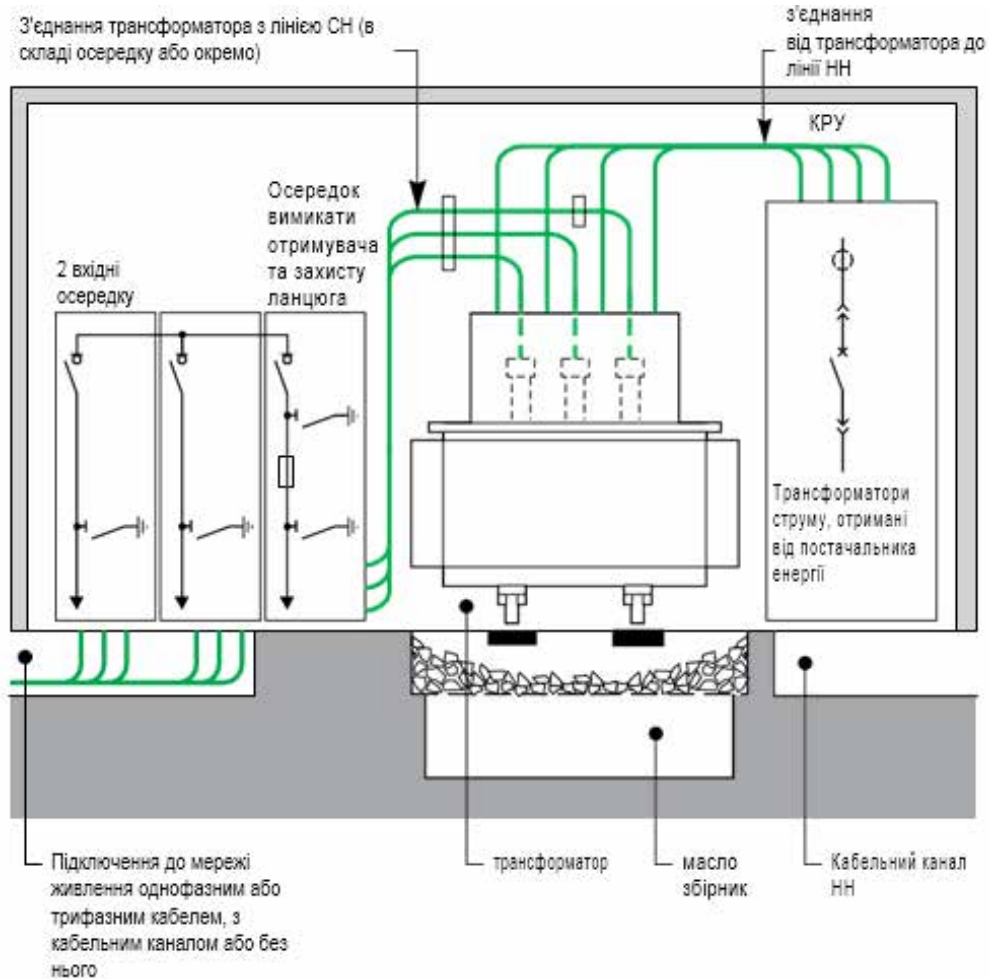


Рис. 2.23. Типове розташування обладнання понижувальної підстанції з урахуванням вимірювань на стороні НН.

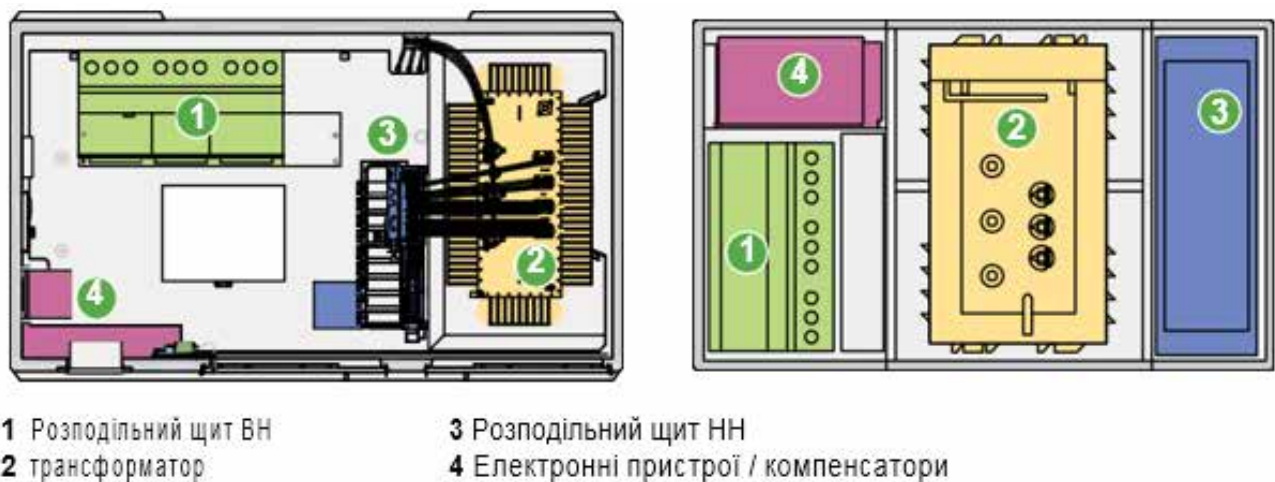


Рис. 2.24. Приклади загального розташування обладнання понижувальної підстанції з урахуванням вимірювань на стороні НН, вид зверху.

Підключення до мережі живлення і з'єднання між обладнанням СН і НН.

Приєднання до мережі СН проводиться енергопостачальною організацією, і вона несе за це відповідальність.

З'єднання між високовольтним КРП і трансформаторами можуть бути виконані:

- короткими мідними шинами, де трансформатор поміщається у відсік, який утворює частина високовольтного КРП;
- однофазними екранованими кабелями з синтетичною ізоляцією з можливим використанням прямого кабельного вводу трансформатора.

З'єднання між низьковольтними кабельними вводами трансформатора і розподільних пристроїв низької напруги можуть бути виконані:

- однофазними кабелями;
- мідними шинами (круглого або прямокутного перерізу) з термоусадочною ізоляцією.

Рекомендується використовувати шинопроводи для підключення трансформаторів, що вимагають більше п'яти одиночних кабелів низької напруги паралельно в одній фазі.

Підключення п'яти одножильних кабелів до однієї фази з рівною часткою струму в кожному кабелі є нездійсненним.

Заземлюючі контури.

Для забезпечення безпеки персоналу на підстанції повинна бути передбачена еквіпотенціальна система, що відповідає наступним рекомендаціям:

- створення заземлюючого електрода під підстанцією за допомогою мідних електродів;
- підключення захисних провідників до всіх відкритих провідних частин установки:
 - корпусів електрообладнання;
 - екранів кабелів СН;
 - корпусу трансформатора;
 - металевим дверям і т.д.;
- підключення всіх захисних провідників до однієї спільної точки;
- з'єднання загальної точки захисних провідників і арматурних стержнів бетонної плити, встановленої під підстанцією, з зовнішніми заземлюючими електродами.

Освітлення.

Енергопостачання ланцюгів освітлення може бути виконано від точки, розташованої вище або нижче по ланцюгу головного вхідного автоматичного вимикача НН. Відповідні перемикачі LS повинні забезпечувати захист низьковольтних ланцюгів освітлення.

Належним чином повинні бути освітлені:

- рукоятки управління обладнанням;
- механічні індикатори стану електрообладнання;
- вся інформація, що відображається на індикаторах і на реле захисту;
- всі вказівні таблички з експлуатації і забезпечення безпеки.

З міркувань безпеки рекомендується встановити систему аварійного освітлення, забезпечену акумуляторними батареями.

Устаткування для забезпечення безпеки.

Відповідно до місцевих правил безпеки підстанція повинна бути оснащена:

1. Засобами забезпечення безпечної експлуатації підстанції:

- ізольованою підставкою;
- діелектричним килимком;
- парою діелектричних рукавичок, які зберігаються в спеціальному конверті;

- показником напруги для використання на високовольтному обладнанні;

2. Пристроями протипожежного захисту;

3. Попереджувальними і вказівними табличками по:

- експлуатації підстанції;
- безпеці персоналу;
- надання першої допомоги потерпілим від ураження електричним струмом.

Підстанції зовнішньої установки.

Комплектна підстанція заводського виготовлення для зовнішньої установки.

Комплектні понижуючі підстанції зовнішньої установки (див. рис. 2.25) [12] відповідають вимогам стандарту МЕК 62271-202.

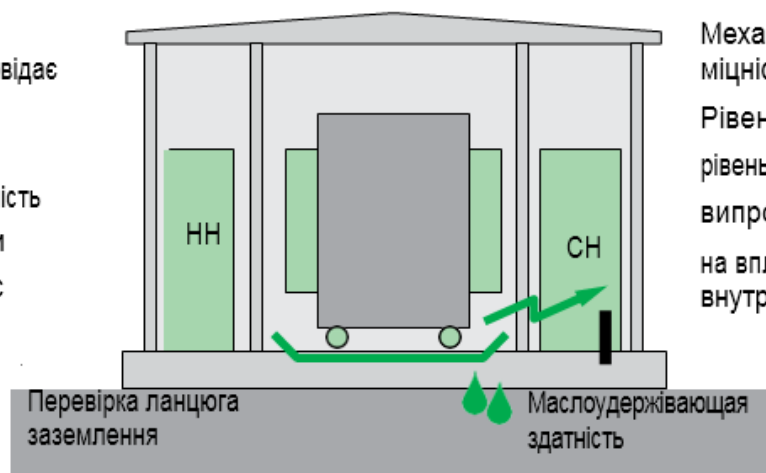
Всі комплектні підстанції зовнішньої установки піддаються таким випробуванням і перевіркам:

- ступінь захисту;
- температурний клас;
- незаймисті матеріали; v механічна міцність корпусу; v рівень шуму;
- рівень ізоляції;
- випробування на вплив внутрішньої дуги;
- перевірка ланцюга заземлення;
- оливоутримуюча здатність;
- функціонування підстанції.

Основні переваги. Комплектні підстанції є оптимальне рішення з наступними перевагами:

- скорочення часу поставки;
- невеликий обсяг будівельних робіт;
- легкий монтаж;
- швидке введення в експлуатацію.

Обладнання, що використовується відповідає стандартам МЕК:
 Ступінь захисту
 Електромагнітна сумісність
 функціональні тести
 температурний клас
 незаймисті матеріали



Механічна міцність корпусу:
 Рівень шуму
 рівень ізоляції
 випробування на вплив внутрішньої дуги

Рис. 2.25. Типи випробувань підстанції відповідно до вимог стандарту МЕК 62271-202.

Стандарт МЕК 62271-202 визначає вимоги для двох типів підстанцій зовнішньої установки (див. рис. 2.26) [12]: з доступом людей і без доступу людей.



Рис. 2.26. Підстанції з доступом і без доступу людей.

Підстанції можуть бути розташовані на рівні землі, мати напівпідземну або підземну конструкцію, як показано на рис. 2.27 [12].

Відкрита підстанція зовнішньої установки (див. рис. 2.28) [12].

Відкриті підстанції широко поширені в деяких країнах і забезпечуються захистом від атмосферних впливів. Такі підстанції входять, як правило, в кільцеві схеми СН і включають в себе наступне обладнання:

- два вступних функціональних блоки для приєднання підстанції до мережі живлення;
- один функціональний блок для живлення і захисту трансформатора СН / НН, зазвичай представлений автоматичним вимикачем;
- один понижуючий трансформатор СН / НН;

- один розподільний щит НН.

Корпуси силового трансформатора і розподільного щита є спеціально виконаними для зовнішньої установки.

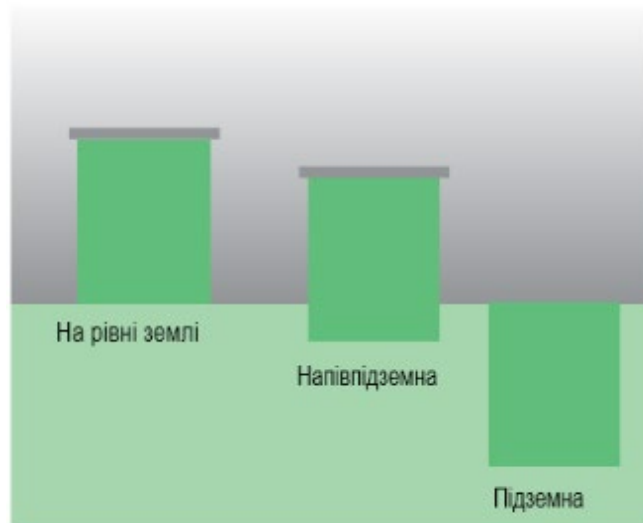


Рис. 2.27. Три типи конструкції підстанцій зовнішньої установки.

Трансформаторна стовпова підстанція.

Галузь застосування. Ці підстанції використовуються, в основному, для живлення окремих сільських споживачів від повітряних розподільних мереж СН.

Конструкція. Підстанція даного типу включає в себе (див. рис. 2.30) [12]:

- Один стовповий силовий трансформатор СН / НН, до якого, відповідно до місцевих правил, можуть бути підключені наступні пристрої:
 - вимикач навантаження;
 - набір з трьох запобіжників;
 - набір з трьох розрядників.
- Автоматичний вимикач ланцюга НН;
- Заземлюючий електрод, підключений до обладнання за допомогою провідника.

Підстанція повинна бути розташована таким чином, щоб були забезпечені вільний доступ персоналу і можливість проведення вантажно-розвантажувальних операцій.



а)

б)

Рис. 2.28. На рівні землі (а), напівпідземна (б).



Рис. 2.29. Підстанція зовнішньої установки без корпусу.

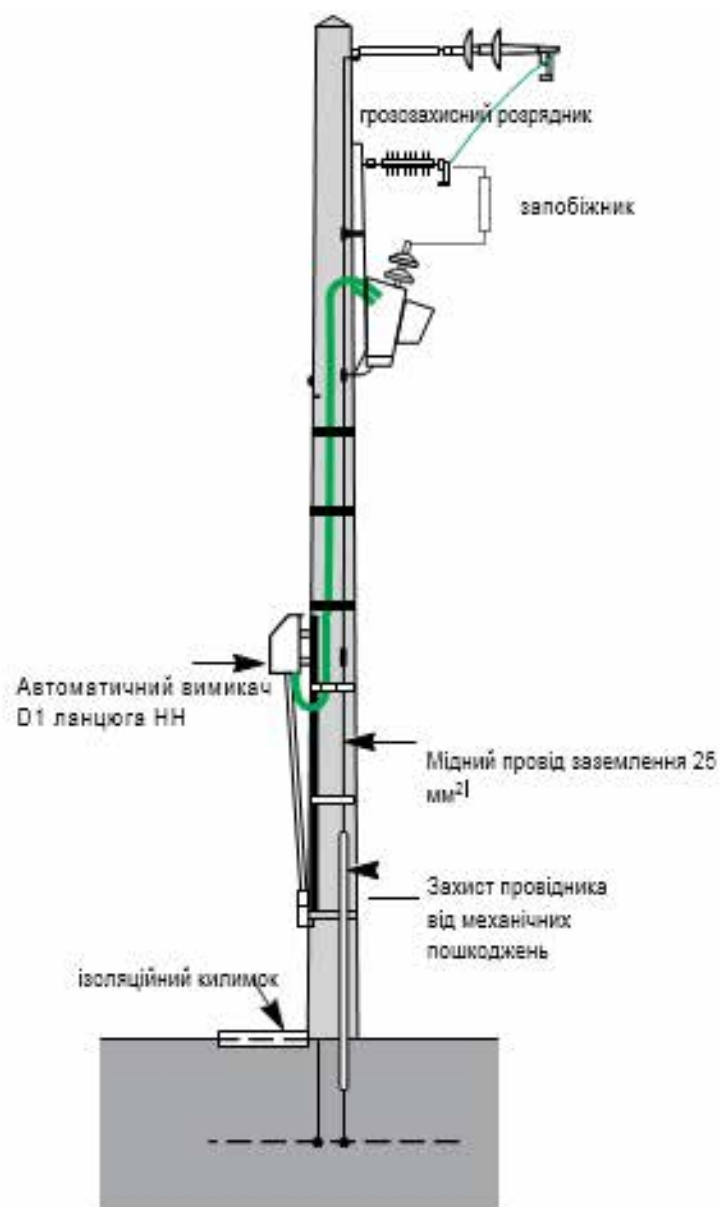


Рис.2.30. Трансформаторна стовпова підстанція.

2.10. Послідовність створення нової підстанції

Великі споживачі електроенергії, як правило, живляться від мережі середньої напруги.

У мережах низької напруги на 120/208 В (3 фази, 4 проводи), навантаження в 50 кВА може вважатися «великим», тоді як в 3-фазній мережі на 230/400 В споживач може мати навантаження, що перевищує 100 кВА. Обидва типи мереж низької напруги широко застосовуються у всьому світі.

Стандарт МЕК рекомендує використовувати в якості «основного» стандарту напругу 230/400 В для трифазних чотирипровідних мереж. Це компромісний рівень, який дозволить існуючим мережам, що працюють на напрузі 220/380 В і 240/415 В або з наближеними до них значеннями, відповідати стандарту, регулюючи РПН навантаження для розподільних трансформаторів СН / НН.

Вибір найбільш гідного рівня напруги нової електроустановки залежить від параметрів електричної мережі, до якої установка, як передбачено, має бути підключена.

Рішення ґрунтується головним чином на двох критеріях:

1. Відстань до первинної підстанції, від якої буде відбуватися електропостачання;
2. Повна потужність, споживана установкою.

Інші критерії, такі як коефіцієнт готовності електропостачання, також приймаються до уваги.

Рішення вибору мережі живлення низької або середньої напруги буде залежати від місцевих умов і правил, описаних вище, і звичайно приймається постачальниками енергії для даного району.

Коли ухвалено рішення про живлення від високовольтної мережі, є два широко поширених методи дій:

1 - Постачальник електроенергії будує стандартну підстанцію близько до місця розташування споживача, але понижуючі трансформатори розташовані всередині приміщень споживача, близько до центру навантаження.

2 - Споживач сам будує і оснащує підстанцію на власній території, до якої постачальник енергії проводить підключення високовольтної лінії.

При першому методі постачальник енергії володіє підстанцією, кабелями, що ведуть до трансформатора, самим трансформатором і приміщенням для його розміщення, куди постачальник має необмежений доступ.

Приміщення для трансформатора споруджується споживачем (згідно з планами і вимогами, наданими постачальником) і включає в себе маслорозводи, стіни і стелі, вентиляцію, освітлення та системи заземлення в протипожежному виконанні. Все це повинно бути схвалено представником постачальника.

Структура тарифів покриває узгоджену частину витрат, необхідних для надання послуг.

Незалежно від обраного методу, при розробці концепції та реалізації проекту повинні застосовуватися одні і ті ж принципи. Примітки нижче відносяться до другого методу.

Наступні рекомендації відносяться тільки до будівництва підстанції власником електроустановки.

Попередня інформація.

У більшості випадків проект будівництва нової підстанції повинен бути представлений до будь-яких подальших детальних досліджень з метою утвердження операційної мережі СН, яка буде постачати підстанцію. Перелік інформації, що надається для затвердження, може бути результатом попередніх обговорень з мережевою компанією.

Максимальна очікувана потужність (кВА). Два фактори, пов'язаних з навантаженнями використовуються в запропонованому способі:

1. коефіцієнт використання устаткування (k_u);
2. коефіцієнт одночасності навантаження (k_s).

Плани території із зазначенням висотних відміток і місця запропонованого розміщення підстанції.

Наступна інформація, яка може знадобитися:

- ✓ положення підстанції з урахуванням смуги руху;
 - ✓ місце підстанції всередині установки;
 - ✓ розпорядження, передбачені для необмеженого доступу обслуговуючого персоналу;
 - ✓ креслення із зазначенням чіткого розташування електроустаткування (розподільний щит СН, трансформатори, вимірювальні прилади)
 - ✓ прокладка кабелів середньої напруги;
 - ✓ однолінійна схема і тип захисту від міжфазних коротких замикань і замикань на землю;
 - ✓ основні характеристики електрообладнання;
 - ✓ рішення, передбачені для компенсації реактивної потужності;
 - ✓ принцип системи заземлення;
 - ✓ наявність в установці генератора працюючого паралельно з мережею СН
- і т.д.

Необхідна ступінь безперервності живлення.

Споживач повинен оцінити наслідки тривалості перерви електропостачання з точки зору:

- ✓ безпеки персоналу;
- ✓ впливу на навколишнє середовище;
- ✓ збереження обладнання;
- ✓ виробничих втрат.

Споживач повинен вказати мережевій організації допустимий час в перерві електропостачання.

Інформація та вимоги мережевої організації.

На підставі інформації, наданої споживачем, організація повинна надати свою пропозицію, її зобов'язання і її власні вимоги, що стосуються підключення до підстанції:

- ✓ рівень напруги;
- ✓ електропостачання по ПЛ;

- ✓ електропостачання по КЛ;
- ✓ схему електропостачання (радіальна, магістральна, кільцева);
- ✓ номінальні значення напруги;
- ✓ номінальне значення струму;
- ✓ подробиці щодо застосовного тарифу і виставлення рахунків за електричну енергію;
- ✓ коментарі по кресленнях і інформації, наданої споживачем;
- ✓ конкретні вимоги, що пред'являються до підстанції.

При детальному розгляді підстанції необхідно враховувати всі ці параметри і вимоги.

Введення в експлуатацію, випробування, електропостачання.

На вимогу місцевої влади, пусконаладжувальні випробування і перевірки повинні бути успішно завершені, щоб отримати дозвіл на електропостачання нової установки.

Наступні випробування і перевірки, як правило, є обов'язковими і застосовуються до всієї установки:

- ✓ перевірка на те, що головна підстанція відповідає всім вимогам електропостачальної організації;
- ✓ вимірювання опору заземлюючого пристрою;
- ✓ електрична безперервність всіх еквіпотенційних і сполучних провідників;
- ✓ огляд і функціональне тестування всіх компонентів мережі СН;
- ✓ випробування міцності ізоляції розподільних пристроїв і трансформаторів;
- ✓ перевірка і випробування деталей установки НН;
- ✓ перевірка механічних і електричних з'єднань;
- ✓ перевірка релейного захисту;
- ✓ інші додаткові випробування і перевірки, які можуть бути необхідні.

Як тільки видається офіційний документ відповідності, електропостачальна організація виконує подачу напруги на установку.

РОЗДІЛ 3 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ

3.1. Призначення та конструктивне виконання регулювання напруги

Силові трансформатори розрізняються за призначенням, кількістю фаз, кількістю обмоток, за способом охолодження, за схемою з'єднання [12].

За призначенням: трансформатори розподіляються на: силові загального призначення, що здійснюють перетворення енергії однієї напруги в енергію іншої напруги та спеціальні (зварювальні, тягові та ін.).

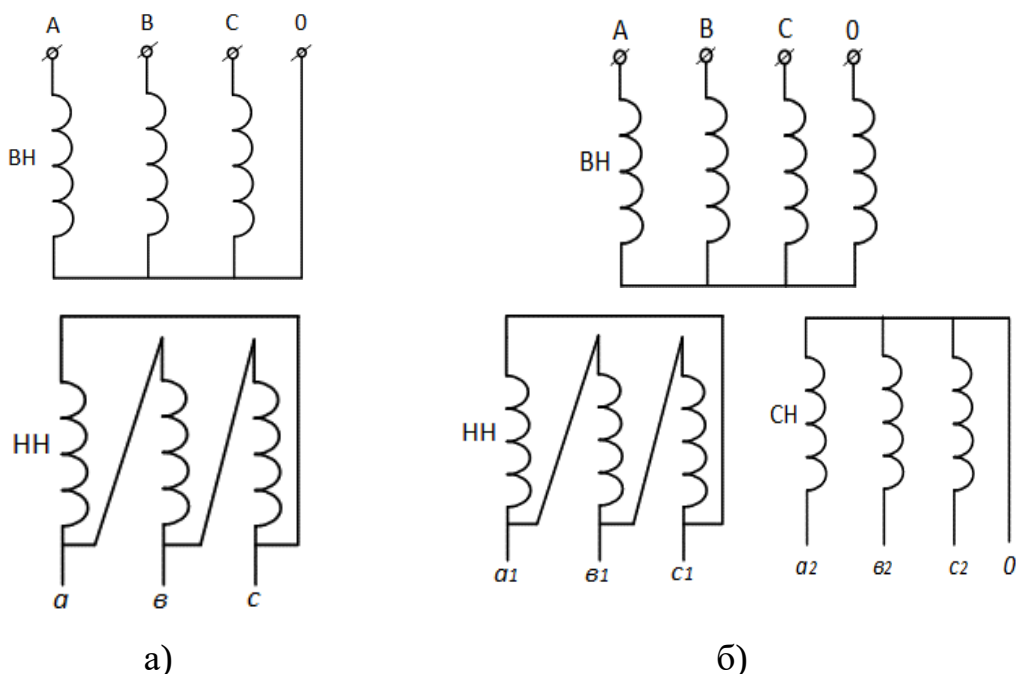
За кількістю фаз: однофазні, трифазні та багатофазні (спеціальні).

Найбільш поширені в електромережах трифазні трансформатори, в яких втрати на 12-15% менші, ніж в однофазних. Однофазні використовуються тільки великої потужності, коли трифазні обмежуються транспортуванням (1150, 750 кВ).

За кількістю обмоток: двообмоткові і триобмоткові ВН (високої напруги) - НН (низької напруги), ВН-СН (середньої напруги) - НН відповідно (рис. 3.1).

Використовуються також трансформатори з розщепленою обмоткою як правило низької напруги. При цьому обмотка НН (низької напруги) складається із двох або більше паралельних обмоток ізольованих одна від одної і від заземлених частин.

Трансформатори з розщепленою обмоткою часто застосовуються на електростанціях для підключення кількох генераторів до одного трансформатора.



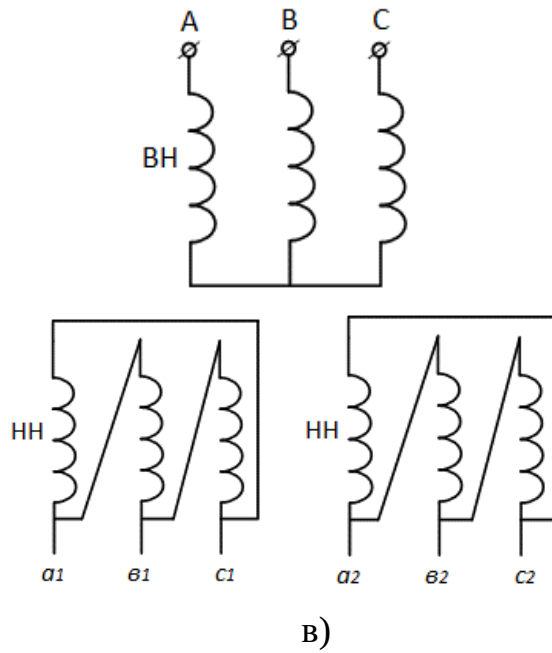


Рис. 3.1. Типи з'єднань силових трансформаторів: а) – двообмоткових; б) – триобмоткових; в) – з розщепленою обмоткою.

За групами з'єднання обмоток (рис. 3.2), які характеризують зсув фаз ЕРС первинної та вторинної обмотки. За рахунок різного з'єднання обмоток можна отримати 12 груп, але в основному використовуються нульова і 11.

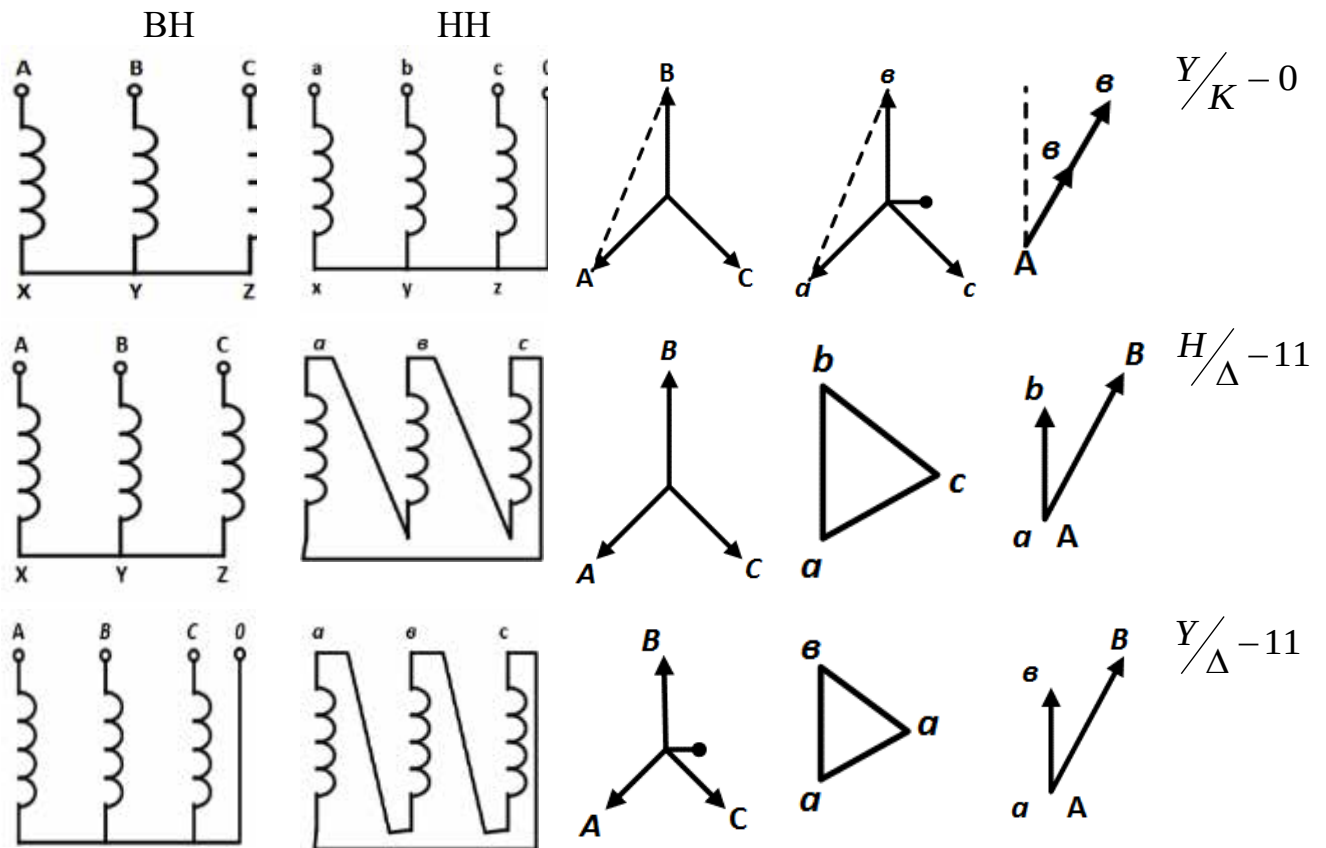


Рис.3.2. Групи з'єднань обмоток силових трансформаторів.

З'єднання в зірку обмоток ВН дозволяє ізоляцію обмоток виконати на фазну ЕРС, що в $\sqrt{3}$ менше лінійної.

Виконання обмоток низької напруги при з'єднанні у трикутник дозволяє зменшити їх переріз в $\sqrt{3}$ раз з розрахунку фазного струму.

За способом охолодження: силові трансформатори розподіляються на наступні групи:

1. Сухі трансформатори – в яких основним ізоляційним середовищем є твердий діелектрик, а охолоджувальним повітря. Виготовляються з природнім повітрям охолодженням, з повітряним примусовим обдувом, а також в захищеному та герметичному виконанні.

2. Масляні трансформатори – в яких ізоляційним та охолоджувальним середовищем є трансформаторне масло. Такі трансформатори можуть мати природнє масляне охолодження: масляне з обдувом і природньою циркуляцією масла; масляно-водяне з природньою циркуляцією масла та масляно-водяне з примусовою циркуляцією масла.

3. Трансформатори з заповненням негорючим рідким діелектриком з природнім охолодженням та з додатковим обдувом.

3.2. Конструкція силових трансформаторів

Головними конструктивними елементами силових трансформаторів є: магнітна система (магнітопровід), обмотки, ізоляція, виводи, бак, система охолодження, механізм регулювання напруги, захисні та вимірювальні пристрої.

Магнітна система – призначена для замикання в ній основного магнітного потоку і є конструктивною, і механічною основою трансформатора. Конструкція трансформатора визначає його масу і габарити, а якість сталі – економічність роботи. Магнітопровід виконується із окремих листів електротехнічної сталі відділених один від одного ізоляцією (лаком) для зменшення вихрових струмів, від величини яких залежить втрата в сталі.

Конструкцією магнітопроводи розподіляються на два типи: стержневі і броньові. Броньові практично не використовуються у нашій країні, розглянемо лише стержневі трансформатори (рис.3.3).

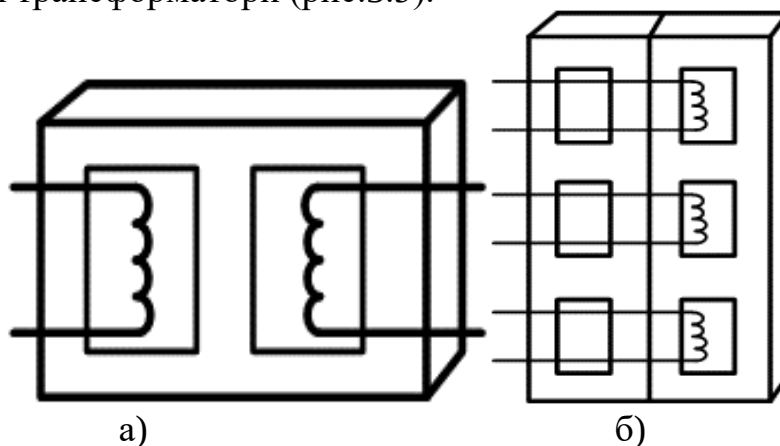


Рис. 3.3. Конструкція магнітопроводи силових трансформаторів:
а) – стержневі; б) – броньові.

Магнітопровід і його конструктивні деталі складають основу трансформатора, на якій встановлюються обмотки і закріплюються провідники, які з'єднують обмотки з виводами. Все це складає активну частину трансформатора.

Обмотки можуть бути концентричними і чергуючими (рис. 3.4).

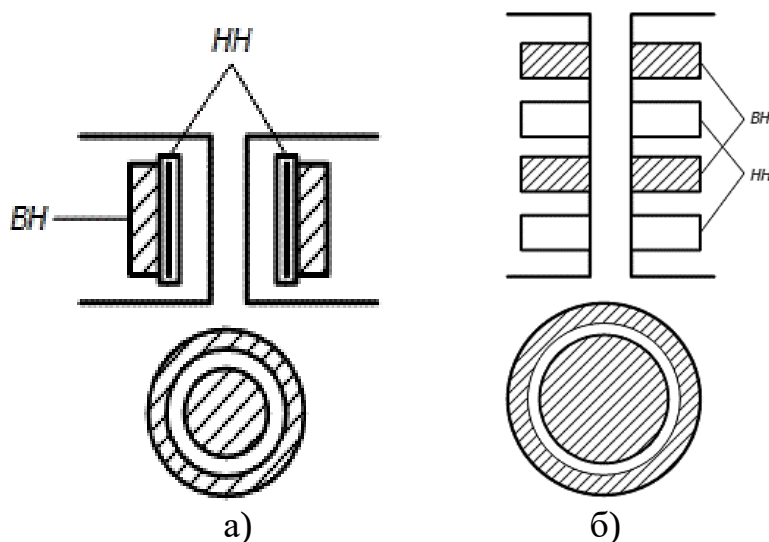


Рис. 3.4. Види обмоток трансформаторів: а) – концентричні; б) – чергуючі.

Обмотки трансформаторів повинні мати достатню електричну та механічну міцність, витримувати без пошкоджень комутаційні і атмосферні перенапруги та електродинамічні зусилля при КЗ.

Провідники обмоток виконуються з міді та алюмінію. З алюмінієвими обмотками виконуються трансформатори потужністю не більше 6300 кВА. (6,3 МВА). Провід обмоток ізолюється частіше всього спеціально обробленим папером, що має високу електричну міцність і витримує високу температуру.

Приєднання обмоток трансформатора до мережі виконується через вводи, які складаються із струмопровідних частин (стержень або труба), фарфорової оболонки, яка в виводах високої напруги заповнюється маслом та опорного фланця. Виводи встановлюються на кришці бака – нижня частина всередині бака в маслі, верхня на повітрі.

Активна частина трансформатора з виводами та пристроєм для регулювання напруги знаходиться у баку з маслом. Бак може мати радіатор (ребра) для охолодження, або труби для потужних трансформаторів.

При роботі трансформатора обмотки і магнітопровід нагріваються і тепло передається маслу, що від нагріву розширюється. Надлишок масла переходить у розширювач, який має форму циліндра і з'єднаний з баком трубопроводу. Для захисту масла від вологи, яка знижує його ізоляційні властивості, розширювач зв'язаний з навколишнім середовищем через селікогеновий фільтр – повітроосушувач.

Для запобігання вибуху трансформатора при міжвиткових КЗ баки трансформаторів забезпечуються спеціальною трубою, отвір якої закритий

сталевою або скляною мембраною. При різкому збільшенні об'єму масла (міжвиткові КЗ) масло вибиває мембрану і виливається із баку.

Для контролю за роботою трансформатора передбачаються контрольно-вимірювальні та захисні пристрої-масловказівники, термометри і реле низького рівня масла та газове реле.

3.3. Параметри силових трансформаторів

Кожен трансформатор розраховується на довготривалу безперервну роботу при номінальному режимі – тобто при номінальних значеннях напруги, частоти, навантаження та охолодження.

Номінальна потужність трансформатора вказується у заводському паспорті. Це та потужність на яку безперервно може бути завантажений трансформатор при номінальній напрузі та номінальній температурі охолодження.

Номінальна потужність триобмоткового трансформатора – це потужність кожної обмотки, як правило, для всіх обмоток однакова.

Таблиця 3.1

Лінійка потужностей трансформаторів, кВА				
10	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300
10000	16000	25000	40000	63000
100000	160000	250000	400000	630000
Додатково	80000	125000	200000	320000
	500000	800000	1000000	

Номінальна потужність однофазних трансформаторів в трифазній системі складає 1/3 номінальних потужностей, приведених вище.

Номінальна напруга трансформатора вказується в паспорті для кожної обмотки при Х.Х. трансформатора. При навантаженні і номінальній напрузі обмотки ВН, напруга на виході інших обмоток буде меншою на втрати напруги в них.

Коефіцієнт трансформації двообмоткового трансформатора визначається як:

$$K_m = \frac{U_{ном\ ВН}}{U_{ном\ НН}} = \frac{W_{ВН}}{W_{НН}} ; \quad (3.1)$$

Для триобмоткових трансформаторів (рис. 3.5).

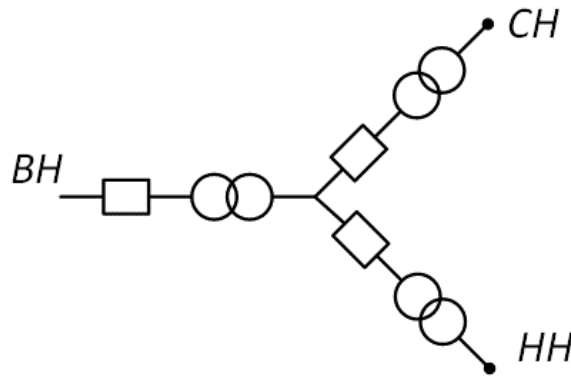


Рис. 3.5. Схема заміщення триобмоткового трансформатора.

Якщо коефіцієнт трансформації ВН складає: $K_{mBH} = 1$, то

$$K_{mCH} = \frac{U_{ном\ BH}}{U_{ном\ CH}}; \quad K_{mHH} = \frac{U_{ном\ BH}}{U_{ном\ HH}} \quad (3.2)$$

Номінальні струми також вказуються у заводському паспорті і визначаються відповідно як:

$$I_{номBH} = \frac{S_{ном\ BH}^*}{U_{ном\ BH}^*}; \quad I_{номCH} = \frac{S_{ном\ CH}^*}{U_{ном\ CH}^*}; \quad I_{номHH} = \frac{S_{ном\ HH}^*}{U_{ном\ HH}^*}. \quad (3.3)$$

Напруга короткого замикання (U_k) – це напруга при підведенні якої до однієї із обмоток при закороченій іншій (але розімкненій третій для триобмоткових трансформаторів) виникає струм рівний номінальному.

Напруга КЗ визначає спад напруги в трансформаторі і характеризує повний опір його обмотки. Триобмоткові трансформатори характеризуються трьома значеннями U_k у %.

Струм XX ($i_{x.x.}$) – характеризує активні і реактивні втрати в сталі і виражається в % $I_{ном}$.

Показники економічної роботи трансформатора – це *втрати в сталі* $\Delta P_{x.x.}$ та *втрати в міді* $\Delta P_{K.з.}$.

Всі вище наведені параметри використовуються при визначенні параметрів заміщення трансформаторів (рис. 3.6).

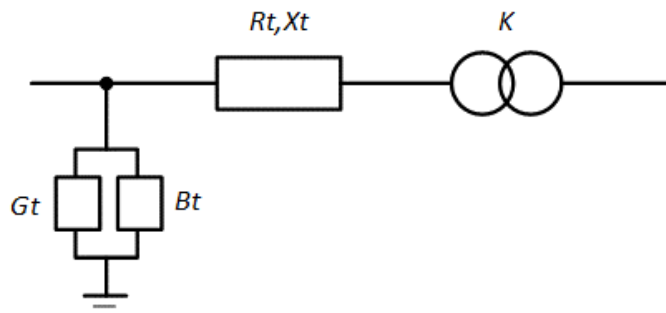


Рис. 3.6. Схема заміщення трансформатора та його відповідні параметри.

$$R_T = \frac{\Delta P_{x.x}}{S_{T\text{ном}}^2}, \quad X_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{T\text{ном}}}, \quad G_T = \frac{\Delta P_{x.x}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad B_t = \frac{I_{x.x} S_{T\text{ном}}}{100 \cdot U_{\text{ном}}^2}. \quad (3.4)$$

3.4. Особливості конструкції масляних трансформаторів класу 110 кВ

На напругу 110 кВ виготовляють трансформатори потужністю від 2500 до 400000 кВА [5, 12]. До їх складу входять всі розглянуті раніше частини. Конструктивні відмінності окремих частин викликані значними порівняно з трансформаторами I-III габаритів струмами, електричними полями, потенціалами, втратами в магнітній системі і обмотках.

На рис. 3.8. показана конструкція головної ізоляції трифазного трансформатора класу 110 кВ при виводі лінійного відводу з верхньої частини обмотки, а нейтралі - з нижньої.

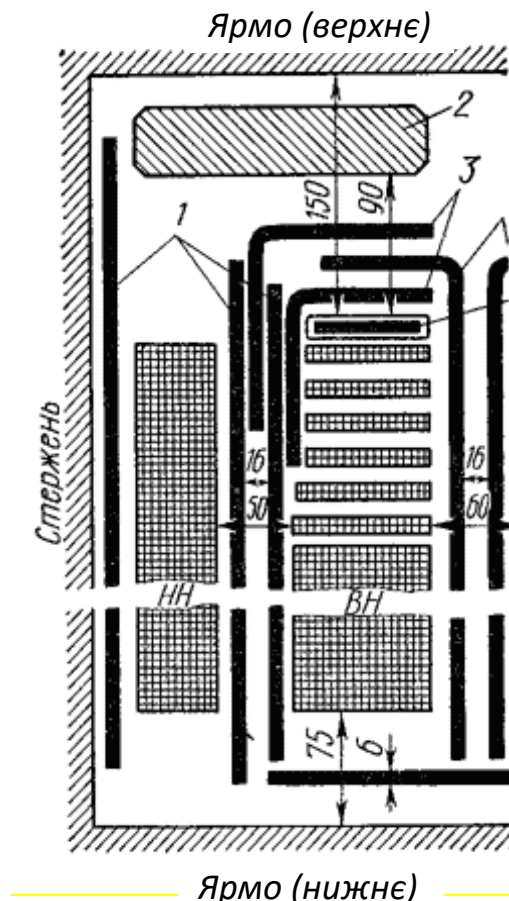


Рис. 3.8. Головна ізоляція і основні ізоляційні проміжки трифазного трансформатора класу 110 кВ з виводом нейтралі внизу обмотки.

Обмотки НН ізолювані від обмоток ВН і стрижня двома електрокартонними циліндрами 1 товщиною по 6 мм, від яра і пресуючого кільця 2 - кутовими шайбами 3 товщиною по 6 мм, зібраними з смуг електрокартону товщиною 0,5 мм; для ізоляції фаз обмоток ВН встановлені електрокартонні бар'єри 4 завтовшки по 8

мм кожний з електрокартонними рейками між ними; ізоляцією обмоток ВН від нижнього ярма служить бар'єр 6 завтовшки 6 мм. Крім того, кінцева ізоляція заповнює проміжки між торцями обмоток і ярмами. Для захисту обмоток ВН від перенапруг передбачені ємнісні кільця 5 [14].

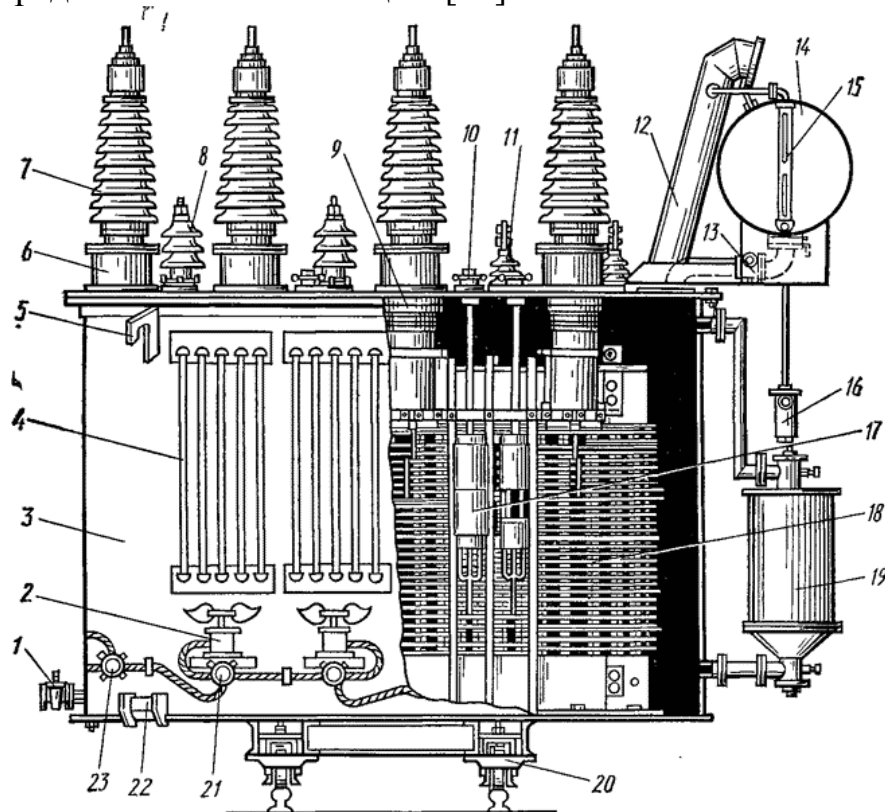


Рис. 3.9. Будова трифазного триобмоткового трансформатора ТДТ-16000/110 в зібраному вигляді: 1 – кран; 2 – вентилятор; 3 – бак; 4 – радіатор; 5 – гак, 6 – перехідний фланець з установкою трансформаторів струму, 7 – ввід 110 кВ; 8 – вивід 35 кВ; 9 – паперово-бакелітовий циліндр вводу 110 кВ; 10 – привід перемикаючого пристрою ПБВ; 11 – ввід НН (10 кВ); 12 – вихлопна труба; 13 – газове реле; 14 – розширювач; 15 – вказівник рівня масла; 16 – повітроосушувач; 17 – перемикач обмотки ВН; 18 – обмотка ВН (110 кВ); 19 – термосифонний фільтр; 20 – каретка; 21 – розподільна коробка; 22 – майданчик для установки домкрата; 23 – магістральна коробка.

Для переміщення трансформатора бак 3 забезпечений чотирма каретками 20 з поворотними катками. Паперово-масляні герметичні вводи ВН встановлені на спеціальних перехідних фланцях 6, у фланці вбудовані трансформатори струму. Нижня частина ввідів ВН закрита паперово-бакелітовими циліндрами, металева частина – екранами, що вирівнюють електричне поле. Система охолодження Д складається з прямо трубних радіаторів 4, обдуваються вентиляторами 2. Напруга на електродвигуни вентиляторів подається через розподільні коробки 21 (із запобіжниками), що підключаються до магістральної проводки, прокладеної по стінках бака. Проводка до зовнішньої електромережі підключена через магістральну коробку 23. Всі інші частини, встановлені на трансформаторі, були розглянуті раніше і відрізняються в основному розмірами і масою.

Бак трансформатора. Бак служить для установки в ньому активної частини трансформатора та заливання масла (деякі баки спеціальних трансформаторів заповнюють газом або кварцом); він складається з обв'язки 3, дна 4, рами 2 і кришки 1 (рис. 3.10) з отворами для кріплення болтами до рами. Кришка закриває бак і одночасно є основою для встановлення розширювача, ввідів, приводів перемикаючих пристроїв, балона термосигналізатора, підйомних кілець і інших деталей (рис. 3.11). Місце роз'єму кришки з баком ущільнюють гумовою смугою, що укладається на раму у виступ.

Бак має нижній роз'єм і складається з верхньої (високої) знімної частини та нижньої, що є його основою (днищем). Такий пристрій полегшує розбирання та складання трансформаторів і не вимагає механізмів великої вантажопідйомності, оскільки замість активної частини піднімають верхню частину бака.

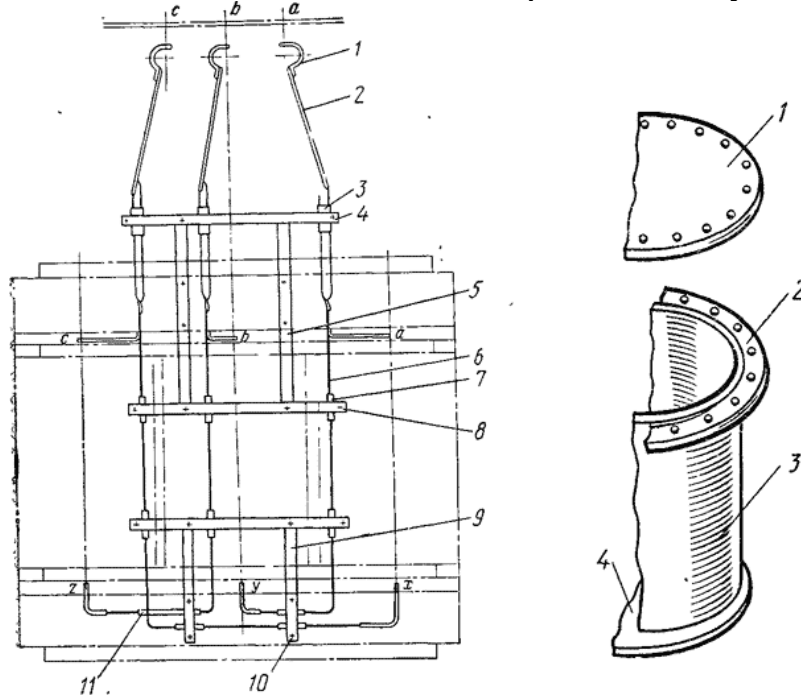


Рис. 3.10. Основні частини бака трансформатора.

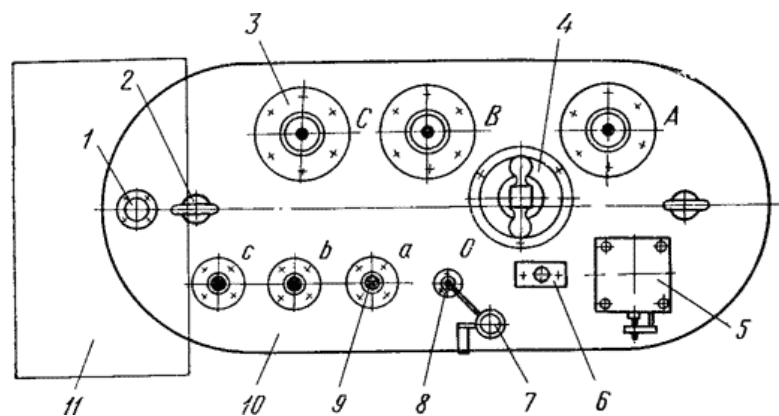


Рис. 3.11. Кришка трансформатора ТМ-400/10 (вид зверху):

- 1 - фланець для з'єднання з розширювачем; 2 - рим; 3 - ввід ВН; 4 - перемикач;
- 5 - кран; 6 - термометр; 7 - пробивний запобіжник; 8 - ввід нейтралі НН;
- 9 - лінійний ввід НН; 10 - кришка; 11 - місце установки розширювача.

Для переміщення трансформаторів (при монтажі, ремонті) масою до 20 т під днищем встановлюють візки (по два на трансформатор), при більшій масі – каретки; для підйому трансформатора стропами до стінок бака приварені гаки; для кріплення охолоджувачів і термосифонних фільтрів – патрубки з фланцями; для заповнення трансформатора маслом встановлені вентиля.

Баки трансформаторів III габариту і потужніших посилюють поперечними і поздовжніми балками із сталевого прокату (швелер, тавр, куточок). Механічну міцність бака і непроникність зварних швів випробовують надлишковим тиском 30-50 кПа.

Для трансформаторів IV габаритів застосовують баки овальної форми, великих габаритів – прямокутні, з просторовим магнітопроводом – трикутні або круглі. Їх виготовляють з листової сталі; стики аркушів з'єднують приварюванням газо- або електрозварюванням.

3.5. Регулювання наруги трансформаторів

Для нормальної роботи споживачів необхідно у них підтримувати рівні наруги відповідно до вимог ПУЕ [10]. Для цього в електричних мережах використовують зустрічне регулювання наруги за допомогою пристроїв зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

$$K_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1}{W_2} ; \quad U_2 = \frac{U_1}{K_T} = U_1 \frac{W_2}{W_1} \quad (3.5)$$

Для цього обмотки трансформаторів ВН мають відгалуження, що дає можливість виконувати зміну трансформації за рахунок зміни кількості витків обмотки ВН.

Переключення кількості витків може здійснюватись без збудження трансформатора (ПБЗ), тобто при відключенні трансформатора та під навантаженням (РПН).

Пристрій ПБЗ – може змінювати коефіцієнт трансформації у межах $\pm 5\%$. Тобто, 0; + 5%; - 5%; -2.5% ;+2,5%. Такі переключення називають сезонним регулюванням.

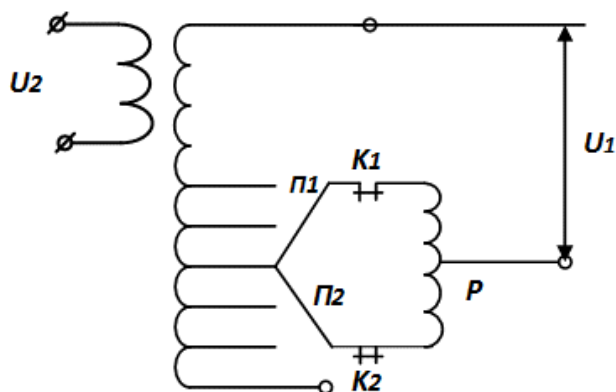


Рис. 3.12. Принципова схема регулювання трансформатора під навантаженням.

Перемикачі П1 і П2 приводяться в рух електродвигунами, керування якими виконується дистанційно або автоматично [16].

3.6. Вибір кількості та потужності трансформаторів на підстанціях

Найбільш часто на підстанціях (ПС) встановлюється два трансформатори для забезпечення надійності і безперервності електропостачання для живлення споживачів 1-ї категорії і частково 2-ї категорій надійності, якщо резерв відсутній. Для споживачів 3-ї категорії надійності можна використовувати однострансформаторні ПС.

Як правило, промислові споживачі живляться від двох трансформаторних ПС, а сільськогосподарські – при споживанні до 10 000 кВА – від однострансформаторних, більше – від двотрансформаторних.

Для промислових споживачів існують типові добові графіки навантаження – по активній і реактивній потужності. Якщо ці графіки скласти, то отримують графік навантаження підстанції з його максимальним навантаженням. При цьому автоматично враховується коефіцієнт участі в максимумі.

$$S_M = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.6)$$

Якщо однострансформаторна ПС, то потужність трансформатора визначається як:

$$S_T \geq S_M \quad (3.7)$$

Якщо двотрансформаторна, то потужність трансформаторів визначається як:

$$S_T \geq \frac{S_H}{2} \cdot 1,4 \approx \frac{S_M}{2 \cdot 0,7} \quad (3.8)$$

де 1,4 і 0,7 – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження.

Для сільськогосподарських споживачів – потужність однострансформаторної підстанції визначається як:

$$S_T \geq \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = S_{\max} \quad (3.9)$$

Для двотрансформаторних допускається умова:

$$S_T \geq \frac{P_{\max}}{2 \cos \varphi} = \frac{S_{\max}}{2} \quad (3.10)$$

Таблиця 3.2

Відповідність коефіцієнта одночасності до кількості ПС

Коефіцієнт одночасності	0,9	0,85	0,8	0,7	0,7	0,65
Кількість ПС	2	3	5	10	20	>25

РОЗДІЛ 4 АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

4.1. Фізична суть автотрансформатора

На даний час в електричних мережах широко використовуються автотрансформатори великої потужності, які мають ряд переваг в порівнянні з трансформаторами. На рис. 4.1 зображено схему заміщення однофазного автотрансформатора. [6,7].

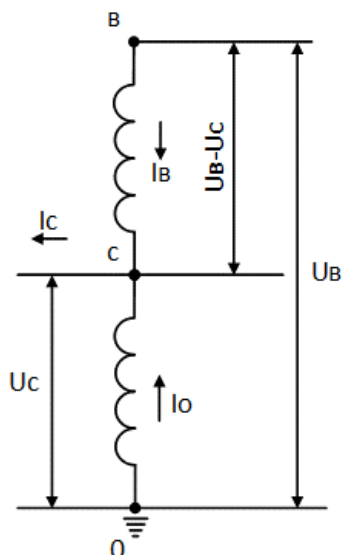


Рис. 4.1. Схема заміщення однофазного автотрансформатора.

Однофазний автотрансформатор має дві електрично зв'язані обмотки ОВ і ОС. Обмотка ВС називається – послідовною, а ОС – загальною. В режимі пониження напруги в послідовній обмотці протікає струм I_B , який створює магнітний потік і наводить в загальній обмотці струм I_O . Струм навантаження вторинної обмотки I_C складається з I_B і I_O . $I_C = I_B + I_O$, звідки $I_O = I_C - I_B$.

Повна потужність, що передається із первинної обмотки у вторинну називається прохідною. Якщо знехтувати втратами в обмотках, то прохідна потужність визначається як

$$S_{\Pi} = U_B I_B = U_C I_C, \quad (4.1)$$

де: $S_{\Pi} = U_C I_C$ – номінальна потужність якщо

$$S_{\Pi} = U_B I_B = [(U_B - U_C) + U_C] I_B = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B, \quad (4.2)$$

звідки:

$(U_B - U_C) I_B$ – трансформаторна або типова потужність, що передається із первинної обмотки у вторинну трансформаторним шляхом;

$U_C I_B$ – електрична потужність, що передається із первинної обмотки у вторинну електричним шляхом (без трансформації) і не завантажує загальну (вторинну) обмотку, так як струм I_B із послідовної обмотки проходить до виводу С поза обмоткою ОС. Якщо

$$\frac{S_{min}}{S_{ном}} = \frac{(U_B - U_C)}{U_B} = 1 - \frac{1}{k_{BC}} = k_{виг}, \quad (4.3)$$

де: $k_{вс}$ – коефіцієнт трансформації; $k_{виг}$ – коефіцієнт вигідності, або коефіцієнт типової потужності.

З співвідношення $\frac{S_{тип}}{S_{ном}}$ слідує, що чим наближені U_B до U_C , тим менше $k_{виг}$, і величина типової потужності менша. Тоді, розміри автотрансформатора, його маса та витрати активних матеріалів зменшуються у порівнянні з трансформаторами такої ж потужності. Найбільш доцільним є використання автотрансформаторів при відношенні напруг: 220/110 ($k = 0,5$), 330/110 ($k = 0,667$), 330/150 ($k = 0,546$), 500/220 ($k = 0,56$), 750/330 ($k = 0,56$).

Якщо потужність послідовної обмотки дорівнює:

$$S_{min} = (U_B - U_C)I_B = U_B I_B - U_C I_B, \quad (4.4)$$

а загальної:

$$S_0 = U_C I_0 = U_C (I_C - I_B) = U_C I_C - U_C I_B = U_C I_C - U_C I_B + U_B I_B - U_B I_B = S_{min}. \quad (4.5)$$

Отже, вище наведені розрахунки відображають фізичну суть: обмотки і магнітопровід автотрансформатора розраховуються на типову потужність, тобто на трансформаторну потужність. Тому послідовну і загальну обмотки завантажувати більше, ніж на S_{min} не можливо.

4.2. Характерні режими роботи трифазних триобмоткових автотрансформаторів

В основному автотрансформатори окрім обмоток ВН (високої напруги) і СН (середньої напруги) мають ще трансформаторну обмотку НН (низької напруги).

Обмотка НН використовується для живлення навантаження, для приєднання джерел активної і реактивної потужності (наприклад, генераторів), інколи для знищення третіх гармонік.

Потужність обмотки НН не повинна перевищувати S_{min} , бо маса автотрансформатора буде визначатись цією обмоткою (рис. 4.2.).

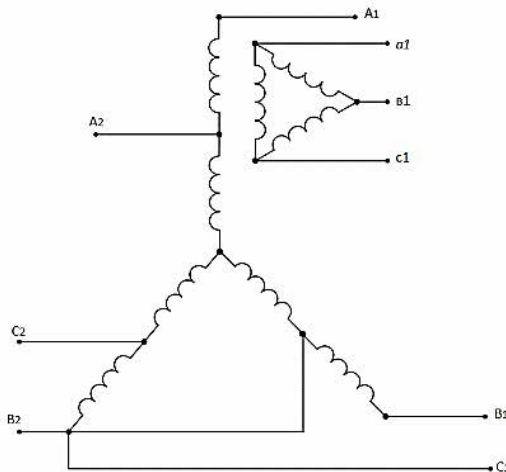


Рис. 4.2. Схема заміщення автотрансформатора.

Автотрансформатори можуть працювати в автономному режимі, трансформаторному і комбінованому режимі (рис. 4.3.).

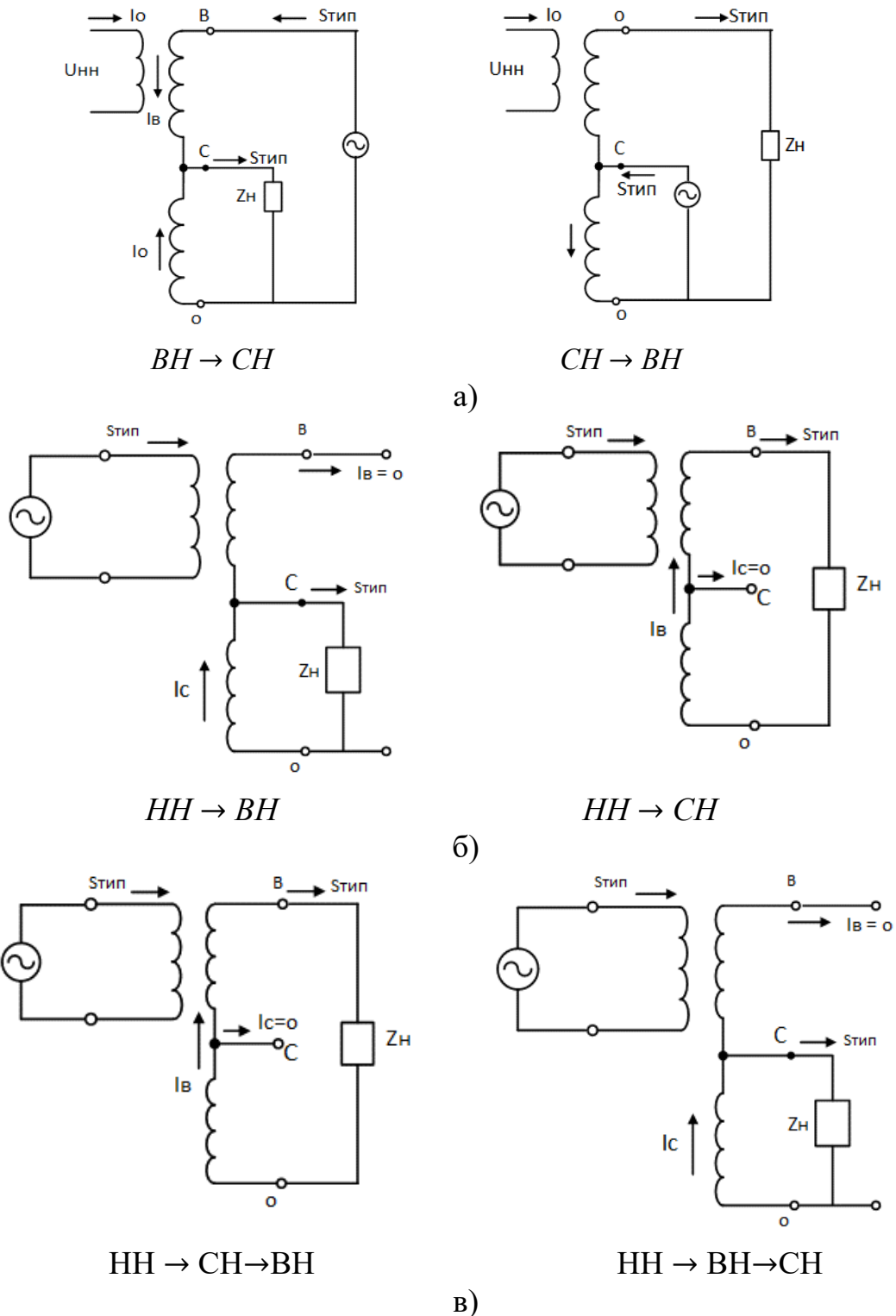


Рис. 4.3. Режимы работы автотрансформаторів: а) - автотрансформаторний режим; б) - трансформаторний режим; в) - комбінований режим.

4.3. Регулювання напруги автотрансформаторів

Регулювання з виводами в загальній обмотці (СН). Таке регулювання називається зв'язаним, так як перемикавання змінює кількість витків як обмотки середньої напруги так і високої, що призводить до коливання напруги на обмотці НН (рис.4.4). Якщо не підтримувати напругу на обмотці НН, то може коливатись напруга на обмотці СН [6,7].

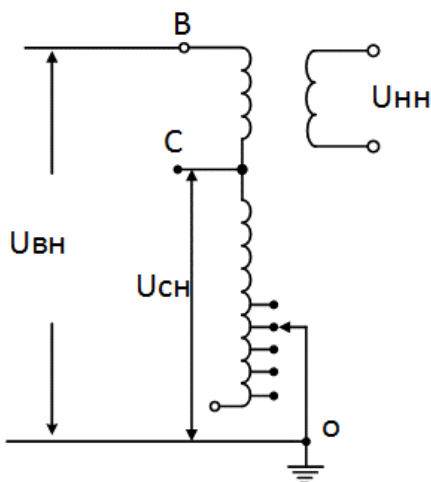


Рис. 4.4. Схема зв'язаного регулювання.

Незалежне регулювання.

Для незалежного регулювання використовується додаткова обмотка з відгалудженням зі сторони лінійного кінця обмотки СН.

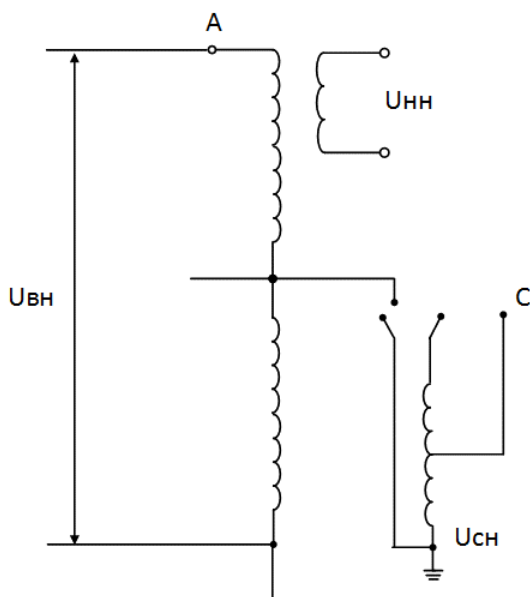


Рис. 4.5. Схема з реверсом.

Поперечне регулювання з включенням вольтодобавочного трансформатора в нейтраль автотрансформатора.

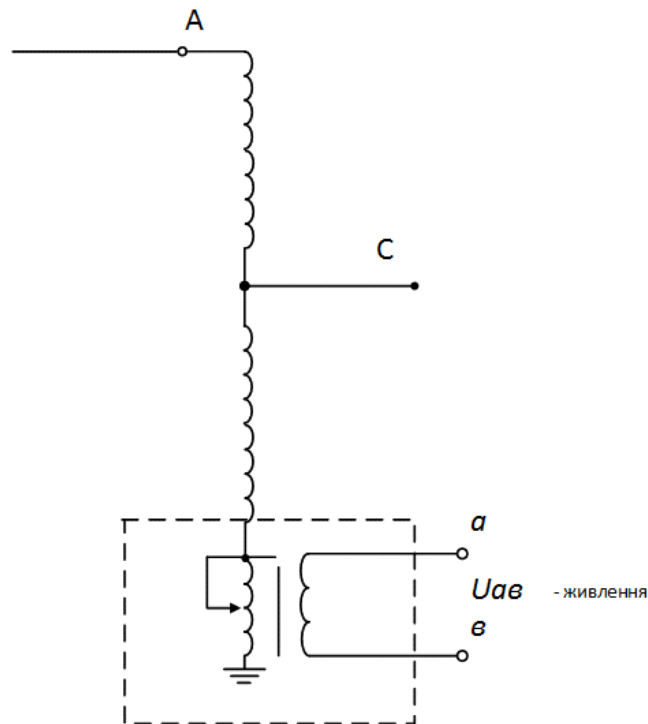


Рис. 4.6. Схема поперечного регулювання з включенням вольтодобавочного трансформатора в нейтраль автотрансформатора.

Навантажувальна здатність трансформаторів і автотрансформаторів.

При виході одного із паралельного працюючих автотрансформаторів трансформатор залишений в роботі, якщо він до цього був завантажений не більше 93%, то його перевантаження допускається на 40% не більше 5 діб, якщо максимум в ці дні не перевищував 6 годин на добу.

РОЗДІЛ 5 ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

Трансформатори струму використовуються для зниження значних величин струму з метою: можливості їх виміру; безпеки обслуговування; концентрації захисної і вимірювальної апаратури в одному місці на щиті електростанції або підстанції (рис. 5.1) [26].

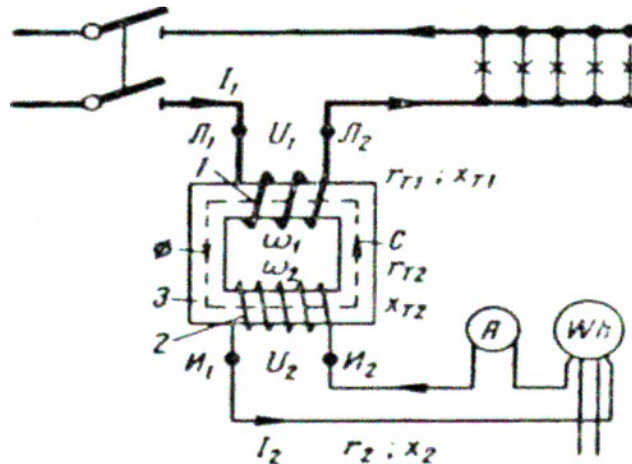


Рис. 5.1. Схема роботи трансформатора струму: 1 - первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка; 3 - осердя трансформатора струму.

Структурно трансформатор струму складається із первинної обмотки, вторинної і сталюого осердя. Первинна обмотка в місці проведення вимірювання, вмикається в коло послідовно, а до вторинної приєднуються послідовно вимірювальні прилади і реле. Трансформатор струму працює при постійному вторинному навантаженні і змінному первинному струмі, тобто при змінному магнітному потоці. Крім того, він працює майже в режимі короткого замикання, оскільки опір обмоток приладів невеликий. Номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму як правило дорівнює 5 А (інколи 1 А), а первинний визначається навантаженням споживачів. Коефіцієнт трансформації трансформатора струму розраховується за формулою:

$$K_H = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} = \frac{W_2}{W_1}, \quad (5.1)$$

тобто відношенням первинного номінального струму до вторинного. Номінальна потужність трансформатора струму визначається виразом:

$$S_H = I_{2H}^2 Z_{2H}, \quad (5.2)$$

де: Z_{2H} – номінальне повне навантаження трансформатора струму в Ом.

5.1. Похибки трансформатора струму

Відрізняють похибки трансформатора струму за струмом ΔI та кутову похибку δ . Під струмовою похибкою розуміють різницю між наближеним значенням первинного струму $K_H \cdot I_{2H}$, тобто заміряним вторинним струмом,

приведенням до первинної сторони з урахуванням коефіцієнта трансформації K_H і дійсною I_{1H} , віднесеною до первинного струму.

$$\Delta I = \frac{K_H \cdot I_{2H} - I_{1H}}{I_{1H}}, \quad (5.3)$$

$$\Delta I\% = \frac{K_H \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100\%, \quad (5.4)$$

Під кутовою похибкою δ розуміють кут між первинним струмом I_1 та вторинним I_2 , повернутим на 180° .

Похибка трансформатора струму в основному визначається струмом намагнічування, який у свою чергу залежить від первинного струму і навантаження.

Розглянемо векторну діаграму трансформатора струму (рис. 5.2) і покажемо величину похибки в коефіцієнті трансформації та кутову похибку.

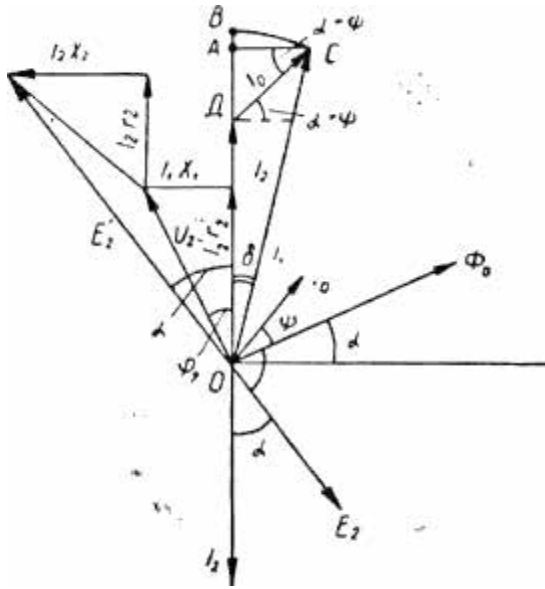


Рис. 5.2. Векторна діаграма трансформатора струму.

5.2. Методика побудови векторної діаграми трансформатора струму

Відкладаємо вектор вторинної напруги E_2 . Під кутом α , який обумовлює характер вторинного навантаження, наводимо величину вторинного струму навантаження I_2 . Вектор первинного струму I_1 визначається в результаті геометричної суми векторів струму I_2 , повернутого на 180° , та намагнічуючого струму I_0 , який випереджає вектор магнітного потоку Φ_0 , і утворює струм, на кут ψ , обумовлений активними і реактивними складовими намагнічуючого струму [9]:

$$\vec{I}_1 = -\vec{I}_2 + \vec{I}_0. \quad (5.5)$$

Вектор вторинної напруги E_2 відстає від вектора намагнічуючого магнітного потоку на 90° .

Намагнічуючий струм I_0 є геометричною сумою первинного I_1 і вторинного I_2 струмів, а точніше намагнічуючі ампервитки $I_0 W_1$, що є результатом спільної дії на осердя ампервитків первинної $I W_1$ і вторинної $I_2 W_2$, обмоток:

$$\vec{I}_1 W_1 = -\vec{I}_2 W_2 + \vec{I}_0 W_1 \text{ або } \vec{I}_0 W_1 = \vec{I}_1 W_1 + \vec{I}_2 W_2 \quad (5.6)$$

При цьому величина похибки по струму трансформатора струму у відсотках виражена через ампервитки визначається за виразом:

$$\Delta I\% = \frac{K \vec{I}_2 W_2 - \vec{I}_1 W_1}{I_1 W_1} \cdot 100\% \quad (5.7)$$

Згідно векторної діаграми втрати струму будуть визначатися відрізком AD , який дорівнює:

$$I_1 W_1 - I_2 W_2 \cong I_0 W_1 \sin(\alpha + \psi),$$

або

$$I_2 W_2 - I_1 W_1 = -I_0 W_1 \sin(\alpha + \psi),$$

Якщо цей вираз підставити у значення похибки по струму (5.7), то у відсотках, отримаємо:

$$\Delta I\% = -\frac{I_0 W_1}{I_1 W_1} \sin(\alpha + \psi) \cdot 100\% = \frac{I_0}{I_1} \sin(\alpha + \psi) \cdot 100 \quad (5.8)$$

Таким чином, похибка по струму пропорційна $\sin(\alpha + \psi)$ і із збільшенням кутів α і ψ похибка збільшується.

Якщо вектор первинного струму I_1 відстає від вектора вторинного струму KI_2 , то похибка від'ємна.

Кутова похибка трансформатора струму визначається кутом δ , який можна прийняти рівним його синусу, тобто

$$\sin \delta = \frac{AC}{OC} = CD \frac{\cos(\alpha + \psi)}{OC}; \quad \delta = \frac{I_0}{I_1} \cos(\alpha + \psi), \quad (5.9)$$

Внаслідок незначної величини кута δ вважаємо, що $\sin \delta = \delta$ і якщо $OC = OA = I_1 W_1$, а $CD = I_0 W_1$, то отримаємо вираз кутової похибки в радіанах:

$$\delta = \frac{I_0 W_1 \cos(\alpha + \psi)}{I_1 W_1}, \quad (5.10)$$

або вираз кутової похибки в хвилинах:

$$\delta = \frac{I_0 W_1}{I_1 W_1} \cos(\alpha + \psi) \cdot 3440 \text{ або } \delta = 3440 \frac{I_0}{I_1} \cos(\alpha + \psi) \quad (5.11)$$

Тому, із збільшенням кута α , обумовленого характером навантаження вторинного кола трансформатора струму, та збільшенням кута ψ , обумовленого активним і реактивним складовими намагнічуючого струму, похибки по струму ΔI будуть зростати, а по куту δ будуть зменшуватися.

Крім того, із збільшенням намагнічуючих ампервитків $I_0 W_1$ похибки як по струму, так і по куту зростають, а із збільшенням первинних ампервитків $I_1 W_1$, навпаки, зменшуються.

Вплив первинних ампервитків на зниження похибки трансформатора струму буде мати місце тільки при зміні струму в напрямку збільшення до незначної кратності:

$$K = \frac{I_{\text{дійсне}}}{I_H} = 1 \div 1,2 \quad (5.12)$$

тобто при відносно невеликій індукції в сталі.

При надструмах (в момент короткого замикання) буде мати місце значне насичення сталі трансформатора. При цьому намагнічуючі ампервитки різко зростають і при значних змінах первинного струму, зміна струму у вторинній

обмотці буде незначною, внаслідок чого зростатимуть і похибки.

Для зменшення похибок намагнічуючі ампервитки зменшують, а для цього слід працювати при менших індукціях.

Для вимірювальних приладів контролю підвищення похибки трансформаторів струму ніякого значення не має, обмеження струму у вторинній обмотці трансформатора струму навіть корисне внаслідок її малої термічної стійкості [26].

Проте до трансформаторів струму, які працюють у схемах захисту, ставляться вимоги, щоб при надструмах, перевантаженні і коротких замиканнях похибки їх не виходили за певні межі з метою уникнення зниження чутливості.

На похибки трансформаторів струму, крім кратності первинного струму, впливає також і навантаження у вторинному колі, виражене в омах.

Тому що,

$$E_2 = I_2 Z_2 = 222 B_{\text{макс}} \cdot W_2 Q \cdot 10^{-8} \text{ В}, \quad (5.13)$$

то із збільшенням вторинного навантаження зростає і ЕРС E_2 , разом з якою зростають намагнічуючі ампервитки $I_0 W_1$, а отже, і похибки трансформаторів струму.

Керівними вказівками по релейному захисту регламентують максимальну похибку по струму в схемах релейного захисту, який не перевищує 10 %. А тому, при виборі трансформаторів струму та перевірці їх придатності для даної схеми захисту користуються кривими 10%-ної похибки (рис.5.3), які визначають залежність величини вторинного навантаження Z_2 від кратності $K_1 = \frac{I_{\text{к.з.}}}{I_H}$ при умові, що похибка по струму не перевищує 10 %.

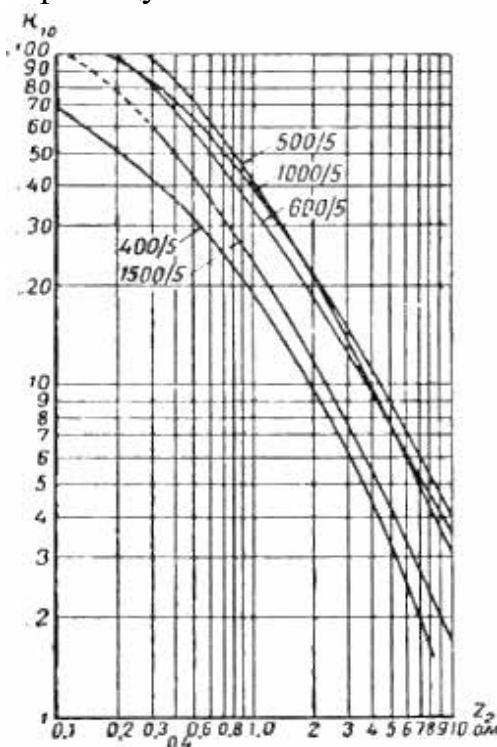


Рис. 5.3. Залежність кратностей первинного струму K_{10} , які відповідають 10%-ній похибці від вторинного навантаження трансформатора струму - Z_2 .

Знаючи відношення по кривих, можна визначити і величину допустимого

навантаження на трансформатор струму. Якщо трансформатори струму використовуються як джерело змінного струму, де вони працюють в зоні високих насичень сталі з похибками по струму понад 10 %, то в таких випадках необхідно так підібрати вторинне навантаження, щоб заданому струму спрацювання захисту відповідало по можливості мінімальне значення первинного струму. При цьому необхідно мати на увазі, що існує оптимум, при якому первинний струм буде мінімальним.

У схемах релейного захисту на оперативному змінному струмі важливим є установлення максимальної кратності вторинного струму, яка має велике значення для перевірки роботи слабких контактів реле, що замикають коло вимикаючої котушки при спрацюванні захисту

$$E_2 = 222B_{\text{макс}} \cdot W_2 Q \cdot 10^{-8} = I_{2H}(Z_H + Z)_{\text{вТ}} B, \quad (5.14)$$

де: $Z_{\text{вТ}}$ – повний опір вторинної обмотки; Z_H – повний опір навантаження, який відповідає класу точності; Q – поперечний перетин магнітопровода; W_2 – кількість витків вторинної обмотки.

Максимальна величина вторинного струму при $B_{\text{макс}} = 20000$ гаус буде:

$$I_{2H} = \frac{222 \cdot W_2 \cdot 20\,000 \cdot 10^{-8}}{Z_H \cdot Z_{\text{вТ}}} \quad (5.15)$$

тому максимальна кратність вторинного струму визначається як

$$n = \frac{I_{2\text{макс}}}{I_{2H}}. \quad (5.16)$$

Для того, щоб при великих кратностях вторинного струму уникнути їх руйнуючої дії на слабкі контакти реле, схеми релейного захисту на змінному оперативному струмі в ряді випадків доповнюються проміжними швидко насичуючими трансформаторами струму типу ВТН-561.

Для визначення похибки трансформаторів струму зручно користуватися також комплексною похибкою, яка встановлює певну залежність не тільки від електромагнітних параметрів, але і від елементів конструкцій трансформаторів струму.

Величина цієї похибки виражається рівнянням:

$$\Delta = \Delta I + j\delta = -\frac{Z_2}{Z_{\text{ст2}} + Z_2}, \quad (5.17)$$

де: Z_2 – повний опір усіх приладів і з'єднувальних провідників у вторинному колі; $Z_{\text{ст2}} = j\omega W_2^2 \frac{S_{\text{ст}}}{l_{\text{ст}}} \mu$ – опір намагнічування сталі, що являє собою імпеданс середньої вітки холостого ходу Т-подібної схеми заміщення трансформатора струму.

Якщо Z_2 мале порівняно із $Z_{\text{ст2}}$, тоді рівняння матиме дуже простий вигляд:

$$\Delta = -\frac{Z_2}{Z_{\text{ст2}}}.$$

Величина $Z_{\text{ст2}}$ (опір намагнічування в сталі) визначається згідно кривих $Z_{\text{ст2}} = f(E_2)$ залежно від величини похибки; трансформатори струму розподіляються на 5 класів точності: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Клас точності вказує на струмову похибку у відсотках, яку дає трансформатор при номінальних струмі і навантаженні, а також визначає величину кутової похибки (табл. 5.1).

Трансформатори струму класу 0,2 – застосовуються для точних лабораторних вимірювань; класу 0,5 і 1,0 – для живлення лічильників, ватметрів, вимірювальних приладів (для грошових розрахунків необхідно застосовувати клас точності 0,5); класу 3 – для живлення апаратів керування і вказівних приладів; класу 10 – для живлення вторинних кіл прямої дії і оперативних кіл.

Таблиця 5.1

Відповідність класу точності струмовій та кутовій похибкам

Клас точності	Похибка по струму	Кутова похибка
0,2	$\pm 0,2$	$+10^\circ$
0,5	$\pm 0,5$	$+40^\circ$
1,0	$\pm 1,0$	$+80^\circ$
3,0	$\pm 3,0$	Не нормується
10,0	$\pm 1,0$	Те ж

5.3. Робота трансформаторів струму при розімкненій вторинній обмотці

Індукція в осерді трансформатора струму при роботі його в замкненому режимі становить $B = 600 \div 1000$ гаус. При розімкненій вторинній обмотці кола індукція в осерді різко зростає і досягає $B = 14000 \div 18000$ гаус, оскільки немає розмагнічуючих ампервитків із вторинної обмотки трансформатора струму, при цьому Φ_0 зростає, а за ним підвищується і напруга на вторинній обмотці трансформатора струму.

Підвищення ЕРС на вторинній стороні трансформатора струму пояснюється не тільки зростанням магнітного потоку в осерді, але й тим, що магнітний потік внаслідок насичення осердя має не синусоїдальну, а трапецеїдальну форму.

На розімкненій обмотці піки напруги можуть досягти 10 кВ , що небезпечно як для цілісності ізоляції, так і для обслуговуючого персоналу.

Із збільшенням магнітного потоку може перегрітися магнітне осердя, а це призведе до плавлення заліза, а ізоляція може вийти з ладу.

Підвищення напруги E_2 на вторинній обмотці може призвести до пробою ізоляції, внаслідок чого вторинне коло трансформатора струму при навантаженому первинному колі розмикати не можна. При експлуатації необхідно спочатку закортити обмотки, а потім від'єднати прилади і обов'язково слід заземлити один кінець вторинної обмотки трансформатора струму, щоб при пробі ізоляції заряд відвести в землю.

5.4. Способи зниження похибки трансформаторів струму

Відрізняють наступні способи зниження похибки трансформаторів струму:

1. Зниження магнітної індукції до 600-900 гаус за рахунок збільшення

поперечного перерізу заліза.

2. Зміна кількості витків обмоток – якщо вторинний струм занижений, то кількість витків вторинної обмотки необхідно зменшити відносно $K_T = \frac{W_2}{W_1}$, при цьому струм у вторинному колі підвищиться, а величина похибки знизиться.

3. Спосіб проти намагнічування, який дає змогу підвищити магнітну індукцію шляхом застосування заліза з двох окремих пакетів (рис. 5.4.).

Первинна обмотка з числом витків W_1 охоплює обидва осердя, причому число витків W_1 у лівому прорізі більше, ніж W_1 у правому, на один виток. А тому в першому пакеті переважають первинні ампервитки $I_1 W_1$ над вторинними $I_2 W_2$. Вторинна обмотка складається з основної, яка охоплює обидва стержні, і допоміжних W_2' і W_2'' , з'єднаних послідовно з основною обмоткою, причому $W_2' < W_2''$. Таким чином, у другому пакеті переважають вторинні ампервитки над первинними, тобто $I_2 W_2'' > I_1 W_1'$.

Магнітні потоки Φ_1 і Φ_2 знаходяться у протифазі, а тому намагнічуюча сила F_0 менша складових намагнічуючих сил F_1 і F_2 , що дає змогу доводити магнітну індукцію до величини, що відповідає максимальній магнітній проникності $\mu_{\text{макс}}$ і зменшити похибки або переріз магнітопровода.

Головним завданням всіх методів компенсації похибок – є поліпшення магнітних властивостей матеріалу осердя, яке досягається за рахунок використання здатності феромагнітних матеріалів змінювати свою магнітну проникність μ залежно від величини магнітної індукції B .

Векторні діаграми ампервитків у першому і другому осердях трансформатора струму наведені на рис. 5.5. Так як для зменшення похибки трансформатора струму намагнічуючі ампервитки повинні бути найменшими, то складові таких ампервитків першого пакета $I_0 W_1'$ і другого $I_0 W_1''$, хоч і великі, кут між ними також великий, а намагнічуючі ампертики $I_0 W_1$ будуть малі. Тобто, при великій індукції і малій вазі сталі в даному випадку одержуємо малу величину намагнічуючих ампервитків і цим самим економимо метал.

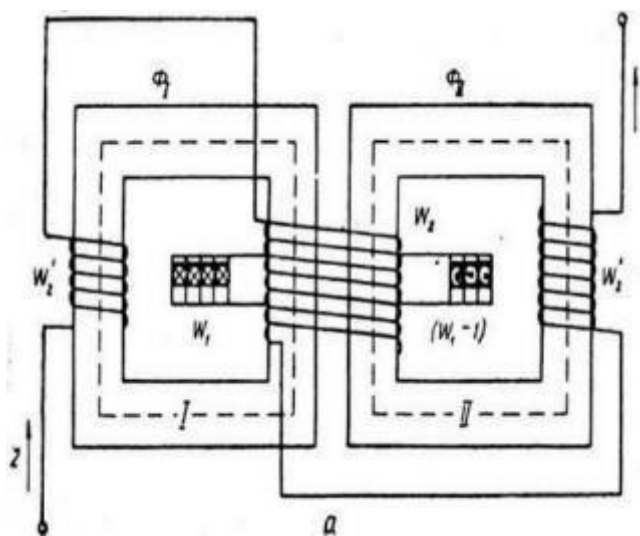


Рис. 5.4. Схема намотування котушок на магнітопровід.

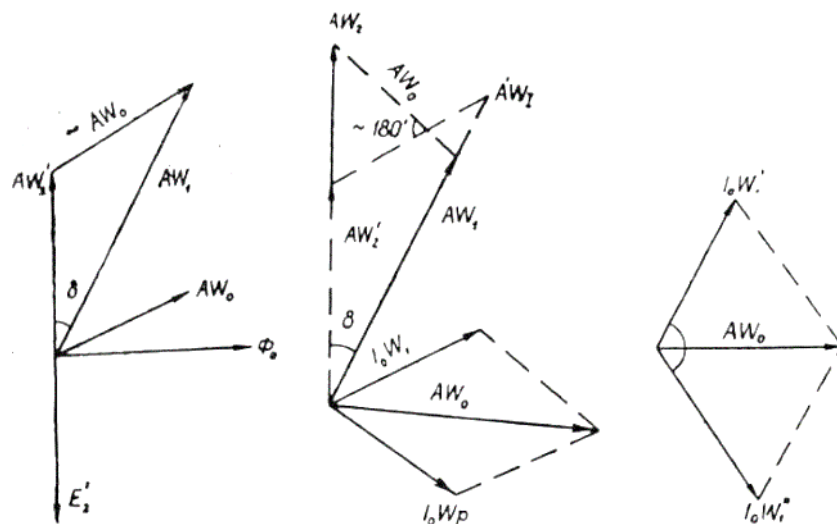


Рис. 5.5. Векторні діаграми, які показують одержання намагнічуючих ампервитків.

5.5. Компенсаційні трансформатори струму

У компенсаційних трансформаторах струму осердя штучно підмагнічується з метою зменшення похибки або розміру і ваги трансформатора струму. Для підмагнічування використовують стороннє джерело електроенергії або потужність самого трансформатора.

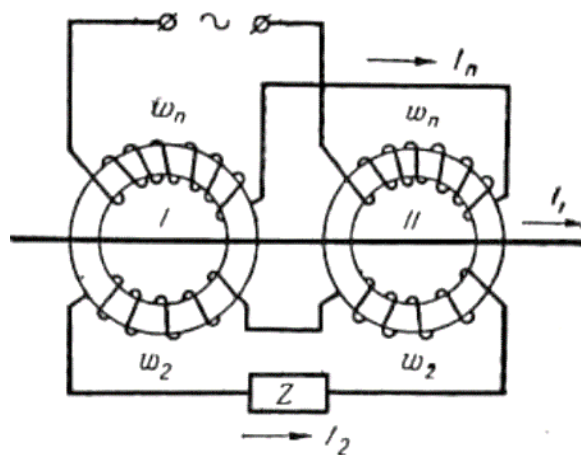


Рис. 5.5. Принцип роботи компенсаційного трансформатора струму:
 w_n – намагнічуюча обмотка трансформатора струму; Z – обмотка приладу захисту; w_2 – вторинна обмотка трансформатора струму.

Ці трансформатори струму використовуються в основному для приєднання чутливих приладів або в захисті від замикань на землю, тобто при незначних величинах струму. На рис. 5.5 приведена схема роботи такого трансформатора. Так як обмотки w_n першого і другого кернів трансформатора струму з'єднані на зустріч, то в них індукуються однакові, але протилежні за знаком ЕРС, які взаємно знищуються і не впливають на вторинний струм I_2 трансформатора струму. Якщо

струм підмагнічування збігається із струмом нульової послідовності I_0 при однофазному замиканні на землю, то відбувається збільшення ЕРС на вторинній стороні, а значить і збільшення чутливості роботи захисту при порівняно малих струмах замикання на землю.

На рис. 5.6. показана характеристика похибки по струму трансформатора струму.

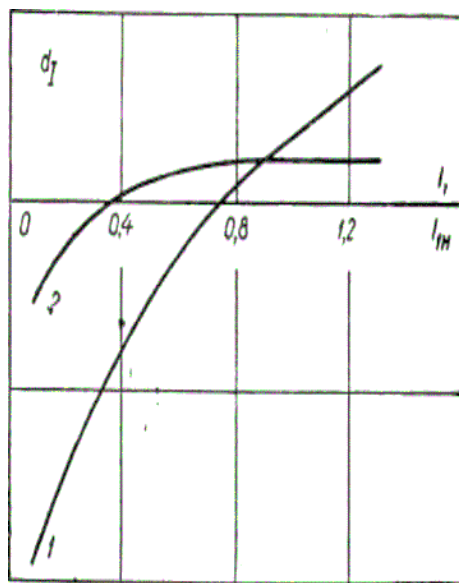


Рис. 5.6. Характеристика струмової похибки трансформаторів струму:

- 1 — трансформатор струму без підмагнічування;
- 2 — трансформатор струму з підмагнічуванням.

З характеристики похибки по струму видно, що у трансформаторах з підмагнічуванням крива похибки більш похила і в ділянці насичення, коли E_1 і E_2 майже збігаються по фазі, процес намагнічування практично відсутній. Іколи замість здвоєного магнітопровода застосовується магнітний шунт.

Обмотки знаходяться в протифазі. Магнітна індукція в стержнях близька до індукції, яка відповідає максимальній магнітній проникності сталі, а намагнічуюча ЕРС мала.

Величину ЕРС E визначають як суму E_1 і E_2 , індукованих в частинах вторинної обмотки. Поперечний переріз магнітного шунта і число витків вторинної обмотки підбирають так, щоб отримати меншу похибку при первинному струмі, який не перевищує номінального.

5.6. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають згідно наступних параметрів [8]:

1. За номінальною напругою

$$U_{\text{н.доп}} \geq U_{\text{роб.макс}} \quad (5.18)$$

2. За номінальним первинним струмом

$$I_{\text{н}} > I_{\text{макс.роб}} \quad (5.19)$$

3. За класом точності

$$N_{\text{доп}} \% > N \% \quad (5.20)$$

4. За вторинним навантаженням на трансформатор струму

$$I_H \geq Z_2 \quad (5.21)$$

5. За кратністю допустимого струму (перевірка на динамічну стійкість).

$$K_{\text{дин}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} I_{H1}} \quad (5.22)$$

6. За кратністю одnoseкундного струму (перевірка на термічну стійкість)

$$K_{\text{одnoseк}} \geq \frac{I_H}{I_{H1\text{сек}}} \cdot \sqrt{t_\phi} \quad (5.23)$$

7. За допустимим зусиллям на головку ізолятора

$$F_{\text{доп}} \geq 0,88 \frac{i_y}{\alpha} l \cdot 10^{-8} \text{ кГ} \quad (5.24)$$

Необхідний переріз (мм²) приєднувальних проводів знаходять за формулою:

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{пров}}}, \quad (5.25)$$

де: ρ – питомий опір металу з'єднувальних проводів, Ом · мм² / м; L – розрахункова довжина проводів, м.

Опір з'єднувальних проводів у фазі знаходять за формулою:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \quad (5.26)$$

де: R_K – опір контактів, Ом; $R_K = 0,1$ Ом; I_{H2} – номінальний вторинний струм, А; $I_{H2} = 5$ А; $\sum S_H$ – сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів (лічильник, амперметр і др.), ВА; S_{H2} – номінальне навантаження трансформаторів струму, ВА.

Поперечний переріз жил контрольного кабеля вибирають з каталогу. При збільшенні первинного струму намагнічуючий шунт насичується і мало впливає на роботу трансформатора струму. Він використовується у трансформаторах струму ТК і ТКФ.

5.7. Трансформатори напруги

Трансформатори напруги призначаються для зниження робочої напруги до 100 В, при якій приєднання вимірювальних приладів і реле до вторинної обмотки трансформатора напруги не становить труднощів, а: обслуговування стає безпечним. У трансформаторах напруги розрізняють похибки в коефіцієнті трансформації і кутову похибку [26].

Похибку в коефіцієнті трансформації у відсотках можна виразити рівнянням:

$$\Delta K_H \% = \frac{K_H U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100 \% \quad (5.27)$$

де: K_H – номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора напруги, який дорівнює

$$K_H = \frac{U_{1H}}{U_{2H}} = \frac{W_1}{W_2} \quad (5.28)$$

Кутова похибка δ визначається кутом між вектором $\overline{U}_1$ і повернутим на 180°

вектором $\overline{U_2}$. При збільшенні навантаження на трансформатор напруги (приєднання приладів до вторинної сторони) U_2 зменшується, а $\Delta U\%$ і δ збільшуються.

Похибки трансформатора напруги в основному визначаються електричним навантаженням, приєднаних до вторинної обмотки приладів, тому основним завданням є визначення залежності похибки від навантаження. З цією метою розглянемо векторну діаграму трансформатора напруги, приведену на рис. 5.7.

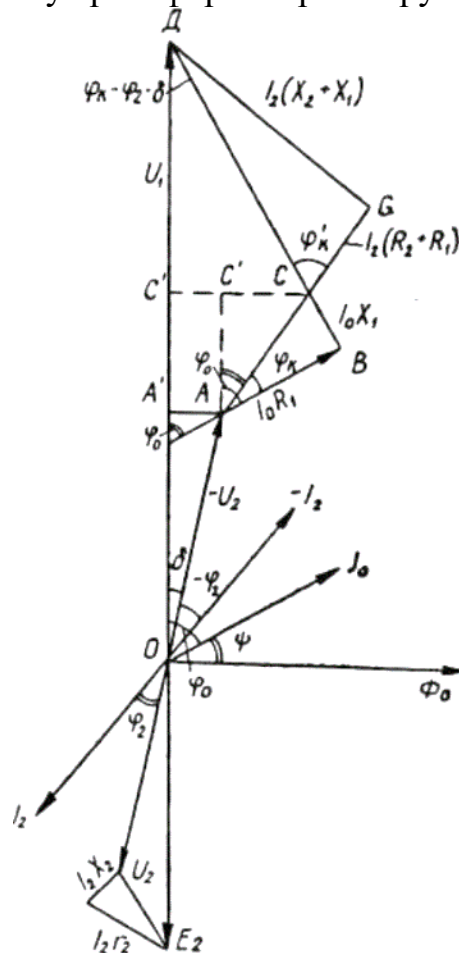


Рис. 5.7. Векторна діаграма трансформатора напруги.

Відносно вектора вторинної напруги на трансформаторі $\overline{U_2}$ вектор магнітного потоку $\overline{\Phi_0}$, який утворює цю напругу, відстає від напруги U_2 на кут 90° , а вектор намагнічуючого струму I_0 , випереджає вектор магнітного потоку $\overline{\Phi_0}$ на якийсь кут ψ . Побудуємо величину втрат у первинній і вторинній обмотках трансформатора напруги від намагнічуючих струмів і від навантаження, при вторинному струмі I_2 та $\cos \varphi$, близькому до одиниці. На вершині повернутого на 180° вектора напруги $\overline{U_2}$ будуюмо трикутник ABC , який характеризує зменшення напруги у первинній обмотці, в якому сторона AB - падіння напруги в активному опорі обмотки дорівнює $I_0 R$, а сторона $BC \perp AB = I_0 X_1$ являє собою зменшення напруги в індуктивному опорі.

Якщо збільшити активні і реактивні втрати напруги за рахунок протікання струму навантаження, то величина цих втрат буде залежати від кута розходження

фаз у другій обмотці, який ми прийняли у наближенні рівному одиниці. Від точки C направимо вектор $CG = I_2(R_2 + R_1)$ і $GD = I_2(x_2 + x_1)$ відповідно паралельно і взаємно перпендикулярно один до одного. В результаті отримаємо вектор напруги OD підведеної до трансформатора.

Якщо кут φ_2 , який залежить від навантаження вторинної сторони, зміниться, то і трикутник падіння напруги від навантаження $\triangle CGD$ буде змінювати своє положення і обертатиметься навколо точки C (рис. 5.8). $\triangle CGD$ на рис. 5.8 відповідає $\triangle CD''E''$ на рис. 5.8

Вираз для визначення величини похибки в коефіцієнті трансформації трансформатора напруги (рис. 5.8) має вид:

$$\Delta U\% = \frac{OD - OA}{OD} \cdot 100\% \quad (5.29)$$

Якщо врахувати, що кут δ незначний, рівняння можна записати у такому вигляді

$$\Delta U\% = \frac{OD - OA'}{OD} \cdot 100\% = \frac{A'D}{OD} \cdot 100\%$$

де: $A'D = A'C' + C'D$, а $A'C' = AC \cos(\varphi_0 - \varphi_k)$

В останньому виразі кут φ між U_1 і I_0

$$C'D = CD \cos(\varphi_k - \varphi_2 - \delta)$$

$$\text{Величина } AC = \frac{I_0 R_1}{\cos \varphi_k} \text{ і } DC = \frac{I_2 (R_1 + R_2)}{\cos \varphi'_k}$$

де: R_1 – зведений активний опір первинної обмотки; R_2 – активний опір вторинної обмотки.

Вважаючи $\varphi_k = \varphi'_k$ і нехтуючи кутом δ після підстановки, рівняння $\Delta U\%$ буде мати такий вигляд:

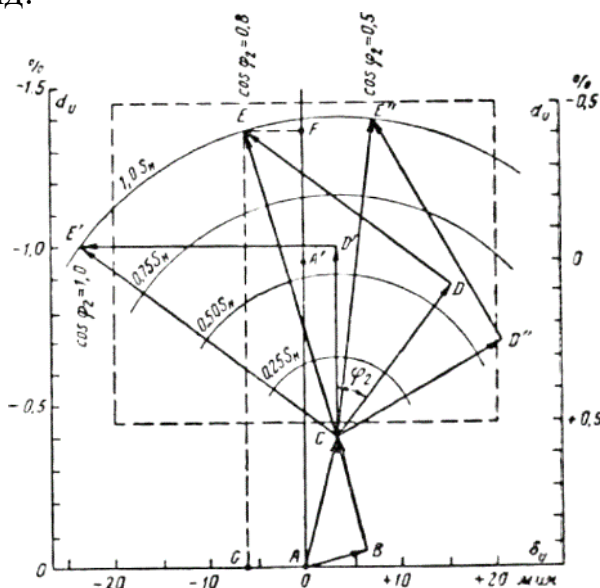


Рис. 5.8. Зміна похибок трансформатора напруги залежно від величини $\cos \varphi$ вторинного навантаження.

$$\Delta U\% = \frac{I_0 R_1 \cos(\varphi_0 - \varphi_k) + I_2 (R_1 + R_2) \cos(\varphi_k - \varphi_2)}{U_1 \cos \varphi_k} \cdot 100 \quad (5.30)$$

Аналогічно для визначення кутової похибки

$$\delta = \frac{I_2 (R_2 + R_1) \sin(\varphi_k - \varphi_2) - I_0 R_1 \sin(\varphi_0 - \varphi_k)}{U_2 \cos \varphi_k} \quad (5.31)$$

У зв'язку з незначною різницею між U_2 , U_1 величина кутової похибки буде визначатися рівнянням

$$\delta = \frac{I_2 (R_2 + R_1) \sin(\varphi_k - \varphi_2) - I_0 R_1 \cos(\varphi_0 - \varphi_k)}{U_1 \cos \varphi_k} \quad (5.32)$$

При цьому похибка в куті буде виражатися через ті ж параметри, що й похибка в коефіцієнті трансформації.

Якщо U_1 випереджає U_2 і $U_2 < U_1$, то похибка в коефіцієнті трансформації від'ємна, тому що

$$\Delta K = \frac{K_H U_2 - U_1}{U_1} = -\Delta K \quad (5.33)$$

і кутова похибка також від'ємна, оскільки U_2 відстає від U_1 ; при цьому $\tan \delta \approx \sin \delta$, а $\delta = \frac{FE}{OF}$ радіан (рис. 5.8).

А тому, у трансформатора напруги похибка залежить від навантаження вторинного і первинного кіл, від ступеня насичення в сталі, а також від відхилення напруги на первинній стороні трансформатора напруги.

На векторній діаграмі (рис. 5.7) легко визначити залежність похибки по напрузі при різних значеннях $\cos \varphi$ із зміною вторинного навантаження трансформатора напруги. Залежності похибки від навантаження надані нижче у вигляді графіків (рис. 5.9).

Із графіків видно, що похибка в коефіцієнті трансформації із зміною навантаження від'ємна.

Для зменшення похибки трансформатора напруги необхідно підібрати кількість витків вторинної обмотки згідно з залежністю $W_2' = \frac{W_1}{K_H}$, тобто приймаємо $W_2' > W_2$.

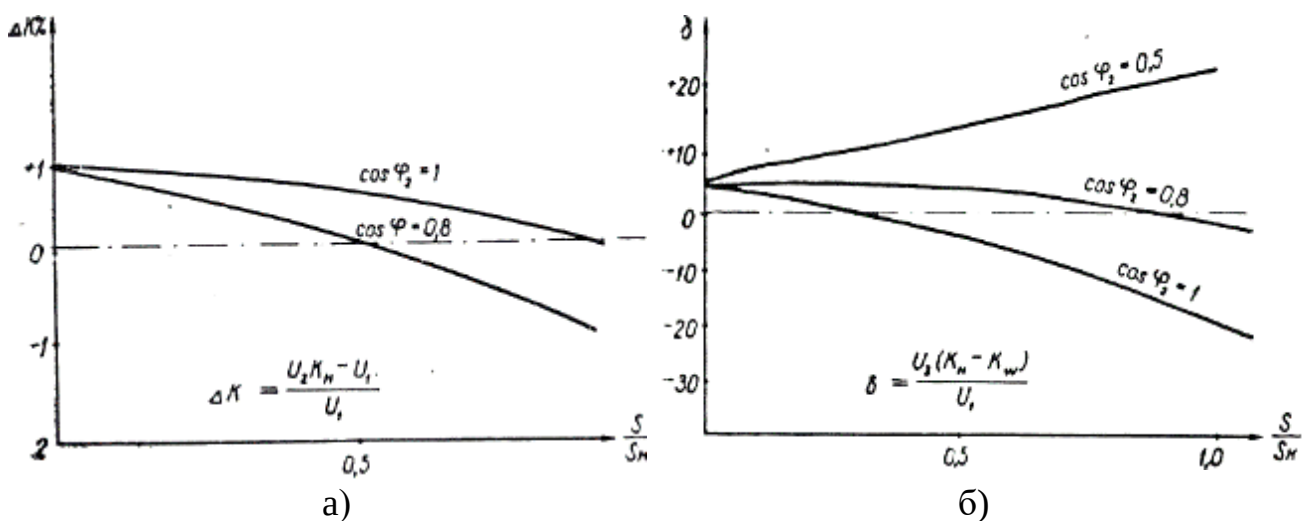


Рис. 5.9. Похибки коефіцієнта трансформації (а) і кутова похибка трансформатора напруги (б).

Так як вторинна напруга збільшується, то похибка зменшується (це видно з рівняння $\Delta K = \frac{KU_2 - U_1}{U_1}$), а криві будуть іншими.

У трифазних трансформаторах для компенсації похибки первинну обмотку трансформатора напруги, наприклад, типу НТМК роблять із двох секцій і з'єднують їх за схемою «зигзаг».

Вектор вторинної напруги повертають вперед і він може компенсувати від'ємну кутову похибку – кут δ . В НТМК слід суворо дотримуватися правильності чергування фаз, щоб компенсація відбувалася в потрібному напрямку.

Для трансформаторів напруги встановлено чотири класи точності, а саме: 0,2; 0,5; 1; 3. За клас точності прийнято величину граничної відсоткової похибки коефіцієнта трансформації. Трансформатори згідно класу точності використовують: 0,2 – для точних лабораторних вимірів; 0,5 – для точних вимірювальних приладів і лічильників, за якими провадять грошові розрахунки; 1 – для технічних вимірювальних приладів і лічильників, за якими не проводять грошових розрахунків; 3 – для вольтметрів і реле, які не потребують високого класу точності.

5.8. Типи і конструкції трансформаторів напруги

Розрізняють однофазні і трифазні трансформатори напруги. Трифазні поділяються на тристержневі і п'ятистержневі, за числом обмоток: дво- і триобмоткові.

Трансформатори напругою до 3 кВ мають суху ізоляцію, а вище – ізоляцію у вигляді трансформаторного масла. Обмотки високої напруги розміщують зверху обмоток нижчої напруги.

На рис. 5.10. показані схеми з'єднання трансформаторів напруги. Однофазні трансформатори напруги будуються на всю існуючу шкалу напруг, а трифазні – тільки на напругу до 10 кВ включно, тому що на вищу напругу трансформатори напруги громіздкі, малонадійні і дорогі за рахунок посиленої ізоляції.

Два однофазних трансформатори напруги з'єднані у відкритий трикутник, використовуються у трифазних мережах для живлення реле і приладів, для яких потрібна лінійна напруга. Три однофазних трансформатори застосовуються в основному для контролю ізоляції в системах з ізолюваною нейтраллю (рис. 5.10). Використовувати цю схему і для живлення точних вимірювальних приладів не рекомендується внаслідок великих похибок, які вводяться цією схемою у вимірювання, тому що ці трансформатори будуть працювати на підвищеній напрузі, відмінній від номінальної на величину в $\sqrt{3}$ разів. Для дотримання класу точності трансформатора напруги необхідно, щоб зміни напруги на первинній стороні не збільшувалися більше ніж на 10%.

Трифазні тристержневі трансформатори напруги, що живлять вимірювальні і захисні прилади, не придатні для контролю ізоляції у трифазних мережах з ізолюваною нейтраллю, так як при однофазному замиканні на землю по всіх трьох

стержнях магнітопроводу виникають магнітні потоки нульової послідовності, які замикаються через кожух трансформатора напруги. Це призводить до надмірного перегрівання останнього і виходу його з ладу.

Універсальним є п'ятистержневий трансформатор напруги від якого можна здійснювати як контроль ізоляції, так і живлення точних вимірювальних приладів. На ньому, крім п'яти стержнів, є додаткова вторинна обмотка, з'єднана у відкритий трикутник. Наявність крайніх стержнів дає змогу потокам нульової послідовності замикатися через них замість кожуха трансформатора і тим самим уникнути перегрівання трансформатора напруги.

До додаткової обмотки приєднують реле замикання на землю і прилади сигналізації, а до основної обмотки – усі вимірювальні прилади. Вторинна обмотка трансформатора напруги заземлюється для захисту приладів і обслуговуючого персоналу від високих напруг у випадку пробою на низьку сторону.

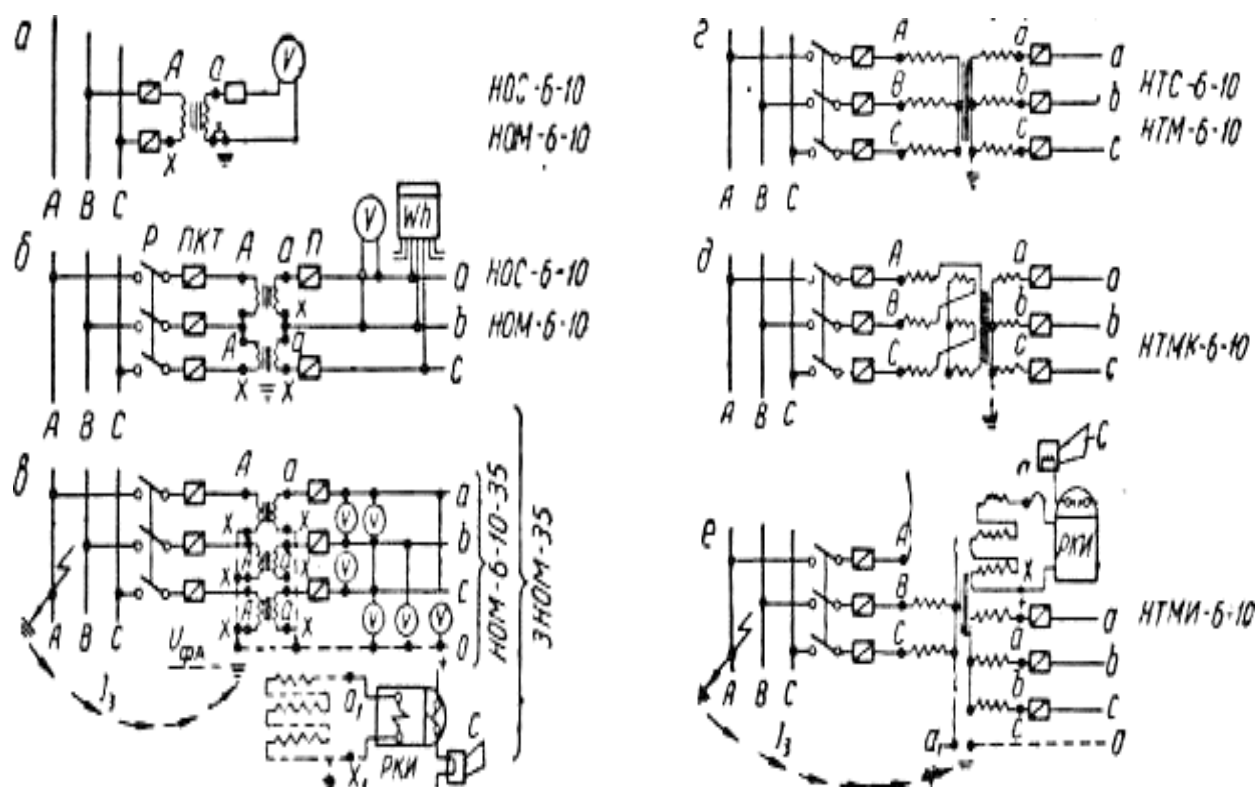


Рис. 5.10. Схеми вмикання трансформаторів напруги в мережу: а – однофазного трансформатора; б - двох однофазних за схемою відкритого трикутника; в – трьох однофазних, з'єднаних в зірку; г – трифазного без виведеної нульової точки на високій стороні; д – трифазного з компенсаційною обмоткою; е – трифазного п'ятистержневого.

5.9. Схеми вмикання трансформаторів напруги

До мереж високої напруги трансформатори напруги приєднуються через запобіжники типу ПКТ (Т — струмообмежуючий) і роз'єднувачі [4,19].

Для захисту трансформатора напруги від перевантаження ставлять

запобіжники з низької сторони на струм два амperi.

Для напруги 110 кВ і вище використовують трансформатори напруги типу ТН (рис. 5.11) [4,19].

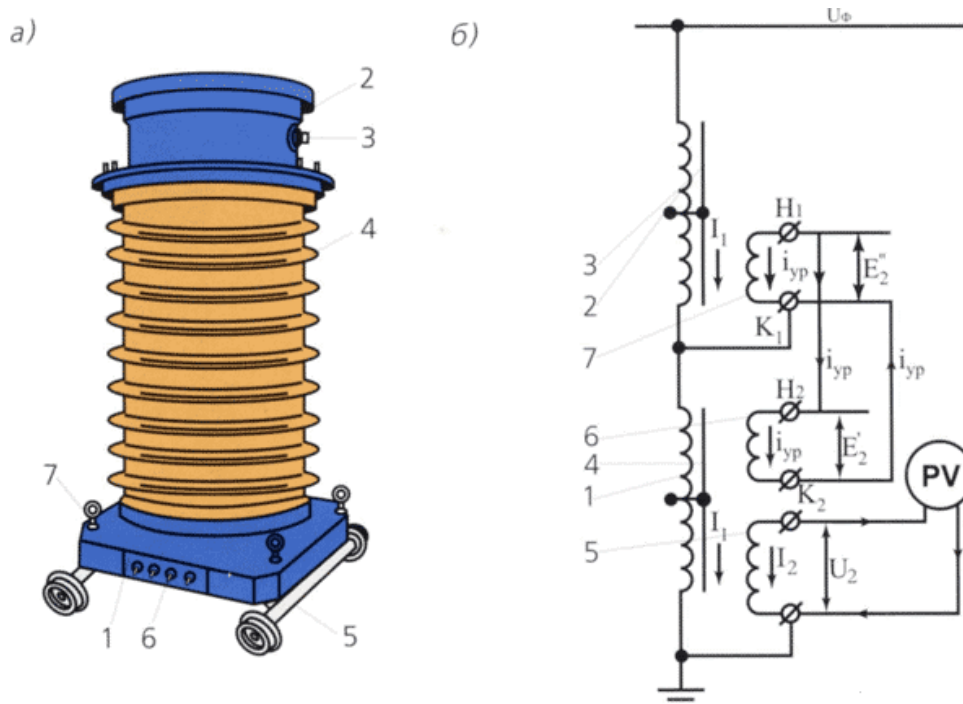


Рис. 5.11. Однофазний ТН 110 кВ: а) – загальний вигляд ТН, де: 1 – вторинні виводи; 2 – розширювач; 3 – показчик рівня масла; 4 – фарфоровий ізолятор; 5 – візок; 6 – коробка з виводами; 7 – болт для підйому; б) – електрична схема, де: 1 і 2 – секції первинної обмотки; 3 і 4 – магнітопроводи; 5 – вторинна обмотка.

5.10. Вибір трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги проводиться за номінальною первинною напругою, за типом, за класом точності, за потужністю, залежно від призначення – однофазні і трифазні, тристержневі або п'ятистержневі тощо. В установках з малими струмами замикання на землю слід застосовувати трифазні п'ятистержневі трансформатори напруги [19].

Трансформатори напруги вибирають за класом точності приладів, до яких приєднуються останні.

Потужність трансформатора напруги вибирають, порівнюючи його номінальну потужність в потрібному класі точності з необхідною для приладів.

Для цього складають початкову трилінійну схему приєднання приладів; далі за каталогами вибирають типи вимірювальних і захисних приладів з зазначенням їх потужності і $\cos \varphi$, після чого визначають сумарне навантаження на трансформатор напруги або групу однофазних трансформаторів напруги.

Сумарне споживання потужності можна приблизно підрахувати за рівнянням:

$$S_2 = \sum S_{\text{прил}}, \quad (5.34)$$

де: $\sum S_{\text{прил}}$ – арифметична сума потужностей, споживаних приладами і реле.

При точних підрахунках слід використати такий вираз:

$$S_2 = \sqrt{(\sum S_{\text{пр}} \cos \varphi_{\text{пр}})^2 + (\sum S_{\text{пр}} \sin \varphi_{\text{пр}})^2} = \sqrt{(\sum P_{\text{пр}})^2 + (\sum Q_{\text{пр}})^2} \quad (5.35)$$

Необхідно брати при цьому більш навантажену фазу і порівнювати її з фазною потужністю $S_{2\text{ном}}$ за каталогом. При цьому треба щоб $S_{2\text{ном}} \geq S_2$.

Важко рівномірно розподілити навантаження по фазам і порівняти його з номінальною фазною потужністю для трансформаторів напруги у вибраному класі точності, при цьому

$$S_{\text{фаз}} = \frac{S_{\text{тр}}}{3}, \quad (5.36)$$

де: $S_{\text{фаз}}$ – потужність фази трансформатора напруги; $S_{\text{тр}}$ – повна потужність трансформатора напруги.

Потужність, споживана вимірювальними приладами, наводиться в каталогах. Якщо дається повний опір котушок приладу Z , то його потужність можна знайти згідно з рівнянням:

$$S = \frac{U^2}{Z}, \quad (5.37)$$

Однофазні трансформатори напруги вибирають по найбільш завантажених фазах.

Для вимірювання напруги на прохідних ізоляторах конденсаторного типу при напрузі 110 кВ і вище використовують конденсаторні виводи. Конденсаторні виводи виконуються із ряду циліндрів з бакелітового паперу з металевими прокладками між ними. Кожна пара металевих циліндрів, розділених бакелітовим папером, є циліндричним конденсатором. Розміри циліндрів підбираються таким чином, щоб ємності всіх конденсаторів були однаковими. Зовнішню обкладку останнього конденсатора заземляють.

Якщо напругу привода високої напруги відносно землі позначити через U_1 а число конденсаторів через n , то кожний конденсатор буде знаходитись під дією напруги $U'_1 = \frac{U_1}{n}$. Для прохідних ізоляторів типу МКП на 110 кВ ця напруга становить близько 3,5 кВ.

Приєднуючи електростатичний вольтметр на один із конденсаторів (звичайно останній – заземлений), можна заміряти напругу установки відносно землі, тому що із зміною U_1 пропорційно змінюється напруга U_2 на затискачах вольтметра. Для вимірювання цієї напруги можна використати і звичайний вольтметр на 100 В, але для цього слід мати вимірювальний, трансформатор напруги, який знижує напругу до 100 В.

Такий пристрій називається ПВН (пристрій для вимірювання напруги).

Таке вимірювання напруги не точне, оскільки при ньому є похибка, яка залежить від нагріву ізолятора конденсаторних втулок і від характеру вторинного навантаження. Тому вторинну обмотку ПВН секціонують, що дає змогу регулювати його напругу. Від нього живлять вольтметри, частотоміри і прилади синхронізації, які не потребують високого класу точності

РОЗДІЛ 6

РЕЖИМИ НЕЙТРАЛІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

6.1. Режим роботи нейтралей (загальні відомості)

У відповідності з "Правилами улаштування електроустановок" (ПУЕ) [10] трифазні електричні мережі в залежності від їх режиму нейтралі розділяються на мережі з ізольованою та заземленою нейтраллями. Якщо в мережі ні одна з нейтралей генераторів, синхронних компенсаторів і силових трансформаторів не має з'єднання з землею (за виключенням з'єднань через прилади вимірювання, захисту, сигналізації, дугогасних реакторів (ДГР) і подібних їм пристроїв), така мережа вважається мережею з ізольованою нейтраллю.

Електрична мережа з компенсацією ємнісного струму замикання на землю за допомогою ДГР вважається мережею з компенсованою нейтраллю [6, 7].

Якщо ж в мережі хоча б одна із нейтралей генераторів, синхронних компенсаторів або силових трансформаторів заземлена безпосередньо або через вимірювальні трансформатори струму, то така мережа вважається мережею з заземленою нейтраллю.

Зв'язок нейтралей електричних машин і трансформаторів з землею в значній мірі визначає рівень ізоляції електроустановок, вибір комутаційної апаратури, величину напруги та способи її обмеження, величини струмів однофазного замикання на землю, умови роботи релейного захисту та безпеки в електричних мережах, електромагнітний вплив на лінії зв'язку і т. д.

Режим роботи нейтралі визначає величину струму замикання на землю. Мережі в яких однофазний струм замикання на землю менше 500 А відповідають мережам з малими струмами замикання на землю (мережі з ізольованою нейтраллю), а мережі, в яких однофазний струм замикання на землю більший 500 А, відповідають мережам з великими струмами замикання на землю (мережі з глухо-заземленими нейтраллями) [11].

6.2. Мережі з ізольованою нейтраллю

У мережах з ізольованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю) нейтралі або не заземлюються, або заземлюються через елементи з великим опором. В таких мережах замикання однієї з фаз на землю не є коротким замиканням.

На рис. 6.1. зображено схему струморозподілу та векторну діаграму струмів і напруг в мережі з ізольованою нейтраллю.

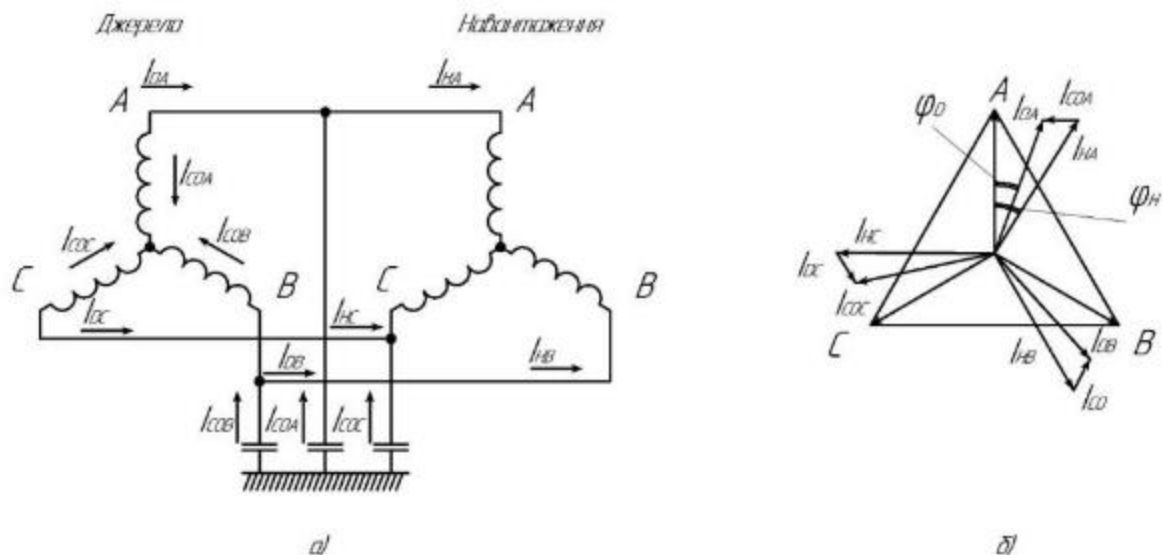


Рис. 6.1. Струморозподіл (а) та векторна діаграма струмів і напруг (б) в мережі з ізольованою нейтраллю: φ_N – кут відставання вектора струму навантаження від напруги, φ_D – кут відставання вектора струму джерела від вектора напруги.

При цьому напруга фаз відносно землі $\dot{U}_A, \dot{U}_B$ і $\dot{U}_C$ симетрична і рівна фазній напрузі. Струми в фазах джерела $\dot{I}_{DA}, \dot{I}_{DB}, \dot{I}_{DC}$ рівні геометричній сумі струмів навантаження $\dot{I}_{NA}, \dot{I}_{NB}, \dot{I}_{NC}$ та ємнісних струмів відносно землі $\dot{I}_{COA}, \dot{I}_{COB}, \dot{I}_{COC}$.

Величина ємнісного струму на землю кожної із фаз залежить від фазної напруги, частоти та ємності фаз відносно землі.

$$I_{CO} = U_{\phi} \omega c, \quad A \quad (6.1)$$

де: U_{ϕ} – фазна напруга мережі; ω – частота в мережі; c – ємність фази відносно землі.

Геометрична сума ємнісних струмів трьох фаз рівна нулю.

В існуючих електричних мережах величина ємнісного струму в одній фазі I_{CO} не перевищує декількох ампер і не впливає на навантаження джерел (генераторів).

У випадку металічного замикання на землю однієї із фаз (без перехідного опору), наприклад фази А, ця фаза приймає потенціал землі, напруга не пошкоджених фаз відносно землі збільшується в $\sqrt{3}$ разів, тобто фазна напруга цих фаз збільшується до міжфазної (лінійної), $\dot{U}_B \rightarrow \dot{U}_{BA}, \dot{U}_C = \dot{U}_{CA}$. Відповідно і ємнісні струми непошкоджених фаз збільшуються в $\sqrt{3}$ разів [17].

На рис. 6.2. приведені струморозподіл та векторна діаграма струмів і напруг у мережі при металічному замиканні однієї з фаз на землю.

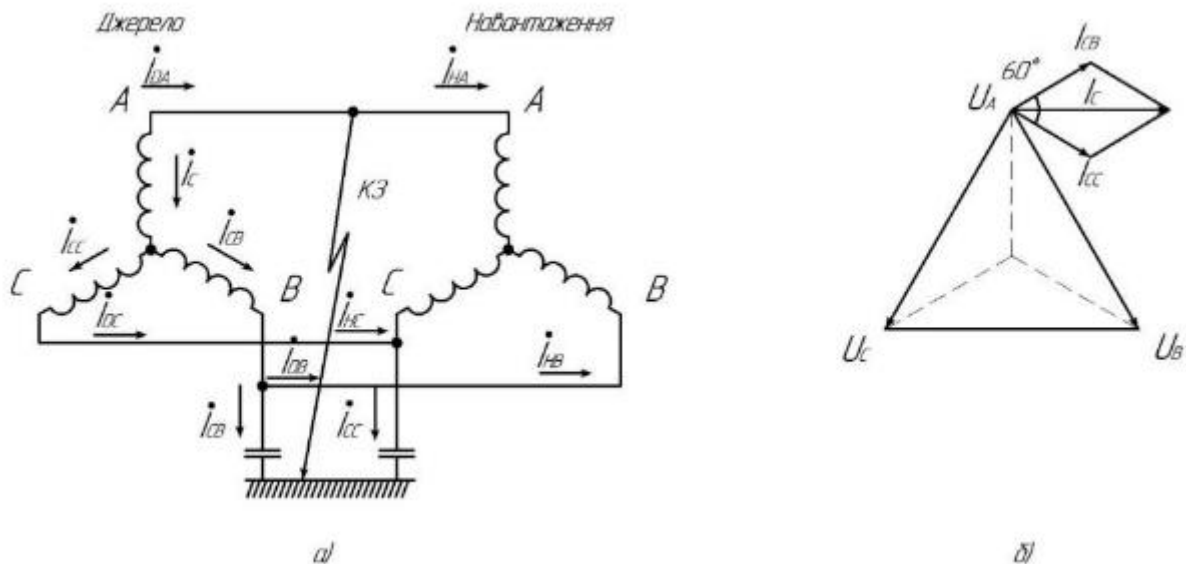


Рис. 6.2. Струморозподіл (а) та векторна діаграма струмів і напруг (б) у мережі при металічному замиканні фази А на землю.

З рис. 6.2. (а) видно, що ємнісний струм

$$\dot{I}_C = \dot{I}_{CB} + \dot{I}_{CC}, \quad (6.2)$$

а згідно рис. 6.2. (б) при $\dot{I}_{CB} = \sqrt{3}\dot{I}_{CO}$ і $\dot{I}_{CC} = \sqrt{3}\dot{I}_{CO}$

$$I_C = 3I_C = 3U_\phi \omega c \quad (6.3)$$

При цьому трикутник лінійних (міжфазних) напруг залишається незмінним і споживачі на лінійній напрузі замикання на землю не відчують, проте фазні напруги U_B і U_C збільшується до лінійних ($U_B = U_{AB}$, $U_C = U_{AC}$).

Ємність фаз відносно землі залежить від конструкції ліній електропередачі – повітряна, або кабельна.

Тому величина ємнісних струмів замикання на землю в мережах напругою 6-35 кВ наближено визначається згідно формул:

- для повітряної лінії $I_C = \frac{U_L L}{350}, \text{ A}$

- для кабельної лінії $I_C = \frac{U_L L}{10}, \text{ A}$

де: U_L – лінійна напруга мережі, кВ; L – довжина електрично з'єднаних ліній даної напруги, км.

Для визначення величини ємнісного струму замикання на землю можна використовувати також наступні вирази:

- для одноланцюгових ліній електропередачі (ЛЕП)

$$I_{Cод} = (2,7 - 3,0)U_L L \cdot 10^{-3}, \text{ A} \quad (6.4)$$

де: 2,7 – коефіцієнт для ЛЕП 6-10 кВ та 35 кВ без тросів; 3,0 – для ЛЕП 35 кВ на металевих опорах з тросами;

- для дволанцюгових ЛЕП

$$I_{C_{дв}} = (1,2 - 1,6)I_{C_{од}}, \text{ А} \quad (6.5)$$

використання коефіцієнтів 1,2 – 1,6 залежить від відстані між проводами дволанцюгових ліній та розташування проводів – горизонтальне (1,2), прямою або зворотною ялинкою (1,3), вертикальному (1,4), а при відключенні однієї із паралельних ліній і її заземленні – від 1,55 до 1,6;

- для ліній напругою 35 кВ

$$I_{C35} = K(\sum L + kN), \text{ А} \quad (6.6)$$

де: K – коефіцієнт рівний 0,12 А/км; $\sum L$ – сумарна довжина електрично з'єднаних ліній 35 кВ; k – розрахований коефіцієнт рівний 2; N – кількість підстанцій підключених до електрично з'єднаних ліній електропередавання напругою 35 кВ.

Формула I_{C35} враховує матеріал опор, наявність тросових ділянок та кількість підстанцій.

У разі не металічного замикання на землю (через деякий перехідний опір), напруга пошкодженої фази буде рівна падінню напруги на цьому опорі, непошкоджених фаз буде меншою лінійною, а тому і ємнісний струм замикання на землю буде меншим ніж при металічному замиканні.

В наслідок збільшення напруги непошкоджених фаз при замиканні на землю в $\sqrt{3}$ разів відносно землі ізоляція в мережах з ізолюваною нейтраллю повинна виконуватись на міжфазну напругу. Це обмежує використання мереж з ізолюваною нейтраллю напругою не більше 35 кВ, де вартість ізоляції не є вирішальною, а деяке збільшення її компенсується підвищеною надійністю електропостачання споживачів, з врахуванням того, що однофазні замикання на землю в середньому складають 65% усіх порушень ізоляції [17].

Недоліком мереж з ізолюваною нейтраллю є те, що в разі замикання однієї фази може виникнути пошкодження другої фази та виникнення короткого замикання через землю. Крім того друге місце замикання на землю може знаходитись на другій електрично з'єднаній лінії і коротке замикання через землю може призвести до відключення обох ліній.

У мережах з ізолюваною нейтраллю обов'язковим є сигналізація, яка сповіщає обслуговуючий персонал про замикання на землю. Пошук місця замикання необхідно починати терміново. Експлуатація мережі з заземленою фазою згідно “Правил технічної експлуатації” в більшості випадків не повинна перевищувати 2-х годин [21].

Генератори потужністю 150 МВт і вище при замиканні на землю повинні бути розвантажені і відключені. В окремих випадках генератори при струмі замикання на землю більше 5 А, а також лінії електропередачі, які живлять торфозробки, забезпечуються релейним захистом на їх відключення.

Більш небезпечними є однофазні замикання на землю через електричну дугу, яка може пошкодити обладнання і визвати двофазне або трифазне коротке замикання – особливо в кабельних лініях та всередині електричних машин і апаратів.

У певних умовах при замиканні на землю може виникнути так звана проміжна дуга, яка періодично то запалюється, то зникає. Це супроводжується виникненням перенапруг в непошкоджених фазах електрично з'єднаної мережі відносно землі до $3U_{\phi}$, що може призвести до пошкодження ізоляції та короткого замикання в частинах установок з ослабленою ізоляцією. Найбільш вірогідне виникнення проміжних дуг при ємнісному струмі замикання на землю більше 5 – 10 А, особливо при збільшенні напруги.

У зв'язку з цим в умовах експлуатації електричних мереж з ізольованою нейтраллю ємнісні струми нормуються і не повинні перевищувати значень, приведених в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Нормовані значення ємнісних струмів

Напруга мережі, кВ	6	10	15-20	35
Ємнісний струм, А	30	20	15	10

У блочних схемах генератор – трансформатор на генераторній напрузі, а також в мережах напругою 3 – 35 кВ з підвищеними вимогами до безпеки обслуговування (торфорозробки і т.д.) величина ємнісних струмів не повинна перевищувати 5 А.

На блочних електростанціях, газокompресорних станціях і других промислових підприємствах для захисту електродвигунів великої потужності на напругу 10 (6) кВ від однофазних замикань на землю (корпуси) з попередженням переходу в небезпечні для статорів двофазні або трифазні КЗ використовується заземлення нейтралі додаткового трансформатора (із з'єднанням обмоток зірка з виведеною нейтраллю – трикутник) через резистор. При замиканні нейтралі через вказаний резистор на всіх приєднаннях виконується самий простий захист – струмовий захист від однофазних замикань на землю з дією на відключення пошкодженого елемента без витримки часу ($t < 0,1$ сек) з резервним відключенням з витримкою часу близько 0,5 сек додаткового трансформатора для переведення секції до якої він приєднаний в режим з ізольованою нейтраллю.

Використання резистивного заземлення нейтралі можливе і в комплексі з компенсацією ємнісних струмів замикання на землю за допомогою ДГР.

6.3. Мережі з компенсованою (резонансно – заземленою) нейтраллю

Компенсація ємнісного струму замикання на землю в мережах 6 – 35 кВ є безконтактним засобом гасіння заземляючої дуги, мета якого – зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, які виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції електротехнічного обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземляючої дуги, що забезпечує відновлення діелектричних властивостей місця пошкодження; запобігання різкому збільшенню

реактивної потужності на джерелах живлення при дугових замиканнях на землю і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів [11, 15, 17].

Для компенсації ємнісного струму замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю використовується заземлення нанейтралей через ДГР:

- ЗРОМ – заземляючі реактори однофазні масляні;
- РЗДСОМ – реактори заземляючі дугогасні ступінчасті однофазні масляні;
- РЗДПОМ – реактори заземляючі дугогасні з плавним регулюванням однофазні масляні;
- КДР – котушки дугогасні з плавним регулюванням;

Реактори ЗРОМ і РЗДСОМ мають ступінчасте регулювання, а РЗДПОМ і КДР – плавно регулюємі зміною зазору в магнітній системі, або керовані з поздовжнім, поперечним чи комбінованим підмагнічуванням.

Рекомендується використовувати ДГР з плавним регулюванням і автоматичним налаштуванням.

Допускається також використання ДГР з ступінчастим регулюванням.

Дугогасні реактори налаштовуються на струм компенсації рівний ємнісному струму замикання на землю (резонансне налаштування). Дозволяється налаштування ДГР з перекомпенсацією, при якому індуктивна складова не перевищує 5 А.

ДГР встановлюються на підстанціях з'єднаних з компенсованою мережею не менше ніж двома лініями електропередавання. На тупикових підстанціях встановлення ДГР недопустимо, так як обрив одного і проводів (неповнофазний режим живлення трансформатора з ДГР) призводить до неповнофазної компенсації. При цьому напруга зміщення нейтралі може досягти небезпечної величини [17].

На рис. 6.3. показані струморозподіл в мережі з нейтраллю заземленою через ДГР та векторна діаграма струмів.

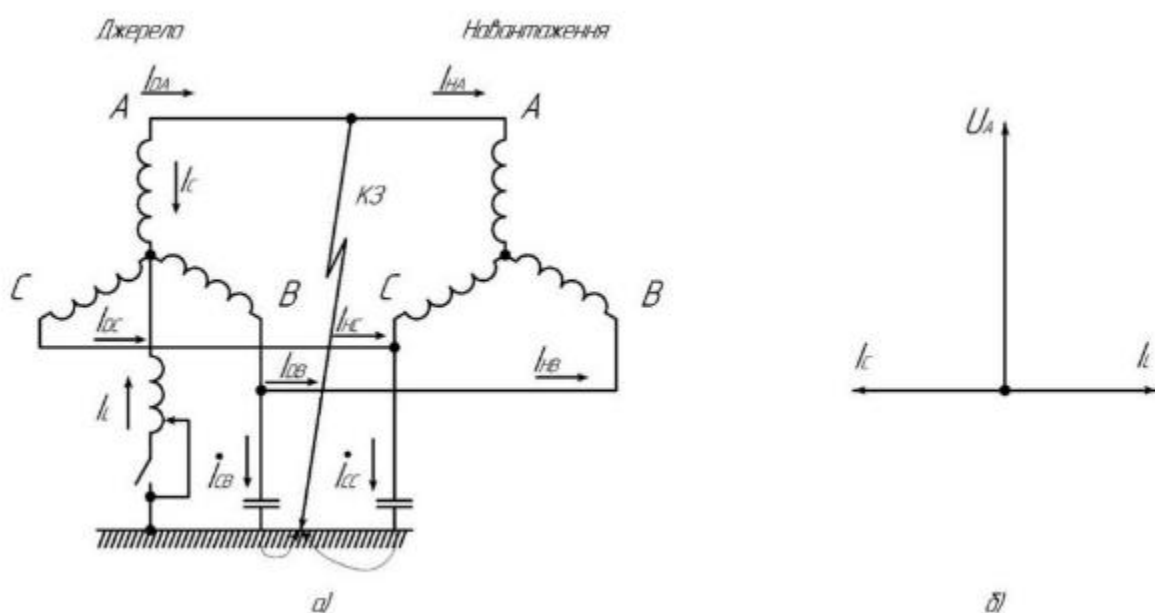


Рис. 6.3. Струморозподіл (а) в мережі з нейтраллю заземленою через ДГР та векторна діаграма (б) струмів і напруги.

У нормальному режимі роботи мережі через реактор протікає струм рівний нулю. При замиканні на землю фази А ДГР попадає під фазну напругу і через нього протікають як ємнісний струм замикання I_C , так і індуктивний струм реактора I_L . Так як ці струми відрізняються по фазам на 180° , то в місці замикання вони компенсують один одного і при резонансному налаштуванні ($I_L = I_C$) струм в точці замикання відсутній, дуга не виникає і ліквідуються всі пов'язані з нею наслідки.

Вибір підстанції для встановлення ДГР необхідно здійснювати з врахуванням конфігурації мережі, можливого ділення мережі на частини і т.д. Реактори повинні розташовуватись таким чином, щоб після розділення мережі в кожній її частині зберігалась можливість налаштування компенсації ємнісного струму, близької до резонансної.

Для підключення ДГР повинні використовуватись силові трансформатори з схемою з'єднання обмоток “зірка з виведенням нейтралі – трикутник”.

При наявності в мережі трансформаторів 110/35/10(6) кВ обмотки 35 кВ з'єднані в “зірку” з виведенням нейтралі, а обмотки 10(6) кВ з'єднані в “трикутник”. Тому в мережах 10(6) кВ для підключення ДГР використовують трансформатори власних потреб або незавантажені трансформатори 10(6)/0,4 кВ, в яких обмотки вищої напруги з'єднані “зірка з виведенням нейтралі”, а нижньої напруги в “трикутник”.

При підключенні ДГР до нейтралей трансформаторів необхідно керуватись наступним:

- 1) потужність ДГР повинна складати не більше 55% потужності трансформатора при номінальному його навантаженні;
- 2) потужність ДГР може бути на 40% більшою від потужності трансформатора, якщо він використовується тільки для підключення реактора;
- 3) якщо потужність ДГР рівна потужності трансформатора, то навантаження трансформатора не повинне перевищувати 55% його номінальної потужності;

Потужність ДГР визначають за формулою:

$$Q_P = n I_C U_\Phi, \quad (6.7)$$

де: n – коефіцієнт, який враховує розвиток мережі.

Якщо ДГР підключається до нейтралі трансформатора власних потреб (ТВП) або до незалежного трансформатора, необхідно враховувати вплив цих трансформаторів на величину ємнісного струму замикання на землю.

$$I_{C1} = I_C + I_{\text{переком}} + \frac{U_{\text{кз}}\%}{100} \left[\frac{U_{\text{ном}}(I_C + I_{\text{переком}})}{\sqrt{3} S_{\text{ном.т}}} \right], \quad (6.8)$$

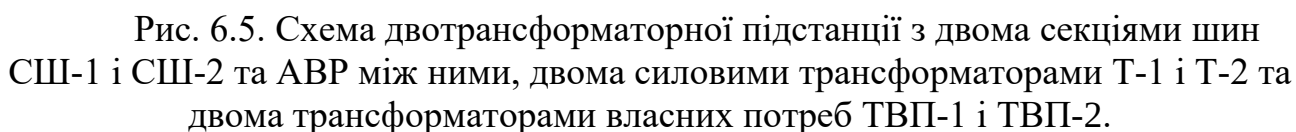
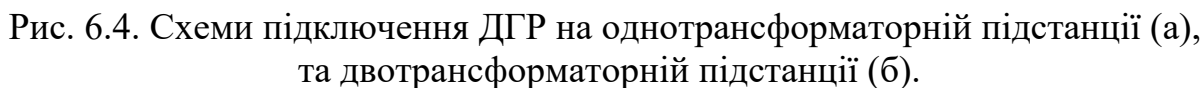
де: $I_{\text{переком}}$ – струм перекомпенсації, порядку 5 А; $U_{\text{кз}}\%$, $U_{\text{ном}}$, $S_{\text{ном.т}}$ – параметри трансформатора до нейтралі якого підключається ДГР.

Можна також використовувати формулу для визначення допустимої потужності ДГР:

$$Q_P = \sqrt{S_{\text{ном.т}}^2 - S_{\text{max нав.}}^2} \quad (6.9)$$

де: $S_{\text{ном.т}}$ – номінальна потужність трансформатора; $S_{\text{max нав.}}$ – максимальне навантаження трансформатора.

На рис. 6.4 приведені схеми підключення ДГР на одностансформаторній та двостансформаторній підстанціях.



86

замикання на землю $I_C < 30\text{ А}$ компенсація не потрібна. Але при відключенні одного із трансформаторів Т-1 або Т-2 АВР об'єднує шини СШ-1 і СШ-2. При цьому струм замикання на землю складає.

$$I_C = 19 + 16 = 35 \text{ А}$$

Необхідна потужність ДГР

$$Q_P = 1,25 \cdot I_C \cdot U_\Phi = 1,25 \cdot 35 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 152 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Згідно каталогу вибираємо ЗРОМ – 175/6, потужністю 175 кВА. Приєднати ЗРОМ до ТВП-1 або ТВП-2 неможливо, так як їх потужність навіть без навантаження менша ніж потужність реактора.

Для підключення ДГР необхідно встановити додатковий трансформатор. Згідно каталога вибираємо ТМ-250/6 з з'єднанням обмоток “зірка-трикутник”, який можна ще завантажити на

$$P_{\text{нав}} = \sqrt{250^2 - 175^2} = 176 \text{ кВт (при } \cos\varphi = 1\text{)}.$$

6.4. Мережі з глухозаземленою та ефективно заземленою нейтраллями

Глухе заземлення нейтралі використовується в Україні в електричних мережах напругою 110 кВ і вище, та в мережах до 1000 В. У мережах напругою 110 кВ і вище фактор вартості ізоляції є вирішальним – ізоляція розраховується на фазну напругу, а не на лінійну.

В мережах з глухим заземленням нейтралі при замиканні однієї із фаз на землю є коротким замиканням через землю і нейтраль, що супроводжується протіканням великих струмів.

На рис. 6.6. приведена схема фрагменту мережі з глухозаземленою нейтраллю.

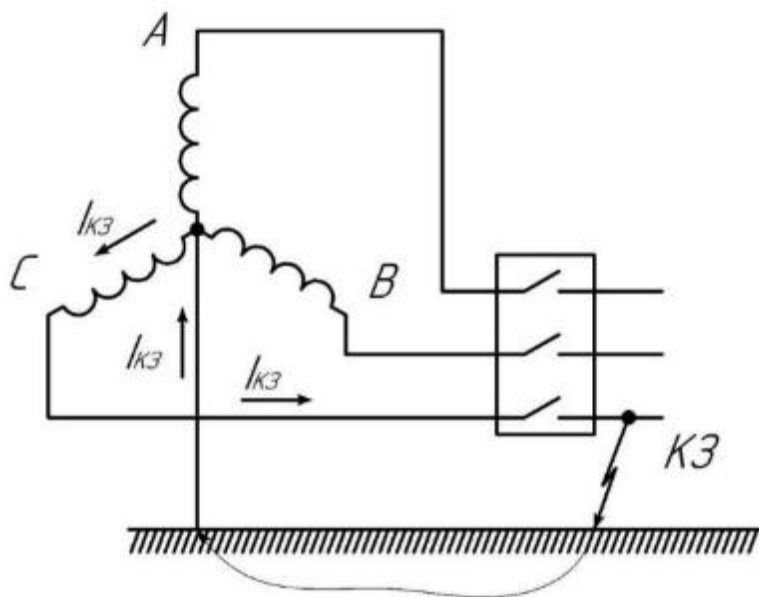


Рис. 6.6. Схема фрагменту мережі з глухозаземленою нейтраллю.

Для захисту електрообладнання використовується релейний захист для швидкого відключення ділянки на якій виникло коротке замикання (КЗ). При цьому напруга на непошкоджених фазах не перевищує фазного значення.

Основними перевагами глухого замикання на землю є здешевлення електроустановок за рахунок виконання ізоляції на меншу (фазну) напругу та ліквідація перенапруг при появі електричної дуги. Глухе замикання нейтралі на землю має ряд недоліків:

1) Відключення електроустановок при кожному однофазному КЗ. Проте значна частина однофазних КЗ в електричних мережах напругою 110 кВ і вище відноситься до самоліквідуючих, тобто зникають після зняття напруги. В таких випадках ефективним є автоматичне повторне включення (АПВ), яке здійснюється після спрацювання релейного захисту, чим відновлюється електропостачання споживачів за мінімальний час.

2) Значне здорожання за рахунок виконання в розподільних пристроях контурів заземлення, які є складними інженерними конструкціями.

3) Значні величини струмів однофазних КЗ, які в ряді випадків перевищують трифазні КЗ.

Для зменшення струмів однофазних КЗ використовують часткове розземлення нейтралей або їх заземлення через активний опір – в основному в мережах 110 кВ. Останнє і є ефективним заземленням нейтралі.

В мережах до 1000 В (особливо в мережах напругою 0,4 кВ) глухе заземлення нейтралі виконується в першу чергу з метою захисту людей від попадання під напругу. Любе замикання фази на землю або на корпуси електроустановок і електроприладів (згідно нормативних документів повинні бути заземленими) є коротким замиканням, яке відключається відповідним захистом.

РОЗДІЛ 7

ТРИФАЗНІ КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ТА МЕТОДИ ЇХ РОЗРАХУНКУ

Необхідність визначення струмів короткого замикання (КЗ) виникає як на стадії проектування об'єктів електричної системи (будівництво нових трансформаторних підстанцій і ліній електропередавання для збільшення пропускної здатності електричних мереж та для електропостачання нових споживачів), так і в процесі експлуатації систем і мереж [19, 25], а саме:

- При зміні схеми живлення електроенергетичних об'єктів для перевірки устаткування високої напруги на термічну і динамічну стійкість струмам КЗ, придатності існуючих уставок релейного захисту і автоматики, засобів блискавкозахисту і т.д.;

- При частковій заміні електроустаткування на електростанціях або підстанціях, якщо намічені до установки машини і апарати за своїми паспортними даними відрізняються від тих, що демонтуються;

- Якщо проектні дані по об'єкту відсутні або застарілі і струми КЗ в даний момент невідомі обслуговуючому персоналу.

Можливі і інші випадки, коли вимагається виконувати розрахунки струмів КЗ.

Для вибору параметрів спрацювання струмового захисту мають бути розраховані максимальні струми КЗ у максимальному режимі, а для оцінки чутливості мінімальні струми КЗ в мінімальному режимі системи з урахуванням відповідно мінімальних та максимальних положень пристроїв регулювання під навантаженням (РПН) та пристроїв перемикачів без збудження (ПБЗ) трансформаторів і автотрансформаторів.

У даному розділі розглядається визначення струмів КЗ для електричних мереж, які згідно технологічних і технічних умов експлуатуються розімкнутими. При цьому точка КЗ підживлюється або генератором електричної енергії або від електричної системи значної потужності.

7.1. Короткі замикання в електричних системах і мережах

Види, причини та наслідки КЗ в електричних системах і мережах.

Коротким замиканням називають будь яке замикання між фазами, а в електричних мережах з глухо або ефективно заземленою нейтраллю також замикання однієї і більше фаз на землю.

КЗ в основному виникають при порушенні ізоляції в електричних мережах в результаті старіння ізоляції, накидів на проводи ЛЕП, механічне пошкодження ЛЕП і кабелів, попадання грозових розрядів, обривання гірлянд ізоляторів і падіння проводу на землю або траверсу опори і т.д.

Трифазне КЗ при якому всі фази знаходяться в однакових умовах називається симетричним. Двофазне та однофазне КЗ – несиметричні.

КЗ супроводжується збільшенням струмів пошкоджених фаз, які в декілька разів більші номінальних. Це призводить до збільшення втрат та супроводжується підвищенням нагрівом провідників і кабелів. Тому струмопровідні частини і електрообладнання повинні без пошкоджень переносити нагрів струмами КЗ – тобто повинні бути термічно стійкими.

Протікання струмів КЗ супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між струмопровідними частинами. Тому струмопровідні частини, обладнання та електричні машини повинні конструюватися за умов, щоб витримати зусилля, що виникають при КЗ, тобто бути електродинамічно стійкими.

КЗ також супроводжується пониженням рівня напруги в електричній мережі, особливо у місцях КЗ.

Джерела живлення та види КЗ в електричних системах і мережах.

Величини струмів і напруги при КЗ, а також їх характер зміни залежать в основному від відношення потужності і опорів джерел живлення та опорів мережі в якій виникло КЗ. Виходячи з цього, всі можливі випадки КЗ можна умовно розділити на дві групи:

- 1) КЗ в ланцюгах, які живляться від джерел безкінечної потужності;
- 2) КЗ поряд з генератором обмеженої потужності.

Джерелом безкінечної потужності умовно називають таке джерело, напруга на затискачах якого залишається практично незмінною при будь якій зміні струму в підключеній до нього мережі: тобто його власний опір дуже малий в порівнянні з опором ланцюга КЗ.

Джерелом обмеженої потужності як правило є генератори. При цьому пошкодження розглядається або на шинах генератора, або близько від нього, коли опір ланцюга КЗ практично співпадає з опором генератора.

Різні види КЗ приведені на рис. 7.1. і 7.2. Для мереж з ізолюваною або компенсованою через дугогасні реактори нейтраллю (мережі 6, 10 і 35 кВ струми однофазного замикання на землю яких менше 500 А) найбільш характерними є трифазні і двофазні КЗ та двофазні КЗ на землю (рис. 7.1. а, б і в). Замикання однієї із фаз на землю в таких мережах не є коротким замиканням і не призводить до відключення пошкодженої ділянки мережі, але може викликати додаткове замикання на землю однієї із здорових фаз або замикання на землю однієї із фаз працюючої поряд лінії, що може призвести до відключення відповідно як однієї, так і двох ліній.

Для мереж з ефективно і глухозаземленою нейтраллю (мережі до 1000 В та 110 кВ і вище струми однофазного замикання на землю яких більше 500 А) однофазне замикання на землю є коротким замиканням і призводить до відключення пошкодженої ділянки мережі (рис. 7.2).

Найбільш простими при виконанні розрахунків є симетричні трифазні КЗ. Несиметричні двофазні та однофазні КЗ на практиці виконуються за спрощеними формулами на основі розрахунків симетричних трифазних КЗ

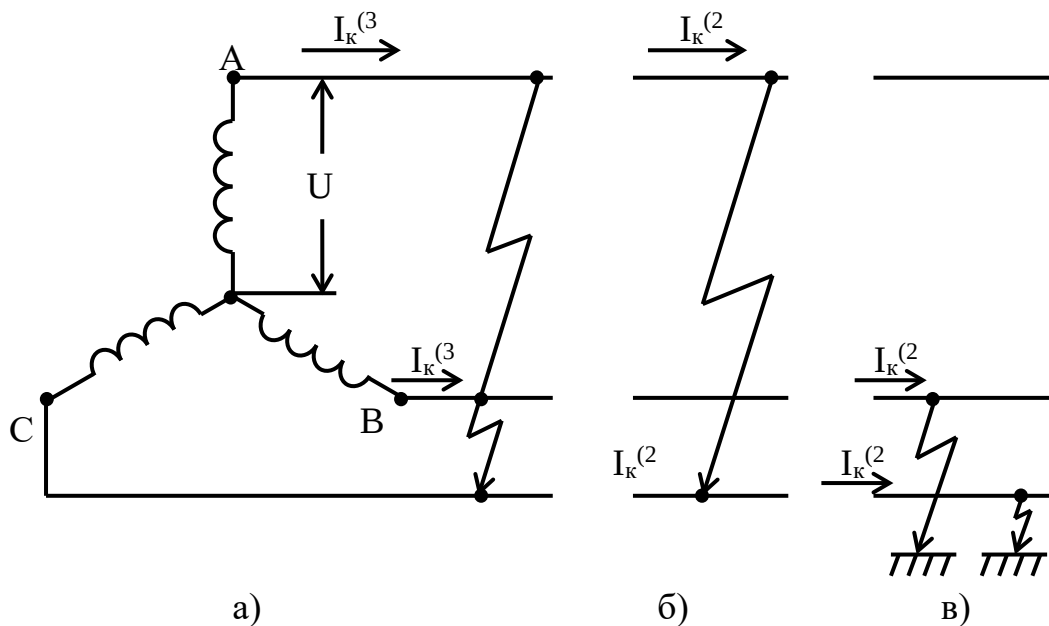


Рис. 7.1. Види коротких замикань: а) трифазне КЗ; б) двофазне КЗ; в) двофазне КЗ на землю.

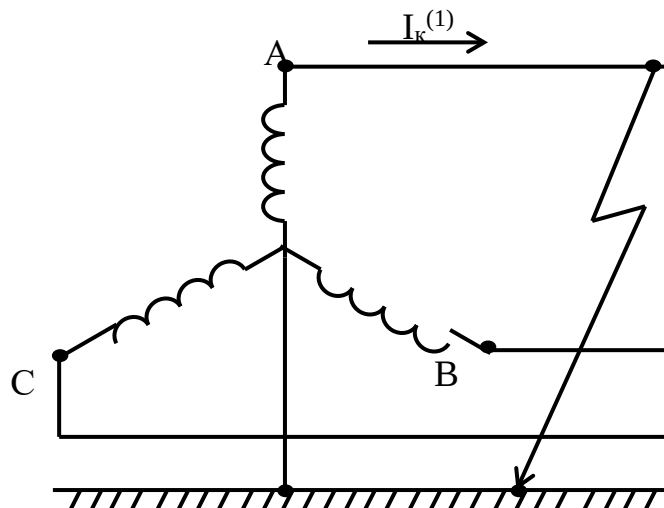


Рис. 7.2. Однофазне коротке замикання.

На рис. 7.3. а) приведена принципова схема установки, яку складають генератор або обмотка нижчої напруг трансформатора системи безкінечної потужності, лінія електропередачі та споживач. В нормальному режимі між активними і реактивними опорами установки кут зрушення фаз φ_n між напругою і струмом складає приблизно 36° , що відповідає $\cos \varphi \varphi = 0,8$ (рис.7.3. б). В разі виникнення трифазного КЗ в точці К споживач відсікається точкою КЗ від джерела живлення, а опір, що залишається в ланцюзі КЗ різко зменшується в порівнянні з нормальним режимом. Тому струм КЗ збільшується в декілька разів.

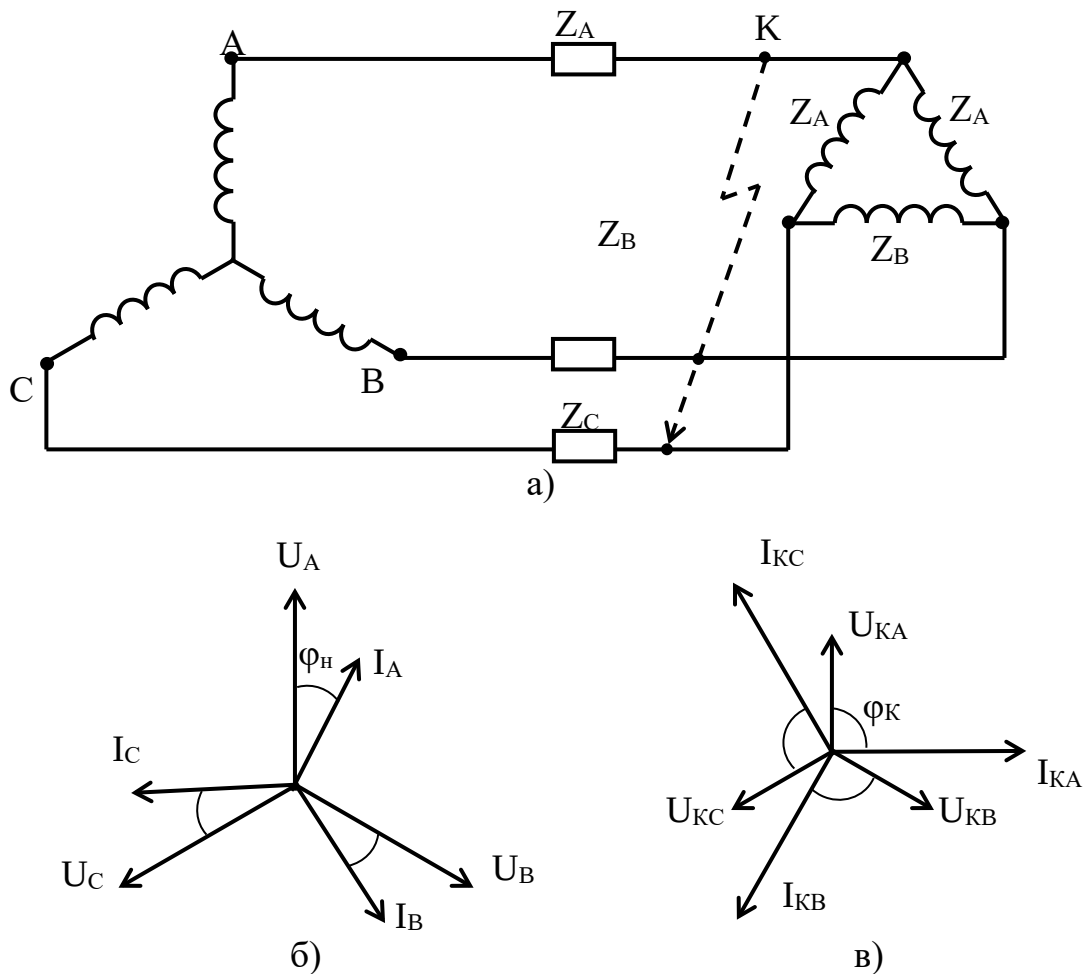


Рис. 7.3. Трифазне коротке замикання: а) - принципова схема установки; б) - векторна діаграма напруги і струмів при нормальному режимі на шинах генератора або системи; в) - векторна діаграма напруги та струмів на затискачах генератора при трифазному КЗ на лінії електропередавання.

Крім того, в петлі КЗ змінюється співвідношення між активними і реактивними (індуктивними) опорами. В замкненому колі зі сторони живлення точки КЗ переважаючими стають індуктивні опори генераторів, трансформаторів та ліній електропередавання, що мають незначні активні опори. Тому зрушення фаз між напругами і струмами збільшується до $80-85^\circ$ і практично вважається рівним 90° (рис. 7.3. в). Звідси витікає, що струм КЗ за своєю природою є майже чисто індуктивним і на його величину головним чином впливають індуктивні опори. Що ж до активних опорів окремих елементів установки, то ними зазвичай нехтують. Виняток становлять лінії електропередавання (кабельні і повітряні) в яких індуктивний опір переважає активний не більше ніж в три рази [20, 21].

В зашунтованих точкою КЗ опорах споживача струм буде підтримуватись за рахунок запасу енергії в індуктивностях до тих пір поки енергія магнітного поля не перейде в теплову в активних опорах. Величина цього струму не перевищує струму нормального режиму, поступово згасає до нуля і незначно впливає на величину струму в точці КЗ. Тому цим струмом в практичних розрахунках струмів КЗ нехтують.

7.2. Методи розрахунку струмів КЗ

Припущення та схеми заміщення при розрахунках струмів КЗ.

Розрахунки струмів КЗ виконуються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання та для вибору, або перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

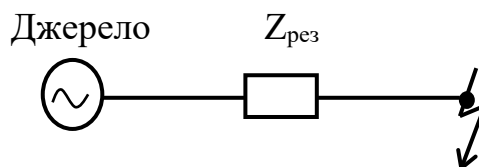
При розрахунках струмів КЗ приймається ряд допущень [19, 25]:

1. Фази ЕРС всіх генераторів незмінні на протязі всього процесу КЗ;
2. Не враховується насичення магнітних систем (індуктивні опори вважаються постійними);
3. Не враховуються ємнісні елементи короткозамкнутої мережі (враховуються тільки для повітряних ЛЕП 500 кВ і вище, та кабельних 110 кВ і вище);
4. Ігноруються намагнічуючі струми силових трансформаторів;
5. Трифазна система вважається симетричною.

Вказані спрощення не впливають на кінцевий результат.

Розрахунок струмів КЗ виконується в наступному порядку:

1. Для необхідної електричної мережі складається розрахункова схема.
2. Згідно розрахункової схеми складається схема заміщення.
3. Шляхом перетворень схему заміщення приводять до найбільш простого виду відповідно кожної точки КЗ.
4. Згідно результуючої ЕРС джерела та результуючого опору визначають величину початкового значення періодичної складової струму КЗ, а потім аперіодичну складову, ударний струм та періодичну складову окремих ділянок схеми.
5. При необхідності визначають складові струму КЗ для заданого моменту часу t .



Під розрахунковою схемою розуміють спрощену однолінійну схему на якій вказуються всі елементи і їх параметри, що впливають на величину струму КЗ, а тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків. Для електричних мереж 150 кВ і нижче такими елементами вважаються система електроживлення або генератор, лінії електропередавання, двообмоткові або триобмоткові трансформатори та струмообмежуючі реактори, які відповідно характеризуються X_c , X_L , R_L , X_L , X_T та X_p .

На основі розрахункової схеми складається еквівалентна схема заміщення.

Схемою заміщення називають електричну схему, яка по вхідних даних відповідає розрахунковій схемі, в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюються електричними [20, 21].

Наприклад, електричній схемі з'єднань (рис. 7.4. а) відповідають розрахункова схема (рис. 7.4. б) та схема заміщення (рис. 7.4. в).

Для розрахунку струмів КЗ використовуються два основних методи:

- в іменованих одиницях (Ом), приведених до базової напруги (U_b);
- у відносних одиницях, приведених до одних і тих же базових умов, як правило до базової потужності (S_b).

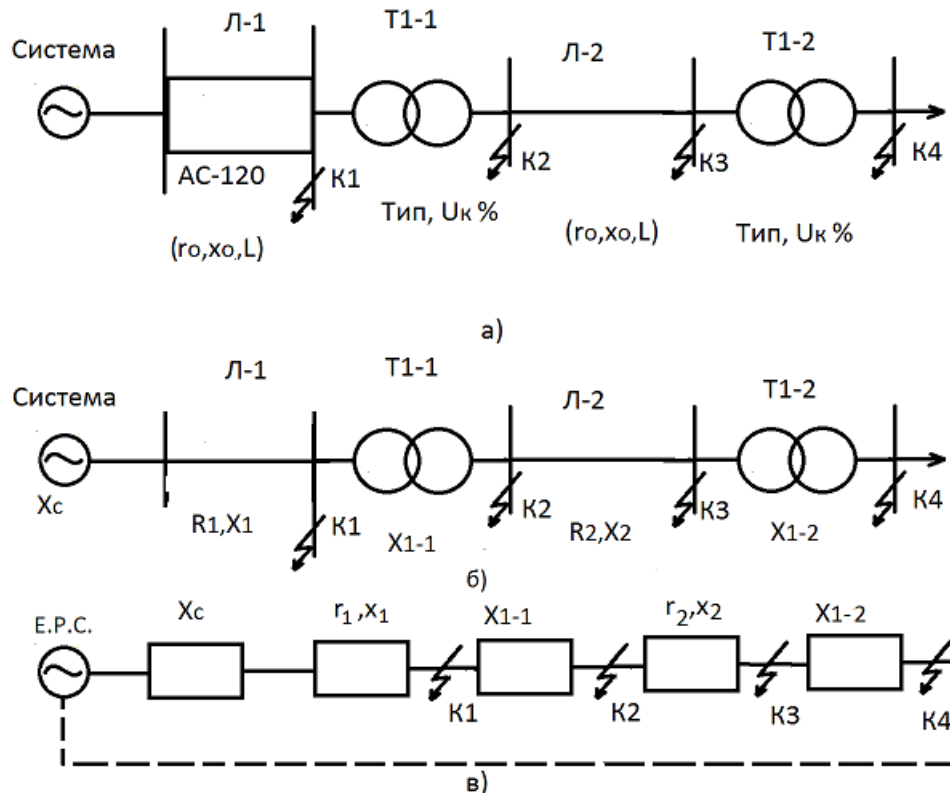


Рис. 7.4. Схема з'єднань електричної мережі (а) та відповідні їй розрахункова схема (б) і схема заміщення (в).

При розрахунках струмів КЗ в іменованих одиницях в якості базової напруги може бути генераторна напруга, якщо мережа живиться від генератора, напруга центру живлення, якщо мережа живиться від шин енергосистеми, або напруга любого ступеню, як правило найбільшого. При цьому опори всіх елементів схеми приводяться до цієї напруги (U_b) через відповідні коефіцієнти трансформації. В залежності від способу живлення мережі необхідно визначитись або з величиною індуктивного опору генератора або з величиною індуктивного опору системи.

Якщо розрахунки струмів КЗ проводяться у відносних одиницях, то опір генератора визначається у відносних одиницях з врахуванням зверх перехідного опору генератора та базової потужності, а опір системи через базову потужність та потужність КЗ на шинах системи.

Опори елементів мережі електричної системи.

Опори елементів розрахункової схеми визначаються згідно їх математичних моделей за довідниками або паспортними даними та відповідною схемою з'єднань.

Індуктивний опір генератора.

Якщо електрична мережа живиться від генератора, то його індуктивний опір визначається за виразом:

$$X_{\Gamma} = \frac{X''_d \% U_{\text{ном.}\Gamma}^2}{100 S_{\text{ном.}\Gamma}}, \text{ Ом} \quad (7.1)$$

де: $X''_d \%$ – зверх перехідний індуктивний опір генератора у % від номінальних умов; $U_{\text{ном.}\Gamma}^2$ – номінальна напруга генератора, кВ; $S_{\text{ном.}\Gamma}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Індуктивний опір системи.

Якщо електрична мережа отримує електроживлення від шин електричної системи, то опір системи живлення визначається організацією, яка експлуатує мережу для якої визначаються струми КЗ. При живленні мережі від шин системи напругою 150, 110 або 35 кВ мінімальний індуктивний опір системи (з достатньою точністю) складає $X_{\text{мін с}} = 10 \text{ Ом}$, максимальний – $X_{\text{макс с}} = 12 - 13 \text{ Ом}$.

Індуктивний та активний опори ліній електропередавання (ЛЕП).

$$X_{\text{л}} = x_0 L, \text{ Ом}; \quad R_{\text{л}} = r_0 L, \text{ Ом} \quad (7.2)$$

де: x_0 і r_0 – питомі індуктивний та активний опори згідно відповідної марки проводу, Ом/км;

L – довжина ділянки ЛЕП, км.

Індуктивний опір двообмоткового трансформатора.

$$X_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ксп}} \% U_{\text{ном.ВН}}^2}{100 S_{\text{ном.Т}}}, \text{ Ом} \quad (7.3)$$

де: $U_{\text{ксп}} \%$ – середнє значення падіння напруги в трансформаторі у % при його номінальному навантаженні (табл. 7.1); $U_{\text{ном.ВН}}^2$ – номінальна напруга обмотки вищої напруги трансформатора, кВ; $S_{\text{ном.Т}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

При наявності у двообмоткового трансформатора РПН (регулювання під навантаженням) або ПБЗ (перемикання без збудження) на стороні вищої напруги (ВН), то в довідникових або паспортних даних крім $U_{\text{ксп}} \%$ надається інформація щодо $U_{\text{кмін}} \%$ і $U_{\text{кмакс}} \%$ (відповідно мініимальному та максимальному коефіцієнтам трансформації), а також кількість відгалужень ($\pm n$) та діапазон регулювання напруги на стороні обмотки ВН трансформатора ($\pm \Delta U \%$), або кількість відгалужень ($\pm n$) та величина зміни напруги кожного відгалуження у відсотках ($\Delta U_n \%$).

Наприклад, в табл. 7.1 для трансформатора ТДН-16000/110 вказані: $U_{\text{ном.ВН}} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\text{ном.НН}} = 6,6 \text{ кВ}$ або $10,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{кмін}} \% = 9,8$; $U_{\text{ксп}} \% = 10,5$; $U_{\text{кмакс}} \% = 11,71$; кількість відгалужень $n = \pm 9$; діапазон регулювання напруги на стороні обмотки ВН $\Delta U \% = \pm 16$. При цьому величина зміни напруги одного відгалуження становить:

$$\Delta U_n \% = \frac{16 \%}{9} = 1,78 \%$$

Згідно вище викладеного індуктивні опори двообмоткового трансформатора з врахуванням середнього, мініимального та максимального положень РПН, а відповідно і коефіцієнтів трансформації, визначається за формулами:

$$X_{ср.Т}^{ВН} = \frac{U_{ксп\%} \cdot (U_{НОМ\ T}^{ВН})^2}{100 S_{НОМ\ T}}, \text{ Ом}$$

$$X_{МІН\ T}^{ВН} = \frac{U_{кмін\%} [U_{НОМ\ T}^{ВН} (1 - \Delta U_{рпн})]^2}{100 S_{НОМ\ T}}, \text{ Ом}$$

$$X_{МАХ\ T}^{ВН} = \frac{U_{кмак\%} [U_{НОМ\ T}^{ВН} (1 + \Delta U_{рпн})]^2}{100 S_{НОМ\ T}}, \text{ Ом}$$
(7.4)

де: $U_{НОМ.Т}$ – номінальна напруга обмотки ВН трансформатора; $\Delta U_{рпн}$ – діапазон регулювання напруги на стороні обмотки ВН у відносних одиницях

$$\Delta U_{рпн} = \frac{\Delta U\%}{100} \text{ або } \Delta U_{рпн} = \frac{\Delta U_H\% \cdot n}{100}.$$

Таблиця 7.1

**Параметри силових двообмоткових трансформаторів
з регулюванням напруги під навантаженням**

№ п/п.	Тип трансформатора	Номінальні напруги обмоток, кВ		Напруга U_k для різних значень регульованої напруги, %		
		ВН	НН	мін.	середнє	макс.
1	ТДН-10000/110	115	6,6; 11,0	8,70	10,5	12,36
2	ТДН-16000/110	115	6,6; 11,0	9,80	10,5	11,71
3	ТРДН-25000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,84	10,5	11,72
4	ТРДН-32000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,77	10,5	11,58
5	ТРДН-40000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,59	10,5	1,46
6	ТРДЦН-63000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	10,84	10,5	11,90
7	ТРДЦН-80000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,76	10,5	11,60
8	ТДЦН-80000/110	115	38,5; 10,5-10,5	9,76	10,5	11,60
9	ТРДЦН-125000/110	115	6,6; 11,0	10,5	10,5	11,9
10	ТДН-16000/150	158	6,3-6,3; 10,5-10,5;	11,5	11,0	10,8
11	ТРДН-32000/150	158	10,5-6,3	10,86	10,5	10,14
12	ТРДН-63000/150	158	6,3-6,3; 10,5-10,5; 10,5-6,3	10,66	10,5	10,0
13	ТРДН-32000/220	230	6,6-6,6; 11-11; 6,6-11	11,6	12,0	12,7
14	ТРДН-32000/220	230	38,5	11,6	12,0	12,7
15	ТРДЦН-63000/220	230	6,6-6,6; 11-11; 6,6-11	11,6	12,0	12,7
16	ТРДЦН-63000/220	230	38,5	11,6	12,0	12,7
17	ТРДЦН-100000/220	230	11-11	11,6	12,0	12,7
18	ТРДЦН-100000/220	230	38,5	11,6	12,0	12,7
19	ТРДЦН-160000/220	230	11-11	11,3	12,0	13,2
20	ТРДЦН-160000/220	230	38,5	11,3	12,0	13,2
21	ТРДН-63000/330	330	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	14,3.	11,0	8,8
22	ТДН-63000/330	330	38,5	14,3	11,0	8,8

Індуктивні опори триобмоткового трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів у довідкових або паспортних даних крім номінальних напруг обмоток (ВН, СН, НН) надаються значення напруги КЗ у % для кожної пари обмоток, віднесені до 100% потужності трансформатора (табл. 7.2). Таким чином для триобмоткового трансформатора має місце трикутник напруги КЗ у відсотках $U_{к\ ВН-СН} \%$, $U_{к\ ВН-НН} \%$ і $U_{к\ СН-НН} \%$ (рис. 7.5. а).

При розрахунках струмів КЗ цей трикутник замінюється трипроменевою зіркою, користуючись схемою заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 7.5. б).

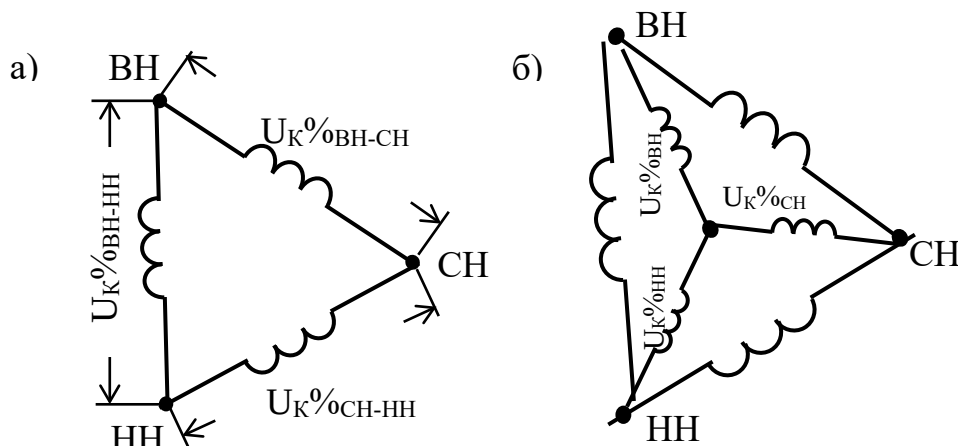


Рис. 7.5. Схема заміщення триобмоткового трансформатора.

Таблиця 7.2

Параметри силових триобмоткових трансформаторів з РПН

№ п/ п.	Тип трансформатора	Номинальні напруги обмоток, кВ			Напруга U_k для різних значень регульованої напруги, %						
		ВН	СН	НН	ВН-НН			СН-НН	ВН-СН		
					мін	серед	макс		мін.	серед.	макс
1	ТДТН-10000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
2	ТДТН-16000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	16,4	17,0	18,5	6,0	9,5	10,5	11,69
3	ТДТН-16000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	9,58	10,5	11,79	6,0	16,48	17,0	18,58
4	ТДТН-25000/110/10	115	11,0	6,6	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86
5	ТДТН-25000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86
6	ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
7	ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
8	ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	9,5	10,5	11,6	6,5	17,03	17,5	19,30
9	ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	9,5	10,5	11,6	6,5	17,03	17,5	19,30
10	ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,9
11	ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,9
12	ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	10,1	10,5	11,9	7,0	17,2	17,5	19,3
13	ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	10,1	10,5	11,9	7,0	17,2	17,5	19,3
14	ТДТН-80000/110/10	115	11,0	6,6	18,25	18,5	20,47	7,0	10,28	11,0	12,33
15	ТДТН-80000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	18,25	18,5	20,47	7,0	10,28	11,0	12,33
16	ТДТН-80000/110/10*	115	11,0	6,6	10,22	11,0	12,13	7,0	18,15	18,5	20,27
17	ТДТН-80000/110/35*	115	38,5	6,6;11,0	10,22	11,0	12,13	7,0	18,15	18,5	20,27
18	ТДТН-16000/150/35	158	38,5	6,6;11,0	18,27	18,0	17,23	6,0	11,41	10,5	10,38
19	ТДТН-25000/150/35	158	38,5	6,6;11,0	18,50	18,0	17,42	6,0	11,42	10,5	10,4
20	ТДТН-40000/150/35	158	38,5	6,6;11,0	18,57	18,0	17,77	6,0	11,12	10,5	10,25
21	ТДТН-63000/150/35	158	38,5	6,6;11,0	18,3	18,0	17,3	6,0	10,99	10,5	10,13
22	ТДТН-25000/220/35	230	22;38,5	6,6;11,0	19,5	20,0	20,4	6,5	12,4	12,5	13,4
23	ТДТН-40000/220/35	230	22;38,5	6,6;11,0	29,3	22,0	19,0	9,5	16,8	12,5	9,8
24	ТДТН-40000/220/35	230	22;38,5	6,6;11,0	18,6	12,5	9,9	9,5	28,2	22	19,2
25	ТДЦТН-63000/220/35	230	22;38,5	6,6;11,0	30,4	24	19,7	10,5	17,9	12,5	10,5
26	ТДЦТН-63000/220/35	230	22;38,5	6,6;11,0	17,7	12,5	10,4	10,5	29,6	24,0	20,0

Значення променів, що представляють собою індуктивні опори у % окремих обмоток визначаються за формулами:

$$U_{k\text{ВН}} \% = 0,5(U_{k\text{ВН-СН}} \% + U_{k\text{ВН-НН}} \% - U_{k\text{СН-НН}} \%)$$

$$U_{\text{к СН}} \% = 0,5(U_{\text{к ВН-СН}} \% + U_{\text{к СН-НН}} \% - U_{\text{к ВН-НН}} \%) \quad (7.5)$$

$$U_{\text{к НН}} \% = 0,5(U_{\text{к ВН-НН}} \% + U_{\text{к СН-НН}} \% - U_{\text{к ВН-СН}} \%)$$

Однотипні триобмоткові трансформатори можуть мати два виконання з різним $U_{\text{к}} \%$ обмоток, що обумовлено різним їх розташуванням на магнітопроводі.

Перше виконання.

Триобмотковий трансформатор типу ТДТН-16000/110/35 (табл. 7.2) має параметри: ВН = 115 кВ; СН = 38,5 кВ; НН = 11 кВ з напругою $U_{\text{к}} \%$ для різних значень регульованої напруги ВН-СН $U_{\text{к ср}} \% = 10,5$; ВН-НН $U_{\text{к ср}} \% = 17,0$ і СН-НН $U_{\text{к}} \% = 6,0$.

$U_{\text{к}} \%$ для обмоток різної напруги складають:

$$U_{\text{к ВН}} \% = 0,5(10,5 + 17,0 - 6,0) = 10,75$$

$$U_{\text{к СН}} \% = 0,5(10,5 + 6,0 - 17,0) = -0,25 \quad (7.6)$$

$$U_{\text{к НН}} \% = 0,5(17,0 + 6,0 - 10,5) = 6,25$$

Друге виконання.

Триобмотковий трансформатор ТДТН-16000/110/35 однотипний трансформатору ТДТН-16000/110/35 (табл. 7.2) з параметрами ВН = 115 кВ; СН = 38,5 кВ і НН = 11 кВ та напругою $U_{\text{к}} \%$: ВН-СН $U_{\text{к ср}} \% = 17,0$; ВН-НН $U_{\text{к ср}} \% = 10,5$; СН-НН $U_{\text{к}} \% = 6,0$ має $U_{\text{к}} \%$ для обмоток різної напруги:

$$U_{\text{к ВН}} \% = 0,5(10,5 + 17,0 - 6,0) = 10,75$$

$$U_{\text{к СН}} \% = 0,5(-10,5 + 6,0 + 17,0) = 6,25 \quad (7.7)$$

$$U_{\text{к НН}} \% = 0,5(-17,0 + 6,0 + 10,5) = -0,25$$

Як при першому так і при другому виконаннях від'ємними значеннями $U_{\text{к}} \%$ нехтують і прирівнюють їх нулю.

Трипроменеві схеми заміщення для триобмоткових трансформаторів (як приклад типу ТДТН-16000/110/35 – I виконання і типу ТДТН-16000/110/35 – II виконання) приведені відповідно на рис. 7.6. а і рис. 7.6. б.

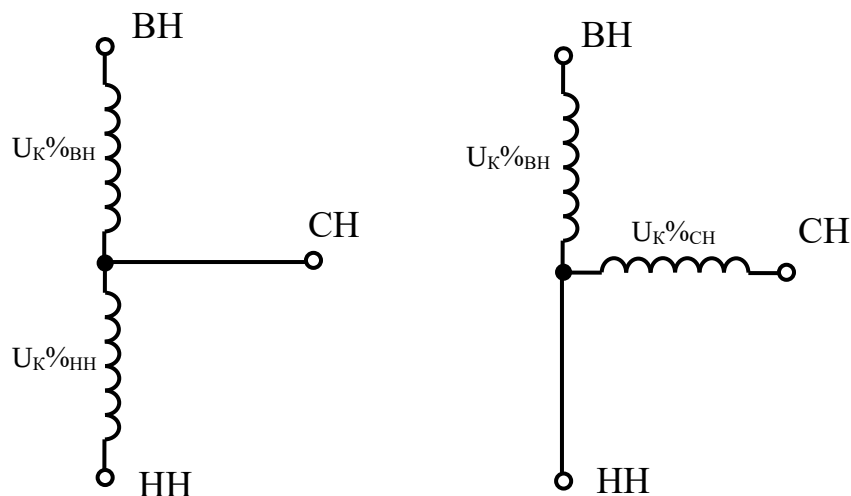


Рис. 7.6. Трипроменеві схеми заміщення триобмоткових трансформаторів.

Трипроменева схема заміщення рис. 6,б використовується при наявності у триобмоткових трансформаторів РПН в нейтралі обмотки вищої напруги та ПБЗ на стороні обмотки середньої напруги.

Кожна із обмоток трипроменевої схеми заміщення розглядається як двообмотковий трансформатор. Тому індуктивні опори кожної із обмоток визначається аналогічно двообмотковим трансформаторам згідно (7.4) з врахуванням $U_{к\text{ ср}}\%$, $U_{к\text{ мін}}\%$ і $U_{к\text{ мах}}\%$ та діапазонів регулювання напруги кожної із обмоток (табл. 7.2).

Наведемо приклад. Якщо дані щодо триобмоткового трансформатора відповідають схемі заміщення рис. 7.6,а з використанням регулювання напруги зі сторони нейтральної точки обмотки ВН, то її опори визначаються згідно формул (7.4) з врахуванням відповідних $U_{к}\%$, номінальної напруги обмотки ВН та діапазону регулювання (положення РПН), а опори обмотки НН приведені до її номінальної напруги згідно формул:

$$\begin{aligned} X_{\text{ср.Т}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{к\text{ ср}}^{\text{НН}}\% \cdot (U_{\text{НОМ Т}}^{\text{НН}})^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \text{ Ом}, \\ X_{\text{мін.Т}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{к\text{ мін}}^{\text{НН}}\% \cdot (U_{\text{НОМ Т}}^{\text{НН}})^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \text{ Ом}, \\ X_{\text{мах.Т}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{к\text{ мах}}^{\text{НН}}\% \cdot (U_{\text{НОМ Т}}^{\text{НН}})^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (7.8)$$

Для приведення опорів обмотки НН до ВН трансформатора формули (7.8) необхідно помножити на квадрат відповідного до положення РПН коефіцієнта трансформації.

$$\begin{aligned} X_{\text{ср.Т}}^{\text{НН}} &\cdot \frac{(U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}})^2}{(U_{\text{НОМ Т}}^{\text{НН}})^2}, \\ X_{\text{мін.Т}}^{\text{НН}} &\cdot \frac{[U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}}(1-\Delta U_{\text{РПН}})]^2}{(U_{\text{НОМ Т}}^{\text{НН}})^2}, \\ X_{\text{мах.Т}}^{\text{НН}} &\cdot \frac{[U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}}(1+\Delta U_{\text{РПН}})]^2}{(U_{\text{НОМ Т}}^{\text{НН}})^2}. \end{aligned} \quad (7.9)$$

Тому формули для приведення опорів обмотки НН до ВН матимуть вид:

$$\begin{aligned} X_{\text{ср.Т}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{к\text{ ср}}^{\text{НН}}\% \cdot (U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}})^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \text{ Ом} \\ X_{\text{мін.Т}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{к\text{ мін}}^{\text{НН}}\% \cdot [U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}}(1-\Delta U_{\text{РПН}})]^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \text{ Ом}, \\ X_{\text{мах.Т}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{к\text{ мах}}^{\text{НН}}\% \cdot [U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}}(1+\Delta U_{\text{РПН}})]^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (7.10)$$

де: $U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}}$ — номінальна напруга, а $\pm \Delta U_{\text{РПН}}$ — діапазон регулювання напруги обмотки ВН трансформатора.

Якщо дані щодо триобмоткового трансформатора відповідають схемі заміщення рис. 7.6. б, а регулювання напруги можливі як зі сторони обмотки ВН (РПН), так і зі сторони обмотки СН (як правило ПБЗ), то опори обмотки ВН в залежності від положення РПН визначаються згідно формул (7.4), а опори СН приведені до її номінальної напруги в залежності від положення ПБЗ розраховуються як:

$$\begin{aligned}
X_{cp.T}^{CH} &= \frac{U_{K\text{cp}}^{CH} \% \cdot (U_{ном T}^{CH})^2}{100 S_{ном T}}, \text{ Ом}, \\
X_{мін.T}^{CH} &= \frac{U_{K\text{мін}}^{CH} \% \cdot [U_{ном T}^{CH} (1 - \Delta U_{пбз})]^2}{100 S_{ном T}}, \text{ Ом}, \\
X_{мах.T}^{CH} &= \frac{U_{K\text{мах}}^{CH} \% \cdot [U_{ном T}^{CH} (1 + \Delta U_{пбз})]^2}{100 S_{ном T}}, \text{ Ом}.
\end{aligned} \tag{7.11}$$

де: $U_{ном T}^{CH}$ – номінальна напруга обмотки СН, а $\Delta U_{пбз}$ – діапазон регулювання напруги на стороні обмотки СН трансформатора у відносних одиницях.

$$\Delta U_{пбз} = \frac{\Delta U \%^{CH}}{100} \text{ або } \Delta U_{пбз} = \frac{\Delta U \%_n^{CH} \cdot n}{100}.$$

При цьому для приведення опорів обмотки СН до ВН за аналогією з (7.9) будуть мати вид:

$$\begin{aligned}
X_{cp.T}^{CH} &= \frac{U_{K\text{cp}}^{CH} \% \cdot (U_{ном T}^{BH})^2}{100 S_{ном T}}, \text{ Ом}, \\
X_{мін.T}^{CH} &= \frac{U_{K\text{мін}}^{CH} \% \cdot [U_{ном T}^{BH} (1 - \Delta U_{рпн}) (1 - \Delta U_{пбз})]^2}{100 S_{ном T}}, \text{ Ом}, \\
X_{мах.T}^{CH} &= \frac{U_{K\text{мах}}^{CH} \% \cdot [U_{ном T}^{BH} (1 + \Delta U_{рпн}) (1 + \Delta U_{пбз})]^2}{100 S_{ном T}}, \text{ Ом}.
\end{aligned} \tag{7.12}$$

Індуктивні опори двообмоткових трансформаторів з двома розщепленими обмотками на нижчій напрузі.

Двообмоткові трансформатори з двома розщепленими обмотками на стороні нижчої напруги можуть використовуватись як з паралельним з'єднанням обмоток нижчої напруги, так і з роздільним.

При паралельному з'єднанні обмоток нижчої напруги трансформатор з розщепленими обмотками працює як звичайний двообмотковий трансформатор опір якого X_T віднесений до номінальної напруги обмоток ВН та повної потужності $S_{ном T}$ трансформатора. Схема заміщення такого трансформатора приведена на рис. 7.7. б.

Використання трансформаторів з розщепленою обмоткою для роздільного живлення споживачів від обмоток нижчої напруги НН1 і НН2 дозволяє понизити потужність короткого замикання на шинах секцій НН майже в два рази без установки струмообмежуючих реакторів. Крім того, використання трансформаторів з розщепленою обмоткою НН з роздільним живленням споживачів в системах електропостачання промислових підприємств, де мають місце різко змінні нелінійні навантаження (наприклад, чорна і кольорова металургія) надає можливість виділити приймачі з відносно спокійним навантаженням на окрему секцію шин і тим самим зменшити міру дії на них різко змінного і нелінійного навантаження.

З достатньою для практики точністю такий трансформатор може розглядатися як два незалежні трансформатори, що живляться від загальної мережі ВН. При цьому потужність кожної обмотки нижчої напруги НН1 і НН2 буде рівною 50% номінальної потужності трансформатора, яка визначається потужністю обмотки ВН, а схема заміщення може бути представлена у вигляді трипроменевої

еквівалентної зірки з індуктивними опорами обмоток НН X_{HH1} , X_{HH2} та обмотки ВН $X_{BH} = 0$ (рис. 7.7. в).

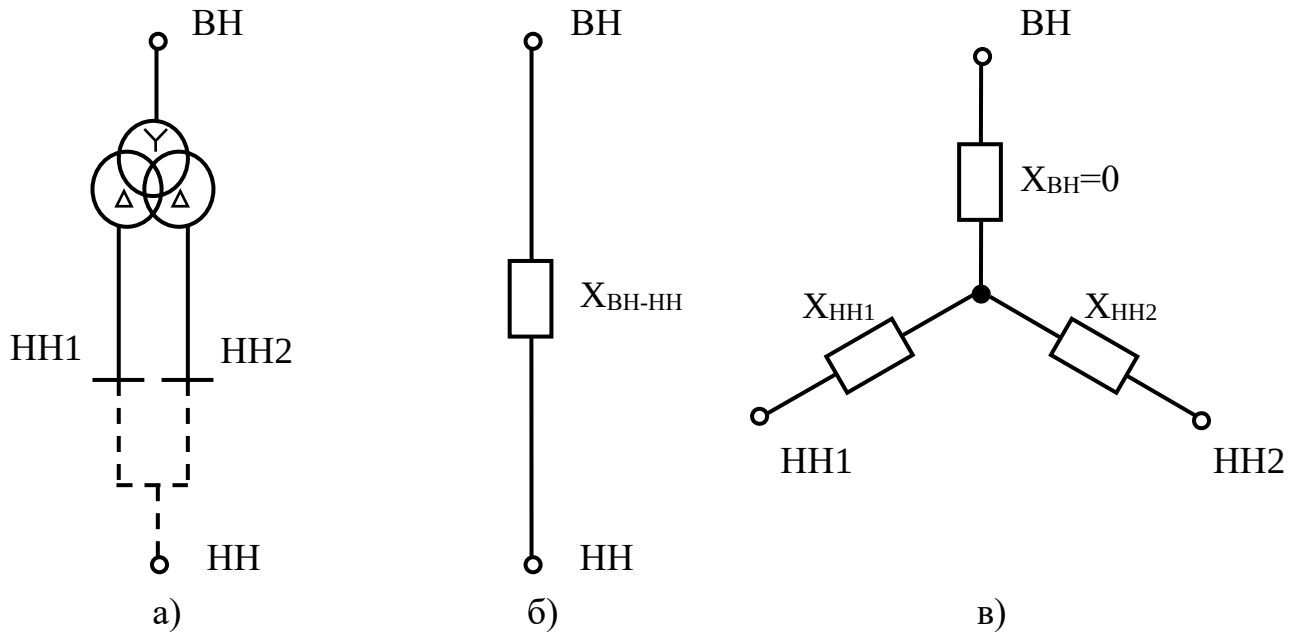


Рис. 7.7. Двообмотковий трансформатор з двома розщепленими обмотками:
а) вихідна схема; б) схема заміщення при паралельній роботі розщеплених обмоток НН1 і НН2; в) схема заміщення при роздільній роботі розщеплених обмоток НН1 і НН2.

Для випадку коли обмотки НН1 і НН2 об'єднані (рис. 7.7. б) задаються $U_{к\text{ ср}}\%$, $U_{к\text{ мін}}\%$ і $U_{к\text{ мах}}\%$ віднесені до номінальної напруги обмотки ВН та повної потужності трансформатора $S_{\text{ном } T}$. Тоді опори трансформатора з врахуванням діапазону регулювання напруги обмотки ВН визначаються як

$$\begin{aligned} X_{\text{ср.}T} &= \frac{U_{к\text{ ср}}\% \cdot (U_{\text{ном } T}^{\text{ВН}})^2}{100 S_{\text{ном } T}}, \text{ Ом}, \\ X_{\text{мін.}T} &= \frac{U_{к\text{ мін}}\% \cdot [U_{\text{ном } T}^{\text{ВН}}(1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 S_{\text{ном } T}}, \text{ Ом}, \\ X_{\text{мах.}T} &= \frac{U_{к\text{ мах}}\% \cdot [U_{\text{ном } T}^{\text{ВН}}(1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 S_{\text{ном } T}}, \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (7.13)$$

Якщо обмотки НН1 і НН2 використовуються для окремого живлення споживачів (рис. 7.7. в) задаються $U_{к\text{ ср}}\%_{\text{ВН-НН1}}$ і $U_{к\text{ ср}}\%_{\text{ВН-НН2}}$ при потужності кожної із обмоток рівній $0,5 \cdot S_{\text{ном } T}$, то з врахуванням діапазону регулювання напруги обмотки ВН мінімальний та максимальний опори обмоток НН1 і НН2 визначаються за формулами [20, 21]:

$$\begin{aligned} X_{\text{мін.}T}^{\text{НН1}} &= \frac{U_{к\text{ ВН-НН1}}\% \cdot [U_{\text{ном } T}^{\text{ВН}}(1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot 0,5 S_{\text{ном } T}}, \text{ Ом} \\ X_{\text{мах.}T}^{\text{НН1}} &= \frac{U_{к\text{ ВН-НН1}}\% \cdot [U_{\text{ном } T}^{\text{ВН}}(1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot 0,5 S_{\text{ном } T}}, \text{ Ом} \end{aligned} \quad (7.14)$$

$$X_{\text{min}.T}^{\text{HH2}} = \frac{U_{\text{к ВН-НН2}} \% \cdot [U_{\text{ном Т}}^{\text{ВН}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot 0,5 S_{\text{ном Т}}}, \text{ Ом}$$

$$X_{\text{max}.T}^{\text{HH2}} = \frac{U_{\text{к ВН-НН2}} \% \cdot [U_{\text{ном Т}}^{\text{ВН}} (1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot 0,5 S_{\text{ном Т}}}, \text{ Ом}$$

Індуктивний опір реакторів.

Індуктивний опір реактора може задаватись в омах, відносних одиницях або у відсотках. Якщо індуктивний опір заданий у відносних одиницях або у відсотках, то при розрахунку опору реактора у омах необхідно знати його номінальні напругу і струм (довідникові або паспортні дані).

За конструкцією реактори бувають звичайні (одиначні) та здвоєні (розщеплені).

Індуктивний опір одиначного реактора в Ом розраховується як:

$$X_p = \frac{X_{p*} \cdot U_{\text{ном р}}}{\sqrt{3} I_{\text{ном р}}} \cdot \frac{U_{\text{ном р}}}{U_{\text{ном у}}}, \text{ Ом} \quad (7.15)$$

де: X_{p*} — опір реактора у відносних одиницях.

$$X_p = \frac{X_p \% \cdot U_{\text{ном р}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{ном р}}} \cdot \frac{U_{\text{ном р}}}{U_{\text{ном у}}}, \text{ Ом} \quad (7.16)$$

де: $X_p \%$ — опір реактора у відсотках.

Множник $\frac{U_{\text{ном р}}}{U_{\text{ном у}}}$ використовується у тих випадках, коли реактор приєднується до установки, напруга якої $U_{\text{ном у}}$ відрізняється від номінальної напруги реактора $U_{\text{ном р}}$, на яку він виготовлений, так як величина опору реактора у відносних одиницях або у відсотках при цьому змінюється.

Номінальним струмом здвоєного реактора, схема включення якого показана на рис. 7.8., умовно називається номінальний струм одного із його відгалужень, тобто для здвоєних реакторів номінальні струми і реактивності віднесені до одного із відгалужень.

Якщо джерело живлення приєднано зі сторони вводу «А», а КЗ станеться зі сторони «В» або «С» то опір реактора (кожного із відгалужень) визначається такими ж способами, як і для одиначного реактора:

$$X_p = X_{1p} = X_{2p} = \frac{X_p \% \cdot U_{\text{ном р}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{ном р}}} \cdot \frac{U_{\text{ном р}}}{U_{\text{ном у}}}, \text{ Ом} \quad (7.17)$$

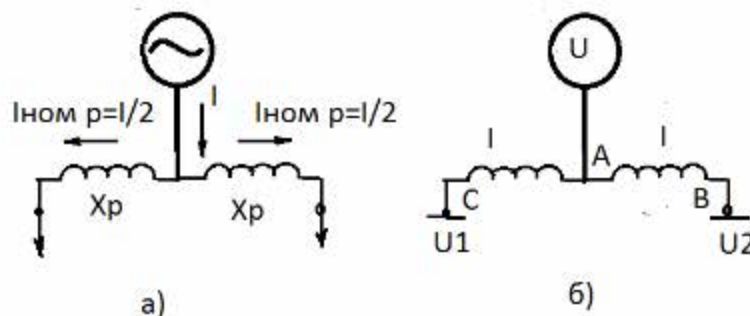


Рис. 7.8. Схема включення здвоєного реактора.

Якщо джерело живлення приєднано збоку «В» або «С», то опір реактора визначається:

$$X_p = \frac{3X_p\% \cdot U_{ном\ p}}{100\sqrt{3}I_{ном\ p}} \cdot \frac{U_{ном\ p}}{U_{ном\ y}}, \text{ Ом} \quad (7.18)$$

Якщо джерела живлення приєднані зі сторони «В» і «С», то величина опору реактора:

$$X_p = \frac{0,25X_p\% \cdot U_{ном\ p}}{100\sqrt{3}I_{ном\ p}} \cdot \frac{U_{ном\ p}}{U_{ном\ y}}, \text{ Ом} \quad (7.19)$$

7.3. Розрахунки струмів КЗ в розподільних електричних мережах методами в іменованих та відносних одиницях

На даний час розподільні електричні мережі напругою 110 (сільськогосподарського призначення), 35 та 10 (6) кВ за технічними та технологічними умовами експлуатуються розімкненими. Як правило, такі мережі живляться від шин 110 (35) кВ трансформаторних підстанцій енергосистеми. В таких мережах при розрахунках струмів КЗ зміна індуктивних опорів обмоток трансформаторів при зустрічному регулюванні напруги враховується тільки для трансформаторів потужністю 10 000 кВА і вище. Для трансформаторів потужністю менше 10 000 кВА через їх значний індуктивний опір зміна його напруги при зустрічному регулюванні практично не впливає на величину струмів КЗ, а тому при їх розрахунках не враховується.

Розрахунок струмів КЗ в іменованих одиницях.

Розрахунок струмів КЗ в іменованих одиницях передбачає:

- вибір базової напруги U_6 , як правило найбільша напруга в електричній мережі для якої розраховуються струми КЗ;
- визначення точок мережі в яких необхідно розраховувати струми КЗ;
- формування схеми заміщення на основі розрахованих опорів елементів схеми та приведених до базової напруги через коефіцієнт відношення базової напруги в квадраті до напруги елемента в квадраті ($U_6^2/U_{ел}^2$);
- розрахунок величин опорів до вказаних точок КЗ;
- розрахунки струмів КЗ (у вказаних точках) приведених до базової напруги;
- розрахунки струмів КЗ (у вказаних точках) з приведенням до відповідних напруг мережі.

Вибір базової напруги.

При живленні розподільної мережі, в якій необхідно визначити струми КЗ, від шин 110 або 35 кВ трансформаторів системи за базову напругу беруть середню напругу точки живлення $U_6 = 115$ кВ або $U_6 = 38,5$ кВ відповідно.

Індуктивні опори системи.

При базовій напрузі $U_6=115$ кВ або $U_6=38,5$ кВ опори системи визначаються відповідно $X_{мін\ c} = 10$ Ом, $X_{макс\ c} = 12-13$ Ом.

Індуктивні опори елементів електричної мережі.

Для ліній електропередавання індуктивний та активний опори приводяться до базової напруги згідно (7.2) та виразів:

$$X_L^6 = X_L \frac{U_6^2}{U_L^2}; \quad R_L^6 = R_L \frac{U_6^2}{U_L^2}; \quad (7.20)$$

Якщо $X_L > 3R_L$, то активним опором лінії можна знехтувати.

Для двообмоткових і триобмоткових трансформаторів потужністю менше 10 000 кВА і $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = U_6$ індуктивні опори обмоток приводяться до базової напруги згідно (7.4), (7.10) і (7.12) при середньому положенні пристрою РПН.

Для двообмоткових і триобмоткових трансформаторів потужністю 10 000 кВА і більше та $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = U_6$ індуктивні опори обмоток приводяться до базової напруги згідно (7.4), (7.10) і (7.12) при мінімальному і максимальному положеннях пристроїв РПН і ПБЗ.

Індуктивні опори двообмоткових трансформаторів з двома розщепленими обмотками на нижчій напрузі.

Для випадку, коли обмотки НН1 і НН2 об'єднані при потужності трансформатора менше 10 000 кВА, опір його приводиться до базової напруги згідно (7.13) за виразом:

$$X_{\text{срт}}^6 = X_{\text{срт}} \cdot \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}, \quad (7.21)$$

а при потужності 10 000 кВА і більше та наявності пристрою регулювання напруги згідно (2.13) як:

$$X_{\text{мінТ}}^6 = X_{\text{мінТ}} \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; \quad X_{\text{максТ}}^6 = X_{\text{максТ}} \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}. \quad (7.22)$$

Якщо обмотки НН1 і НН2 використовуються для окремого живлення споживачів при потужності трансформатора 10 000 кВА і більше та наявності пристроїв регулювання напруги зі сторони обмотки ВН опори обмоток НН1 і НН2 приводяться до базової напруги згідно (7.14) як:

$$X_{\text{мінТ6}}^{\text{НН1}} = X_{\text{мінТ}}^{\text{НН1}} \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; \quad X_{\text{максТ6}}^{\text{НН1}} = X_{\text{максТ}}^{\text{НН1}} \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; \quad (7.23)$$

$$X_{\text{мінТ6}}^{\text{НН2}} = X_{\text{мінТ}}^{\text{НН2}} \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; \quad X_{\text{максТ6}}^{\text{НН2}} = X_{\text{максТ}}^{\text{НН2}} \frac{U_6^2}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}. \quad (7.24)$$

Індуктивні опори реакторів.

Як для одиночних, так і для здвоєних реакторів опори їх приводяться до базової напруги згідно (7.16), (7.17), (7.18) і (7.19) за формулою:

$$X_{\text{р6}} = X_{\text{р}} \frac{U_6^2}{U_{\text{НОМр}}^2}.$$

Розрахунок опорів до визначених точок КЗ.

В максимальному режимі навантаження мережі

$$X_{\text{кі}}^{\text{мін}} = \sum_{i=1}^n X_{\text{ел}}^{\text{мін}}; \quad R_{\text{кі}}^{\text{мін}} = \sum_{i=1}^n R_{\text{ел}}^{\text{мін}}; \\ Z_{\text{кі}}^{\text{мін}} = \sqrt{(X_{\text{кі}}^{\text{мін}})^2 + (R_{\text{кі}}^{\text{мін}})^2}. \quad (7.25)$$

У мінімальному режимі навантаження мережі

$$X_{\text{кі}}^{\text{макс}} = \sum_{i=1}^n X_{\text{ел}}^{\text{макс}}; \quad R_{\text{кі}}^{\text{макс}} = \sum_{i=1}^n R_{\text{ел}}^{\text{макс}}; \\ Z_{\text{кі}}^{\text{макс}} = \sqrt{(X_{\text{кі}}^{\text{макс}})^2 + (R_{\text{кі}}^{\text{макс}})^2}; \quad (7.26)$$

де: k_i – i -та точка КЗ; $X_{ел}$, $R_{ел}$ – опори елементів мережі по шляху до відповідної i -тої точки КЗ.

Розрахунок струмів КЗ до визначених точок (i).

В максимальному режимі навантаження мережі:

1) струм КЗ приведений до базової напруги

$$I_{КЗ(i)}^6 = \frac{U_6}{\sqrt{3}Z_{рез}^{мин}}; \quad (7.27)$$

2) струм КЗ приведений до напруги в точці КЗ

$$I_{КЗ(i)}^{(i)} = I_{КЗ(i)}^6 \cdot \frac{U_6 (1 - \Delta U_{рпн})}{U_{ел}}. \quad (7.28)$$

В мінімальному режимі навантаження мережі:

1) струм КЗ приведений до базової напруги

$$I_{КЗ(i)}^6 = \frac{U_6}{\sqrt{3}Z_{рез}^{макс}}; \quad (7.29)$$

2) струм КЗ приведений до напруги в точці КЗ

$$I_{КЗ(i)}^{(i)} = I_{КЗ(i)}^6 \cdot \frac{U_6 (1 + \Delta U_{рпн})}{U_{ел}}. \quad (7.30)$$

де: $U_{ел}$ – напруга живлення елемента мережі.

Розрахунок струмів КЗ у відносних одиницях.

Розрахунок струмів КЗ у відносних одиницях передбачає:

- вибір базової потужності S_6 ;
- визначення точок мережі у яких необхідно розрахувати струми КЗ;
- формування схеми заміщення на основі розрахунку опорів елементів схеми та приведення їх до базових умов;
- розрахунок базових струмів у визначених точках КЗ;
- розрахунок опорів до визначених точок КЗ;
- розрахунок струмів КЗ до визначених точок.

Вибір базової потужності.

При розрахунках струмів КЗ у відносних одиницях за базову потужність S_6 можна приймати 100, 150, 200 МВт. Для розподільних мереж 110(35) – 10(6) кВ, як правило, за базову потужність приймають 100 МВт.

Приведення опорів елементів схеми до базових умов.

Індуктивні опори системи.

Індуктивні опори системи в іменованих одиницях $X_{мін с}$ і $X_{макс с}$ приводяться до базової потужності за середньою напругою шин системи від яких живиться розподільна мережа та розрахункової потужності системи за виразами:

$$\begin{aligned} S_{мін с} &= \frac{U_{ср}^2}{X_{мін с}}; \quad S_{макс с} = \frac{U_{ср}^2}{X_{макс с}}; \\ X_{мін с}^6 &= \frac{S_6}{S_{мін с}}; \quad X_{макс с} = \frac{S_6}{S_{макс с}}. \end{aligned} \quad (7.31)$$

Індуктивні та активні опори ліній електропередачі.

Розраховані індуктивні та активні опори ліній електропередачі приводяться до базової потужності як:

$$X_{л}^6 = X_{л} \frac{S_6}{U_{л}^2}; \quad R_{л}^6 = R_{л} \frac{S_6}{U_{л}^2}. \quad (7.32)$$

Якщо $X_L > 3R_L$ – активним опором лінії нехтують.

Індуктивні опори двообмоткових і триобмоткових трансформаторів.

Для двообмоткових і триобмоткових трансформаторів потужністю менше 10 000 кВА індуктивні опори приводяться до базової потужності за (7.4), (7.8) і (7.11) як:

$$\begin{aligned} X_{\text{срТ} \delta}^{\text{ВН}} &= X_{\text{срТ}}^{\text{ВН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; & X_{\text{срТ} \delta}^{\text{НН}} &= X_{\text{срТ}}^{\text{НН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{НН}})^2}; \\ X_{\text{срТ} \delta}^{\text{СН}} &= X_{\text{срТ}}^{\text{СН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{СН}})^2}. \end{aligned} \quad (7.33)$$

Для двообмоткових і триобмоткових трансформаторів потужністю 10 000 кВА і більше індуктивні опори приводяться до базової потужності наступним чином згідно (7.4), (7.8) і (7.11)

$$\begin{aligned} X_{\text{мінТ} \delta}^{\text{ВН}} &= X_{\text{мінТ}}^{\text{ВН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; & X_{\text{максТ} \delta}^{\text{ВН}} &= X_{\text{максТ}}^{\text{ВН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; \\ X_{\text{мінТ} \delta}^{\text{НН}} &= X_{\text{мінТ}}^{\text{НН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{рег1}}^{\text{НН}})^2}; & X_{\text{максТ} \delta}^{\text{НН}} &= X_{\text{максТ}}^{\text{НН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{рег2}}^{\text{НН}})^2}; \\ X_{\text{мінТ} \delta}^{\text{СН}} &= X_{\text{мінТ}}^{\text{СН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{рег1}}^{\text{СН}})^2}; & X_{\text{максТ} \delta}^{\text{СН}} &= X_{\text{максТ}}^{\text{СН}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{рег2}}^{\text{СН}})^2}. \end{aligned} \quad (7.34)$$

У формулах (7.34) $U_{\text{рег1}}^{\text{НН}}$ і $U_{\text{рег2}}^{\text{НН}}$ – напруги на обмотці НН трансформатора з врахуванням зміни положення РПН (зміни коефіцієнта трансформації) відповідно в максимальному та мінімальному режимах навантаження мережі і розраховуються як

$$\begin{aligned} U_{\text{рег1}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}}{K_1^{\text{НН}}}, \text{ де } K_1^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}(1-\Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НОМТ}}^{\text{НН}}}, \\ U_{\text{рег2}}^{\text{НН}} &= \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}}{K_2^{\text{НН}}}, \text{ де } K_2^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}(1+\Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НОМТ}}^{\text{НН}}}. \end{aligned} \quad (7.35)$$

а $U_{\text{рег1}}^{\text{СН}}$ і $U_{\text{рег2}}^{\text{СН}}$ – напруга на обмотці СН трансформатора з врахуванням зміни положення пристроїв РПН і ПБЗ при використанні схеми заміщення трансформатора, рис. 7.6. б

$$\begin{aligned} U_{\text{рег1}}^{\text{СН}} &= \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}}{K_1^{\text{СН}}}, \text{ де } K_1^{\text{СН}} = \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}(1-\Delta U_{\text{РПН}})(1-\Delta U_{\text{ПБЗ}})}{U_{\text{НОМТ}}^{\text{СН}}}, \\ U_{\text{рег2}}^{\text{СН}} &= \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}}{K_2^{\text{СН}}}, \text{ де } K_2^{\text{СН}} = \frac{U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}}(1+\Delta U_{\text{РПН}})(1+\Delta U_{\text{ПБЗ}})}{U_{\text{НОМТ}}^{\text{СН}}}. \end{aligned} \quad (7.36)$$

Математичні вирази (7.36) приведені в загальному виді і можуть використовуватися в різних комбінаціях – РПН і ПБЗ, тільки РПН і тільки ПБЗ.

Індуктивні опори двообмоткових трансформаторів з двома розщепленими обмотками на нижчій напрузі.

Для випадку коли обмотки НН1 і НН2 об'єднані при потужності трансформатора меншій 10 000 кВА опір його приводиться до базової потужності за (7.13) згідно виразу

$$X_{\text{срТ}}^{\delta} = X_{\text{срТ}} \frac{S_{\delta}}{(U_{\text{НОМТ}}^{\text{ВН}})^2}; \quad (7.37)$$

а при потужності трансформатора 10 000 кВА і більше при наявності пристрою регулювання напруги за (7.13) як

$$X_{\min T}^6 = X_{\min T} \frac{S_6}{(U_{\text{ном } T}^{\text{вн}})^2}; \quad X_{\max T}^6 = X_{\max T} \frac{S_6}{(U_{\text{ном } T}^{\text{вн}})^2}. \quad (7.38)$$

При використанні обмоток НН1 і НН2 для окремого живлення споживачів при потужності трансформатора 10 000 кВА і більше та наявності пристрою регулювання напруги індуктивні опори обмоток НН1 і НН2 приводиться до базової потужності за (7.14) згідно формул:

$$\begin{aligned} X_{\min T_6}^{\text{НН1}} &= X_{\min T}^{\text{НН1}} \frac{S_6}{(U_{\text{ном } T}^{\text{вн}})^2}; & X_{\max T_6}^{\text{НН1}} &= X_{\max T}^{\text{НН1}} \frac{S_6}{(U_{\text{ном } T}^{\text{вн}})^2}; \\ X_{\min T_6}^{\text{НН2}} &= X_{\min T}^{\text{НН2}} \frac{S_6}{(U_{\text{ном } T}^{\text{вн}})^2}; & X_{\max T_6}^{\text{НН2}} &= X_{\max T}^{\text{НН2}} \frac{S_6}{(U_{\text{ном } T}^{\text{вн}})^2}. \end{aligned} \quad (7.39)$$

Індуктивні опори реакторів.

Як для одиночних, так і для здвоєних реакторів індуктивні опори приводяться до базової потужності за (7.16), (7.17), (7.18) і (7.19) як

$$X_p^6 = X_p \frac{S_6}{U_{\text{ном } P}^2}, \quad (7.40)$$

Розрахунок опорів до визначених точок КЗ.

Розрахунок опорів до визначених точок КЗ виконується аналогічно (7.27) і (7.28).

Розрахунок струмів КЗ до визначених точок (i).

Струм КЗ у визначених точках розраховується за базовим струмом КЗ у відповідній точці та результируючим опором до цієї точки.

В максимальному режимі навантаження мережі

$$I_{\text{КЗ}(i)}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{рег } 1}}; \quad I_{\text{КЗ}(i)} = \frac{I_{\text{КЗ}(i)}^6}{Z_{\text{рез}}}. \quad (7.41)$$

В мінімальному режимі навантаження мережі

$$I_{\text{КЗ}(i)}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{рег } 2}}; \quad I_{\text{КЗ}(i)} = \frac{I_{\text{КЗ}(i)}^6}{Z_{\text{рез}}} \quad (7.42)$$

де: $U_{\text{рег } 1}$ і $U_{\text{рег } 2}$ – визначаються для обмоток живлення НН і СН трансформаторів згідно (7.34) і (7.35) і є відповідно напругою для елементів мережі, що живляться від цих обмоток.

7.4. Приклади розрахунку струмів КЗ в розподільній електричній мережі за методами в іменованих та відносних одиницях

На рис. 7.9. приведена схема з'єднань розподільної мережі, яку складають елементи: центр живлення шини 110 кВ електричної системи, повітряна лінія електропередачі 110 кВ, триобмотковий трансформатор 110/35/10 кВ, кабельна лінія 10 кВ, двообмотковий трансформатор 10/0,4 кВ.

Параметри елементів:

- напруга на шинах системного трансформатора живлення $U_{\text{ср}} = 115$ кВ,

$X_{\min C} = 10$ Ом, $X_{\max C} = 13$ Ом;

- лінія електропередачі 110 кВ – довжина $L=12$ км, марка проводу АС-150 ($r_0 = 0,198 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$);

- триобмотковий трансформатор – тип ТДТН – 25 000/110, потужність $S_T = 25\,000$ кВА, $U_{ВН} = 115 \pm 9 \times 1,78 \text{ \% кВ}$, $U_{СН} = 38,5 \pm 2 \times 2,5 \text{ кВ}$, $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$, напруга $U_k \text{ \%}$ для різних значень регульованої напруги згідно табл. 7.3:

- середнє значення: $U_k \%_{ВН-СН} = 10,5$; $U_k \%_{ВН-НН} = 17,5$; $U_k \%_{СН-НН} = 6,5$

- мінімальне значення:

$$U_k \%_{ВН-СН} = 9,99$$
; $U_k \%_{ВН-НН} = 17,47$; $U_k \%_{СН-НН} = 6,5$

- максимальне значення:

$$U_k \%_{ВН-СН} = 11,86$$
; $U_k \%_{ВН-НН} = 19,5$; $U_k \%_{СН-НН} = 6,5$

- кабельна лінія електропередачі напругою 10 кВ, довжина $L = 12$ км, марка кабелю АСБ – 3×185 ($X_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$);

- двообмотковий трансформатор – тип ТМН-1000/10;

$$S_T = 1\,000 \text{ кВА}$$
; $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$; $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$, $U_k \% = 5,5$.

Необхідно відмітити, що опори обмоток трансформаторів з пристроями регулювання напруги (РПН, ПБЗ) будуть мінімальними в режимі максимальних навантажень і максимальними в режимі мінімальних навантажень розподільної мережі.

Розрахунок струмів КЗ в іменованих одиницях.

За базову напругу приймаємо середню напругу центру живлення

$$U_6 = U_{cp} = 115 \text{ кВ}$$

Якщо напруга елементів схеми співпадає з базовою напругою, то опори таких елементів вважаються приведеними до базової напруги.

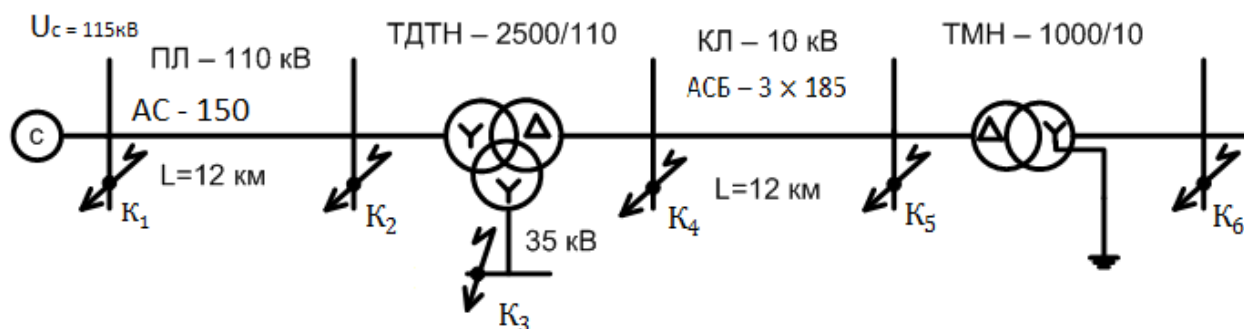


Рис. 7.9. Схема з'єднань розподільної електричної мережі та вихідні дані її елементів з точками визначення струмів КЗ.

Індуктивні опори системи.

Відповідно до вибраної базової напруги індуктивні опори системи приймаємо в максимальному режимі навантаження $X_{\min C} = 10 \text{ Ом}$, а в мініальному режимі навантаження $X_{\max C} = 13 \text{ Ом}$.

Опори повітряної лінії напругою 110 кВ.

Для повітряної лінії напругою 110 кВ, яка приєднана до шин системи середня напруга яких вибрана за базову, індуктивний та активний опори визначаються як

$$X_{110} = X_0 L = 0,42 \cdot 12 = 5 \text{ Ом}; \quad R_{110} = r_0 L = 0,198 \cdot 12 = 2,38 \text{ Ом}$$

Індуктивні опори обмоток триобмоткового трансформатора ТДТН – 25 000/110.

Напруги $U_k\%$ обмоток вищої, середньої і нижчої напруги визначаються згідно (7.5) та даних середніх, мінімальних і максимальних значень регульованої напруги.

$U_k\%$ обмотки вищої напруги

$$U_{k\% \text{ср}}^{\text{BH}} = 0,5 (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75$$

$$U_{k\% \text{мін}}^{\text{BH}} = 0,5 (9,99 + 17,47 - 6,5) = 10,48$$

$$U_{k\% \text{макс}}^{\text{BH}} = 0,5 (11,86 + 19,5 - 6,5) = 12,43$$

$U_k\%$ обмотки середньої напруги

$$U_{k\% \text{ср}}^{\text{CH}} = 0,5 (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,49$$

$$U_{k\% \text{мін}}^{\text{CH}} = 0,5 (9,99 + 6,5 - 17,47) = -0,49$$

$$U_{k\% \text{макс}}^{\text{CH}} = 0,5 (11,86 + 6,5 - 19,5) = -0,57$$

$U_k\%$ обмотки нижчої напруги

$$U_{k\% \text{ср}}^{\text{HH}} = 0,5 (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75$$

$$U_{k\% \text{мін}}^{\text{HH}} = 0,5 (17,47 + 6,5 - 9,99) = 6,99$$

$$U_{k\% \text{макс}}^{\text{HH}} = 0,5 (19,5 + 6,5 - 11,86) = 7,07$$

Індуктивні опори обмотки вищої напруги ($U_{\text{BH}} = U_6$) згідно (7.4)

$$X_{\text{ср Т}}^{\text{BH}} = \frac{U_{k\% \text{ср}}^{\text{BH}} \cdot U_{\text{BH}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном Т}}} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 56,8675 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{мін Т}}^{\text{BH}} = \frac{U_{k\% \text{мін}}^{\text{BH}} [U_{\text{BH}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{ном Т}}} = \frac{10,48 [115 (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = 39,12 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{макс Т}}^{\text{BH}} = \frac{U_{k\% \text{макс}}^{\text{BH}} [U_{\text{BH}} (1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{ном Т}}} = \frac{12,43 [115 (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = 88,48 \text{ Ом}$$

$$\text{де: } \Delta U_{\text{рпн}} = \pm \frac{9,1,78}{100} = \pm 0,16.$$

Індуктивні опори обмоток середньої напруги $X^{\text{CH}} \approx 0$.

Індуктивні опори нижчої напруги приведені до базової напруги згідно (7.10).

$$X_{\text{ср Т}}^{\text{HH}} = \frac{U_{k\% \text{ср}}^{\text{HH}} \cdot U_{\text{BH}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном Т}}} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 35,7 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{мін Т}}^{\text{HH}} = \frac{U_{k\% \text{мін}}^{\text{HH}} [U_{\text{BH}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{ном Т}}} = \frac{6,99 [115 (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = 26,09 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{макс Т}}^{\text{HH}} = \frac{U_{k\% \text{макс}}^{\text{HH}} [U_{\text{BH}} (1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{ном Т}}} = \frac{7,07 [115 (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = 50,33 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір кабельної лінії напругою 10 кВ з приведенням його до базової напруги розраховується як

$$X_{\text{кл}} = X_0 L \left(\frac{U_6}{U_{\text{кл}}} \right)^2 = 0,08 \cdot 1,2 \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 10,4925 \text{ Ом}$$

де: $U_{\text{кл}}$ приймається згідно величини номінальної напруги обмотки трансформатора від якої живиться лінія.

Індуктивний опір двообмоткового трансформатора ТМН – 1000/10 визначається згідно (7.3) з приведенням до базової напруги за виразом

$$X_T = \frac{U_{\%}(U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}})^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ Т}}} \left(\frac{U_6}{U_{\text{кл}}} \right)^2 = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,0} \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 601,136 \text{ Ом}$$

Схема заміщення розподільної електричної мережі (рис. 7.9) з приведеними до базової напруги параметрами її елементів показана на рис. 7.10.

Розрахунок струмів КЗ.

Точка К₁: шини системи

а) максимальний режим навантаження мережі

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{с}}^{\text{мін}} = 10 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\text{рез}}^{\text{мін}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,647 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$Z_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{с}}^{\text{макс}} = 13 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\text{рез}}^{\text{макс}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13} = 5,1134 \text{ кА}$$

Точка К₂: шини 110 кВ трансформатора 110/35/10 кВ

а) максимальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{с}}^{\text{мін}} + X_{\text{пл}} = 10 + 5,0 = 15 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{мін}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{15^2 + 2,38^2} = 15,1880 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,88} = 4,377 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження

$$X_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{с}}^{\text{макс}} + X_{\text{пл}} = 13 + 5,0 = 18 \text{ Ом}; R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{макс}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{макс}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{18^2 + 2,38^2} = 18,1680 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 18,16} = 3,66 \text{ кА}$$

Точка К₃: шини 35 кВ трансформатора 110/35/10 кВ.

Опір обмотки СН $X_{\text{сн}} = 0$.

а) максимальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{с}}^{\text{мін}} + X_{\text{пл}} + X_{\text{МІН Т}}^{\text{ВН}} + X_{\text{сн}} = 10 + 5,0 + 39,12 + 0 = 54,12 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{мін}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{54,12^2 + 2,38^2} = 54,1720 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 54,172} = 1,297 \text{ кА}$$

а приведений до шин 35 кВ

$$I_{\text{кз}(35)}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{вн}}(1 - \Delta U_{\text{рпн}})}{U_{\text{ном т}}^{\text{сн}}} = 1,297 \cdot \frac{115(1 - 0,16)}{38,5} = 3,078 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{с}}^{\text{макс}} + X_{\text{пл}} + X_{\text{макс т}}^{\text{вн}} = 13 + 5,0 + 88,48 = 106,48 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{макс}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{макс}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{106,48^2 + 2,38^2} = 106,507 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 106,507} = 0,624 \text{ кА}$$

а приведений до шин 35 кВ

$$I_{\text{кз}(35)}^{(3)} = 0,624 \cdot \frac{115(1 + 0,16)}{38,5} = 2,162 \text{ кА}$$

Точка К4: шини 10 кВ трансформаторної підстанції

а) максимальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{с}}^{\text{мін}} + X_{\text{пл}} + X_{\text{мін т}}^{\text{вн}} + X_{\text{мін т}}^{\text{нн}} = 10 + 5,0 + 39,12 + 26,09 = 80,21 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{мін}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{80,21^2 + 2,38^2} = 80,245 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 80,245} = 0,828 \text{ кА}$$

а приведений до шин 10 кВ

$$I_{\text{кз}(10)}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{вн}}(1 - \Delta U_{\text{рпн}})}{U_{\text{ном т}}^{\text{нн}}} = 0,828 \cdot \frac{115(1 - 0,16)}{11} = 7,27 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{с}}^{\text{макс}} + X_{\text{пл}} + X_{\text{макс т}}^{\text{вн}} + X_{\text{макс т}}^{\text{нн}} = 13 + 5,0 + 88,48 + 50,33 = 156,81 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{макс}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{макс}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{156,8^2 + 2,38^2} = 156,828 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 156,828} = 0,424 \text{ кА}$$

а приведений до шин 10 кВ

$$I_{\text{кз}(10)}^{(3)} = 0,424 \cdot \frac{115(1 + 0,16)}{11} = 5,142 \text{ кА}$$

Точка К5: шини 10 кВ трансформатора підстанції 10/0,4 кВ

а) максимальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{с}}^{\text{мін}} + X_{\text{пл}} + X_{\text{мін т}}^{\text{вн}} + X_{\text{мін т}}^{\text{нн}} + X_{\text{кл}} =$$

$$= 10 + 5,0 + 39,12 + 26,09 + 10,4925 = 90,70 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{мін}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{90,70^2 + 2,38^2} = 90,73 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 90,73} = 0,733 \text{ кА}$$

а приведенний до шин 10кВ

$$I_{\text{кз}(10)}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}(1 - \Delta U_{\text{рпн}})}{U_{\text{НОМ Т}}^{\text{ВН}}} = 0,733 \cdot \frac{115(1 - 0,16)}{11} = 6,437 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$\begin{aligned} X_{\text{рез}}^{\text{max}} &= X_{\text{с}}^{\text{max}} + X_{\text{пл}} + X_{\text{макс Т}}^{\text{ВН}} + X_{\text{макс Т}}^{\text{НН}} + X_{\text{кл}} = \\ &= 13 + 5,0 + 88,48 + 50,33 + 10,4925 = 167,300 \text{ м} \\ R_{\text{рез}} &= R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{max}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{max}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{167,3^2 + 2,38^2} = 167,320 \text{ м}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 167,32} = 0,397 \text{ кА}$$

а приведенний до шин 10 кВ

$$I_{\text{кз}(10)}^{(3)} = 0,397 \cdot \frac{115(1 - 0,16)}{11} = 4,82 \text{ кА}$$

Точка К6: шини 0,4 кВ трансформатора 10/0,4 кВ

а) максимальний режим навантаження мережі

$$\begin{aligned} X_{\text{рез}}^{\text{min}} &= X_{\text{к5}}^{\text{min}} + X_{\text{т}} = 90,7 + 601,136 = 691,836 \text{ Ом} \\ R_{\text{рез}} &= R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{min}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{min}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{691,836^2 + 2,38^2} = 691,840 \text{ м}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 691,84} = 0,096 \text{ кА}$$

а приведенний до шин 0,4 кВ

$$I_{\text{кз}(0,4)}^{(3)} = 0,096 \cdot \frac{115}{0,4} = 27,6 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$\begin{aligned} X_{\text{рез}}^{\text{max}} &= X_{\text{к5}}^{\text{max}} + X_{\text{т}} = 167,3 + 601,136 = 768,436 \text{ Ом} \\ R_{\text{рез}} &= R_{\text{пл}} = 2,38 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{max}} = \sqrt{(X_{\text{рез}}^{\text{max}})^2 + (R_{\text{рез}})^2} = \sqrt{768,436^2 + 2,38^2} = 768,440 \text{ м}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 768,44} = 0,0865 \text{ кА}$$

а приведенний до шин 0,4 кВ

$$I_{\text{кз}(10)}^{(3)} = 0,0865 \cdot \frac{115}{0,4} = 24,86 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ у відносних одиницях.

За базову потужність беремо $S_6 = 200 \text{ МВА}$.

Мінімальний та максимальний опори системи.

$$S_{\min c} = \frac{U_c^2}{X_{\min c}} = \frac{115^2}{10} = 1322,5$$

$$S_{\max c} = \frac{U_c^2}{X_{\max c}} = \frac{115^2}{13} = 1017,3$$

$$X_{\min c}^6 = \frac{S_6}{S_{\min c}} = \frac{200}{1322,5} = 0,1510 \text{ Ом}$$

$$X_{\max c}^6 = \frac{S_6}{S_{\max c}} = \frac{200}{1017,3} = 0,1970 \text{ Ом}$$

Індуктивний та активний опори повітряної лінії 110 кВ

$$X_{\text{пл}}^6 = X_0 L \frac{S_6}{U_{\text{пл}}^2} = 0,42 \cdot 12 \frac{200}{115^2} = 0,0762 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пл}}^6 = r_0 L \frac{S_6}{U_{\text{пл}}^2} = 0,198 \cdot 12 \frac{200}{115^2} = 0,0359 \text{ Ом}$$

Індуктивні опори обмотки ВН триобмоткового трансформатора приведені до базових умов

$$X_{\min T}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{к мин}}^{\text{ВН}} \% [U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_6}{(U_{\text{ном}}^{\text{ВН}})^2} = \frac{10,48(1-0,16)^2 200}{100 \cdot 25} = 0,592 \text{ Ом}$$

$$X_{\max T}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{к max}}^{\text{ВН}} \% [(1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2 S_6}{100 S_{\text{ном}}} = \frac{12,43(1+0,16)^2 200}{100 \cdot 25} = 1,338 \text{ Ом}$$

Індуктивні опори обмотки НН триобмоткового трансформатора.

Напруга обмотки НН при максимальному і мінімальному навантаженні мережі згідно (7.36) складає

$$K_1^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})}{U_{\text{ном}}^{\text{НН}}} = \frac{115(1 - 0,16)}{11} = 8,78$$

$$K_2^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} (1 + \Delta U_{\text{рпн}})}{U_{\text{ном}}^{\text{НН}}} = \frac{115(1 + 0,16)}{11} = 12,13$$

$$U_{\text{рег1}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}}{K_1^{\text{НН}}} = \frac{115}{8,78} = 13,098 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рег2}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}}{K_2^{\text{НН}}} = \frac{115}{12,13} = 9,48 \text{ кВ}$$

Відповідно індуктивні опори обмотки НН

$$X_{\min T}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{к мин}}^{\text{НН}} \% (U_{\text{ном}}^{\text{НН}})^2 S_6}{100 S_{\text{ном}} (U_{\text{рег1}}^{\text{НН}})^2} = \frac{6,99 \cdot 11^2 \cdot 200}{100 \cdot 25 \cdot 13,098^2} = 0,3914 \text{ Ом}$$

$$X_{\max T}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{к max}}^{\text{НН}} \% (U_{\text{ном}}^{\text{НН}})^2 S_6}{100 S_{\text{ном}} (U_{\text{рег2}}^{\text{НН}})^2} = \frac{7,07 \cdot 11^2 \cdot 200}{100 \cdot 25 \cdot 9,48^2} = 0,76 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір кабельної лінії 10 кВ.

$$X_{\text{кл}}^6 = x_0 L \frac{S_6}{U_{\text{кл}}^2} = 0,08 \cdot 1,2 \cdot \frac{200}{11^2} = 0,159 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір двообмоткового трансформатора 10/0,4 кВ

$$X_T^6 = \frac{U_k \% (U_{\text{ном Т}}^{\text{ВН}})^2}{100 S_{\text{ном Т}}} \cdot \frac{S_6}{(U_{\text{кл}})^2} = \frac{5,5 \cdot 10^2 \cdot 200}{100 \cdot 1,0 \cdot 11^2} = 9,091 \text{ Ом}$$

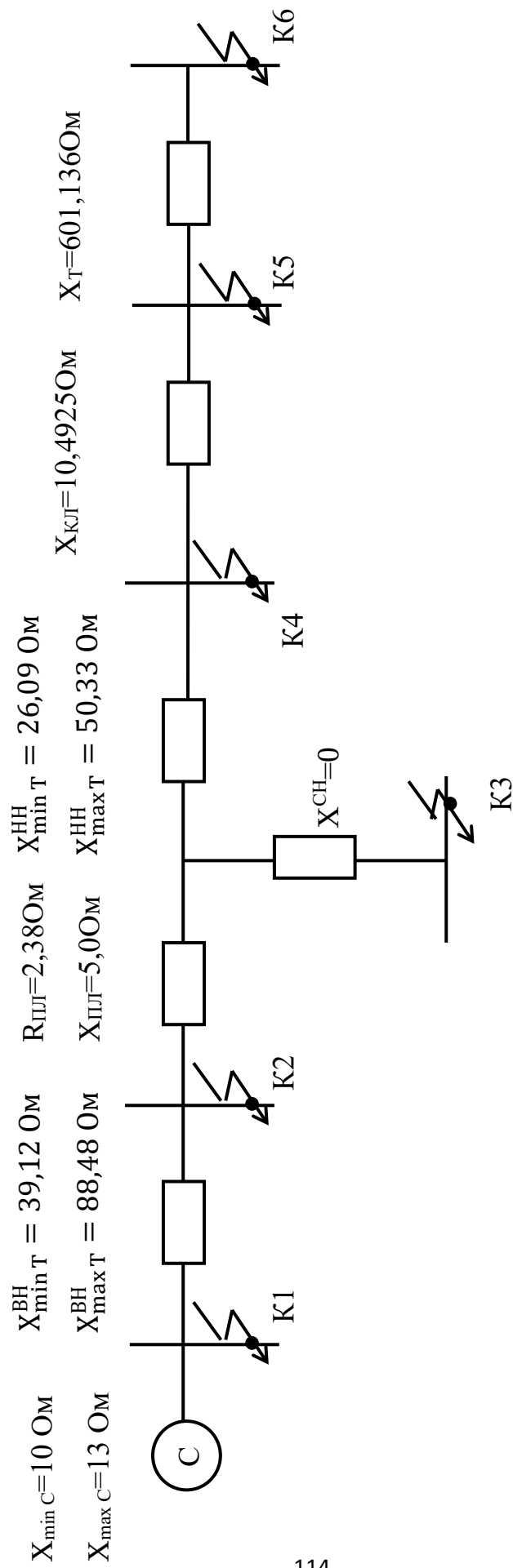


Рис. 7.10. Схема заміщення розподільної електричної мережі при розрахунках струмів K3 в іменованих одиницях.

Схема заміщення розподільної емпіричної мережі (рис. 7.9) з приведеними до базової потужності параметрами її елементів показана на рис. 7.11.

Розрахунки струмів КЗ.

Точка К1: шини системи.

$$\text{Базовий струм: } I_{\text{к1}}^{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{115}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,005 \text{ кА}$$

а) максимальний режим навантаження мережі

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{мін с}}^{\text{б}} = 0,151 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к1}}^{\text{б}}}{Z_{\text{рез}}^{\text{мін}}} = \frac{1,005}{0,151} = 6,655 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$Z_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{макс с}}^{\text{б}} = 0,197 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к1}}^{\text{б}}}{Z_{\text{рез}}^{\text{макс}}} = \frac{1,005}{0,197} = 5,102 \text{ кА}$$

Точка К2: шини 110 кВ підстанції

$$I_{\text{к2}}^{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{115}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,005 \text{ кА}$$

а) максимальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{мін с}}^{\text{б}} + X_{\text{пл}}^{\text{б}} = 0,151 + 0,0762 = 0,2272 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}}^{\text{б}} = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = \sqrt{0,2272^2 + 0,0359^2} = 0,23 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к2}}^{\text{б}}}{Z_{\text{рез}}^{\text{мін}}} = \frac{1,005}{0,23} = 4,37 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$X_{\text{рез}}^{\text{макс}} = X_{\text{макс с}}^{\text{б}} + X_{\text{пл}}^{\text{б}} = 0,197 + 0,0762 = 0,2732 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}}^{\text{б}} = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{макс}} = \sqrt{0,2732^2 + 0,0359^2} = 0,2755 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к2}}^{\text{б}}}{Z_{\text{рез}}^{\text{макс}}} = \frac{1,005}{0,2755} = 3,65 \text{ кА}$$

Точка К3: шини 35 кВ трансформаторної підстанції

а) максимальний режим навантаження мережі:

$$I_{\text{кз}}^{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном (35)}}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}}) = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 38,5} (1 - 0,16) = 2,522 \text{ кА}$$

де: $(1 - \Delta U_{\text{рпн}})$ – коефіцієнт, який враховує зміну коефіцієнта трансформації положення РПН зі сторони обмотки ВН.

$$X_{\text{рез}}^{\text{мін}} = X_{\text{мін с}}^{\text{б}} + X_{\text{пл}}^{\text{б}} + X_{\text{мін т}}^{\text{ВН}} = 0,151 + 0,0762 + 0,592 = 0,8192 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{рез}} = R_{\text{пл}}^{\text{б}} = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}}^{\text{мін}} = \sqrt{0,8192^2 + 0,0359^2} = 0,820 \text{ Ом}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{кз}^6}{Z_{рез}^{мин}} = \frac{2,522}{0,82} = 3,0756 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$I_{кз}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{ном(35)}} (1 + \Delta U_{рпн}) = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 38,5} (1 + 0,16) = 3,483 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{max} = X_{мах с}^6 + X_{пл}^6 + X_{мах т}^{вн} = 0,197 + 0,0762 + 1,338 = 1,16110 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = R_{пл}^6 = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{max} = \sqrt{1,1611^2 + 0,0359^2} = 1,16120 \text{ Ом}$$

Точка К4: шини 10 кВ трансформатора мережі:

а) максимальний режим навантаження мережі

$$I_{кз}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{рег1}^{нн}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 13,098} = 8,826 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{мин} = 0,151 + 0,0762 + 0,592 + 0,3914 = 1,2106 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = R_{пл}^6 = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{мин} = \sqrt{0,2106^2 + 0,0359^2} = 1,211 \text{ Ом}$$

$$I_{к4} = \frac{I_{к4}^6}{Z_{рез}^{мин}} = \frac{8,826}{1,211} = 7,288 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{кз}^6}{Z_{рез}^{max}} = \frac{3,483}{1,612} = 2,161 \text{ кА}$$

$$I_{к4}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{рег2}^{нн}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 9,48} = 12,195 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{max} = 0,197 + 0,0762 + 1,338 + 0,76 = 2,3712 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = R_{пл}^6 = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{max} = \sqrt{2,3712^2 + 0,0359^2} = 2,3715 \text{ Ом}$$

$$I_{к4} = \frac{I_{к4}^6}{Z_{рез}^{max}} = \frac{12,195}{2,3715} = 5,142 \text{ кА}$$

Точка К5: шини 10 кВ підстанції 10/0,4 кВ

а) максимальний режим навантаження мережі

$$I_{кз}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{рег1}^{нн}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 13,098} = 8,826 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{мин} = 0,151 + 0,0762 + 0,592 + 0,3914 + 0,159 = 1,3696 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = R_{пл}^6 = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{мин} = \sqrt{1,3696^2 + 0,0359^2} = 1,3698 \text{ Ом}$$

$$I_{к5} = \frac{I_{к5}^6}{Z_{рез}^{мин}} = \frac{8,826}{1,3698} = 6,443 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$I_{к5}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{пер2}^{нн}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 9,48} = 12,195 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{max} = 0,197 + 0,0762 + 1,1338 + 0,76 + 0,159 = 2,5302 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = R_{пл}^6 = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{max} = \sqrt{2,5302^2 + 0,0359^2} = 2,5308 \text{ Ом}$$

$$I_{к5} = \frac{I_{к5}^6}{Z_{рез}^{min}} = \frac{12,195}{2,5308} = 4,82 \text{ кА}$$

Точка К6: шини 0,4 кВ трансформатора 10/0,4 кВ

а) максимальний режим навантаження мережі

$$I_{к6}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{пер1}^{нн}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 13,098} = 8,826 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{min} = X_{к5}^{min} + X_T = 1,3696 + 9,091 = 10,4606 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = R_{пл}^6 = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{min} = \sqrt{10,4606^2 + 0,0359^2} = 10,4610 \text{ Ом}$$

Струм КЗ приведений до напруги трансформатора 0,4 кВ

$$I_{к5} = \frac{I_{к6}^6}{Z_{рез}^{min}} \cdot \frac{U_{пер1}^{нн}}{U_{0,4}} = \frac{8,826}{10,461} \cdot \frac{13,098}{0,4} = 27,627 \text{ кА}$$

б) мінімальний режим навантаження мережі

$$I_{к6}^6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{пер2}^{нн}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 9,48} = 12,195 \text{ кА}$$

$$X_{рез}^{max} = X_{к5}^{max} + X_T = 2,5302 + 9,091 = 11,6212 \text{ Ом}$$

$$R_{рез} = 0,0359 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез}^{max} = \sqrt{11,6212^2 + 0,0359^2} = 11,6213 \text{ Ом}$$

Струм КЗ приведений до напруги трансформатора 0,4 кВ

$$I_{к3} = \frac{I_{к6}^6}{Z_{рез}^{max}} \cdot \frac{U_{пер2}^{нн}}{U_{0,4}} = \frac{12,195}{11,6213} \cdot \frac{9,48}{0,4} = 24,86 \text{ кА}$$

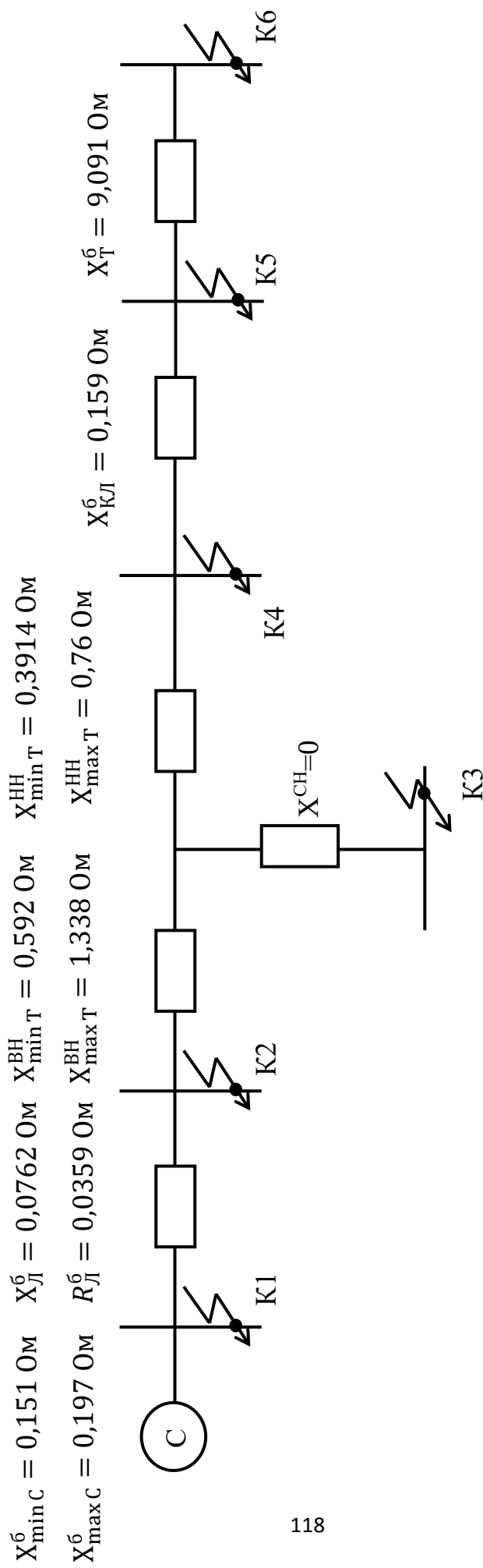


Рис. 7.11. Схема заміщення розподільної електричної мережі при розрахунках струмів КЗ у відносних одиницях.

7.5. Порівняльний аналіз результатів розрахунків струмів КЗ в розподільних електричних мережах методами в іменованих та відносних одиницях

Результати розрахунків струмів КЗ в розподільних електричних мережах методами в іменованих та відносних одиницях на прикладі схеми рис. 7.9. приведені в табл. 7.3.

Таблиця 7.3

Результати розрахунків струмів КЗ

Точки КЗ	Режим максимального навантаження мережі			Режим мінімального навантаження мережі		
	Струм КЗ в ім.о., кА	Струм КЗ у в.о., кА	% відхилення	Струм КЗ в ім.о., кА	Струм КЗ у в.о., кА	% відхилення
K1	6,647	6,655	-0,12	5,1134	5,102	0,223
K2	4,377	4,370	0,16	3,66	3,65	0,273
K3	3,078	3,0756	0,078	2,162	2,161	0,046
K4	7,27	7,288	-0,247	5,142	5,142	0
K5	6,437	6,443	-0,093	4,82	4,82	0
K6	27,6	27,627	-0,098	24,86	24,86	0

Результати розрахунків згідно табл. 7.3 показують, що визначення струмів КЗ в розподільних електричних мережах за методами в іменованих та відносних одиницях є ідентичними. Незначні відхилення в результатах можуть бути викликані точністю розрахунків.

РОЗДІЛ 8 ЕЛЕКТРОДИНАМІЧНА ТА ТЕРМІЧНА СТІЙКІСТЬ СТРУМОПРОВОДІВ

8.1. Електродинамічна та термічна стійкість струмопроводів

Системи провідників при протіканні по них струмів випробовують на собі електродинамічну взаємодію між собою, що при проходженні струмів К.З. супроводжується значними механічними зусиллями [5, 25].

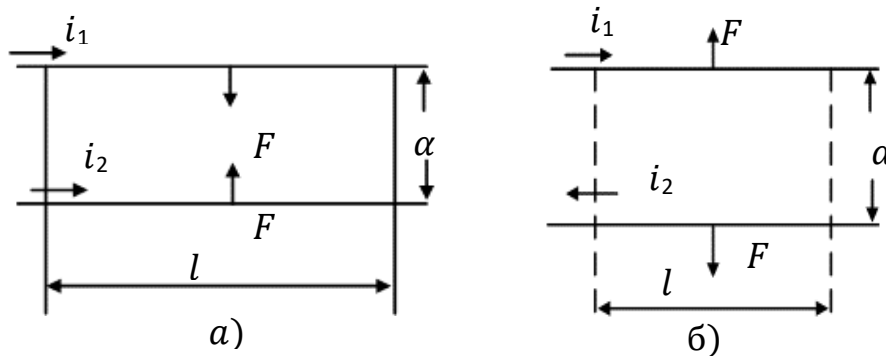


Рис. 8.1 Способи протікання струму по провідниках:
однонаправлений (а), різнонаправлений (б).

При однаковому направленні струму провідники притягуються, а при різному — відштовхуються. Сила взаємодії при цьому складає:

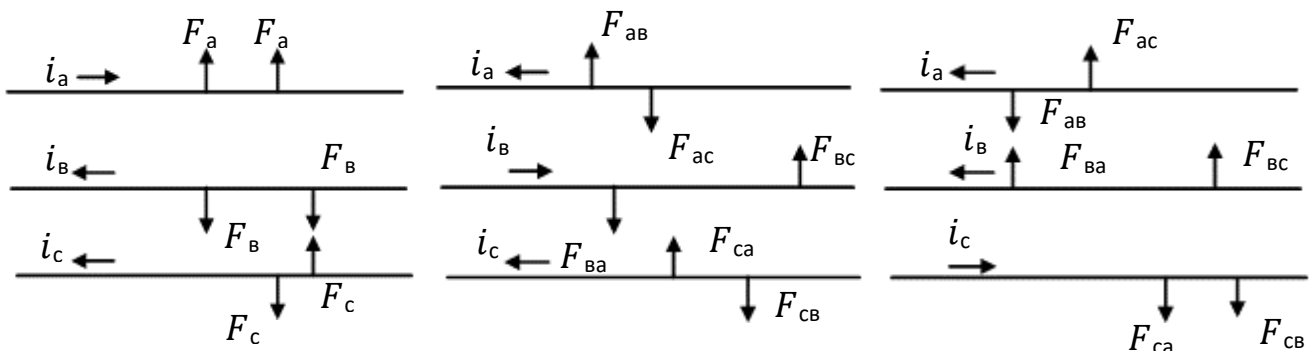
$$F = k k_{\phi} i_1 i_2 \frac{l}{a}, \quad (8.1)$$

де: $k = 2 \cdot 10^{-7}$, k_{ϕ} — враховує форму провідника і для провідників круглого перерізу становить; $k_{\phi} = 1$ та провідників будь-якої форми перерізу, якщо віддаль між ними більше, ніж переріз струмопроводу.

Сила F розподілена рівномірно по довжині паралельних провідників. Питоме зусилля на одиницю довжини становить [22]:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} k_{\phi} \cdot \frac{i_1 i_2}{a} \quad (8.2)$$

Електродинамічна взаємодія в трифазних установках змінного струму має ряд особливостей. Розглянемо провідники, що розташовані в одній площині (рис. 8.2).



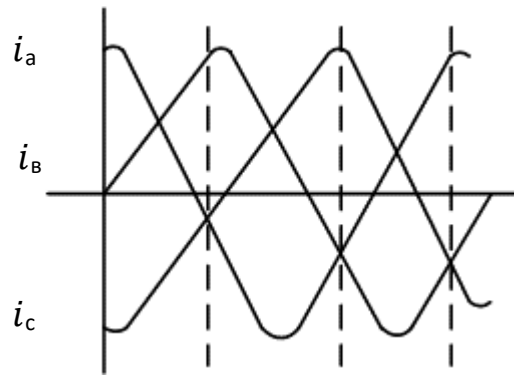


Рис. 8.2. Розташування провідників в одній площині і вплив електродинамічної взаємодії.

За один період найбільше питоме зусилля (рис. 8.2.) припадає на середню фазу і дорівнює:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^7 k_{\phi} \frac{I_m^2}{a}, \quad (8.3)$$

де: I_m – амплітуда струму в фазі; $\sqrt{3}$ – враховує фазове зміщення; a – віддаль між сусідніми фазами.

При КЗ найбільшою є амплітуда трифазного ударного струму, і визначається за формулою:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} k_{\phi} \frac{[i_{\phi}^{(3)}]^2}{a} \quad (8.4)$$

для двофазного струму КЗ:

$$f^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} k_{\phi} \frac{[i_{\phi}^{(2)}]^2}{a} \quad (8.5)$$

Критерієм електродинамічної стійкості є умова:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{розрах}} \quad (8.6)$$

де: $\sigma_{\text{доп}}$ і $\sigma_{\text{розрах}}$ – відповідно допустиме і розрахункове значення механічного напруження в матеріалі провідника.

Електричні апарати також перевіряють на допустимий струм термічної стійкості, який задається в паспортних даних виробником апарату

$$I_{\text{доп}} \geq [i_y^{(3)}]^2 \quad (8.7)$$

Переріз струмопровідних елементів вибирається по термічній стійкості.

Мінімально допустимий переріз струмопроводів визначається як:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (8.8)$$

де: C – коефіцієнт, що визначається матеріалом струмопроводу; B_K – розрахунковий тепловий імпульс

$$B_K = [I_{K3}^{(3)}]^2 t_K \quad (8.9)$$

де: t_K – час термічної стійкості (номінальне значення)

8.2. Методи обмеження струмів короткого замикання

Великий рівень струмів КЗ призводить до здорожчання розподільних пристроїв (РП) та розподільної мережі, так як потребує установки потужних, дорогих вимикачів та прокладки термічно стійких кабелів великих перерізів, підвищує вимоги до динамічної стійкості шин та апаратів.

На даний момент часу розроблений комплекс заходів, які дають можливість регулювати рівні струмів К.З., обмежувати їх при розвитку електроустановок.

Найбільш поширеними методами обмеження струмів К.З. є:

- ✓ секціонування електричних мереж;
- ✓ установка струмообмежуючих реакторів (індивідуальних, групових, групових-здвоєних);
- ✓ широке застосування трансформаторів з розщепленими обмотками;
- ✓ застосування трансформаторів з підвищеним значенням напруги к.з.;
- ✓ роздільна робота генераторів, трансформаторів.

Вибір методу обмежень струмів к.з. визначається місцевими умовами установки та повинен бути підкріплений техніко-економічним розрахунком.

Взагалі обмеження струмів КЗ досягається збільшенням опору кола КЗ. Обмеження струмів КЗ підвищує надійність роботи пристроїв, зменшує ймовірність пошкодження електрообладнання при КЗ, дає можливість використовувати більш просте і дешеве електрообладнання (апарати, струмоведучі частини).

Роздільна робота трансформаторів (рис. 8.3).

Роздільна робота дає можливість суттєво знизити рівні струмів КЗ на станціях. Але при роздільній роботі схема стає менш маневреною. На секціях можуть бути різні рівні напруги. Це не бажано з точки зору електропостачання споживачів. Обладнання може завантажуватися не найкращим чином, у зв'язку з чим зростають втрати потужності у мережі.

На вторинній стороні підстанцій обмеження струмів КЗ здійснюється при роздільній роботі трансформаторів за рахунок зменшення розрахункового опору кола КЗ (рис. 8.3).

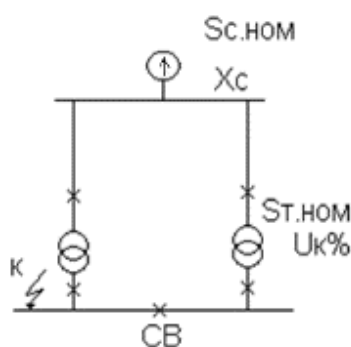


Рис. 8.3. Роздільна робота трансформаторів.

Струм К.З. в точці К при роздільній роботі трансформаторів буде в 2 рази менший. Але цей спосіб не завжди доцільний. Наприклад, на потужних підстанціях на вторинній напрузі яких встановлені синхронні компенсатори, ускладнена роздільна робота трансформаторів із-за умови видачі в мережу реактивної

потужності, яка виробляється компенсаторами.

Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками (рис. 8.4).

Обидва кола розщепленої обмотки розраховуються на однакову потужність (на 50 % номінальної потужності трансформатора) і мають однакові опори.

При потужності понижуючого трансформатора 25 МВА та вище застосовують розщеплення обмотки низької напруги. Це дає можливість збільшити опір трансформатора в режимі К.З. приблизно в 2 рази, порівнюючи з трансформатором без розщепленої обмотки. На рис. 8.4 секційний вимикач (СВ) нормально вимкнтий і генератори Г1 і Г2 працюють паралельно через трансформатор з розщепленими обмотками. При відключенні одного з генераторів секційний вимикач повинен бути увімкнутим, щоб секція шин першого генератора живилась від другого генератора. Це дає можливість уникнути перетоку потужності через розщеплені кола обмоток низької напруги трансформатора та значних втрат напруги.

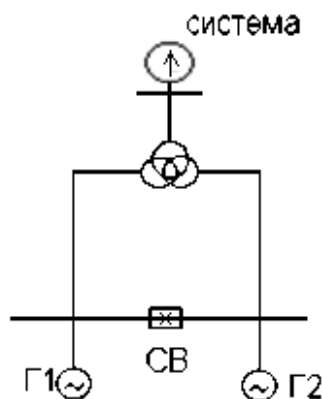


Рис. 8.4. Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками.

Застосування реакторів.

Струмообмежуючі реактори призначені для обмежень рівня струму КЗ та для підтримки на непошкоджених частинах електроустановки достатньо високого рівня залишкової напруги (бажано, щоб $U_{\text{зал}} \geq 0,6U_n$). При цьому зберігається стійкість роботи генераторів та двигунів споживачів.

Схеми включення реакторів.

За умовами роботи секційні й лінійні реактори мають суттєву різницю. В нормальному режимі перетік потужності через секційний реактор (СР) незначний, при симетричній схемі він приблизно дорівнює нулю. Тому величина реактивності секційного реактора для збільшення його струмообмежуючої дії може бути великою (рис. 8.5).

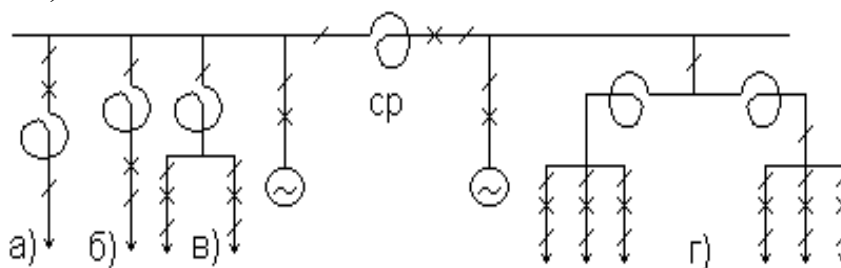


Рис. 8.5. Схеми включення реакторів.

Номинальний струм секційного реактора вибирається за режимом відключення одного генератора або трансформатора зв'язку з системою, коли через реактор протікає збиткова (або недостатня) потужність секції $I_{p.ном} = (0,6 \div 0,8) I_{г.ном}$.

Лінійний реактор.

Через лінійний реактор постійно протікає струм навантаження. Тому в ньому постійно мають місце втрати потужності та напруги. При чому втрати напруги зростають зі збільшенням реактивності реактора, так як $\Delta U_p = I_p \cdot X_p \cdot \sin \varphi$.

Тому реактивність лінійного реактора не може бути взята значно великою. Частіше всього враховується те, що втрати напруги на лінійному реакторі в робочому режимі не повинні бути більше 5 %.

Лінійний реактор вибирають або за умовою обмеження струму КЗ до величини комутаційної здатності лінійних вимикачів, або за умовою термічної стійкості кабелів розподільної мережі.

За умовою компоновки обладнання в ЗРП в основному застосовується схема (рис. 8.5. а, б). Коли номінальні струми окремих ліній незначні, застосовується схема з груповими реакторами (рис. 8.5. в, г). Дані схеми дають можливість зменшити кількість приєднань до збірних шин та спростити РП.

Здвоєні реактори.

Конструктивно вони подібні звичайним реакторам, але від середньої точки обмотки є допоміжний вивід (рис. 8.6).

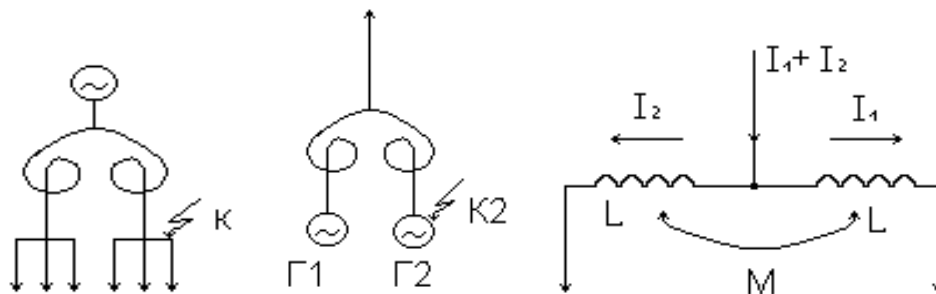


Рис. 8.6. Здвоєні реактори.

Перевага здвоєних реакторів полягає в тому, що залежно від схеми включення та напрямку струмів в обмотках індуктивний опір його може збільшуватися або зменшуватися. Цю властивість здвоєного реактора використовують для зменшення падіння напруги в нормальному режимі та обмеженні струму КЗ.

При КЗ за реактором точки К струм значно перевищує струм в непошкодженій частині. Відносний вплив взаємної індуктивності зменшується. Втрати напруги в реакторі та ефект струмообмеження визначається в основному лише індуктивним опором $X_e = \omega L$. Таким чином опір реактора в режимі КЗ зростає, порівнюючи з нормальним режимом. При КЗ в точці К2, тобто на генераторі Г2, струм від генератора Г1 протікає в одному напрямку. Взаємна індукція діє згідно з власною індукцією обмоток. Наскрізний опір реактора буде визначатися як:

$$X_{скр} = 2\omega L + \omega M \quad (8.10)$$

Значна втрата напруги в нормальному режимі роботи кола не дає можливість встановлювати індивідуальні та групові реактори великого опору.

Тому для випадків, коли потрібні значні обмеження струмів КЗ, розробляють БСП (безінерційні струмообмежуючі пристрої).

8.3. Дуговий розряд та гасіння дуги в ланцюгах високої напруги

При розмиканні контактів в ланцюгу високої напруги виникає електричний розряд у виді дуги. При постійному струмі в дузі розрізняють катодну зону, зону стовбура дуги та зону аноду (рис. 8.7.).

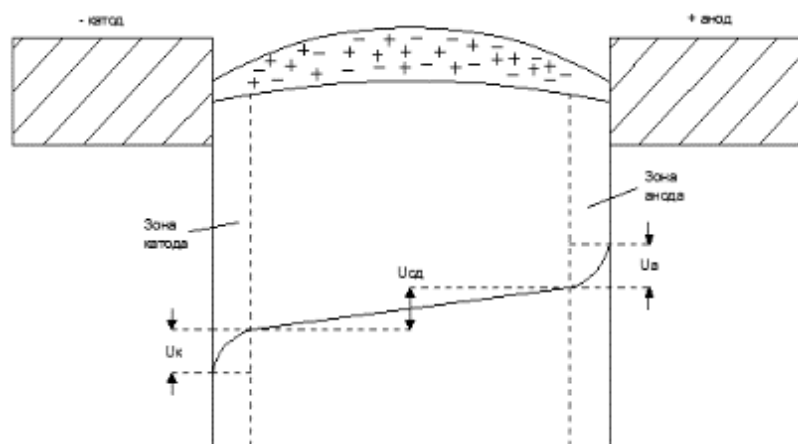


Рис. 8.7. Схема електричного розряду.

Напругу дуги складають:

$$U_{\text{дуги}} = U_{\text{к}} + U_{\text{сд}} + U_{\text{а}}; \quad (8.11)$$

де: $U_{\text{к}}$ – зони катода; $U_{\text{сд}}$ – зони стовбура дуги; $U_{\text{а}}$ – зони анода.

Катодне падіння напруги складає $10 \div 20$ В, а довжина цієї ділянки $10^{-4} \div 10^{-5}$ см. При цьому напруженість електричного поля біля катода складає $10^5 \div 10^6$ В/см з виникненням ударної іонізації повітря. Вільні електрони та іони створюють плазму стовбура дуги, провідність якої наближається до провідності металу. В стовбурі дуги протікає великий струм і створюється висока температура. Густина струму може сягати 10000 А/см². Чим більший струм в дузі, тим менше її опір, а тому необхідна менша напруга для горіння дуги, яку з великим струмом важче гасити.

При змінному струмі напруга та струм змінюються синусоїдально і струм відстає від напруги приблизно на 90° . У разі малого струму напруга збільшується до напруги запалювання дуги $U_{\text{з}}$, а при збільшенні струму і іонізації напруга спадає. В кінці напівперіоду, коли струм наближається до нуля, дуга гасне. В наступний період описане явище продовжується.

При цьому іонізацію можна розділити на дві частини: якщо напруга збільшується, то збільшується емісійна іонізація (електронна емісія), а при збільшенні струму в стовбурі дуги збільшується термічна іонізація. Тому при зменшенні струму і проходженні його через нуль, термічна іонізація найменша і збільшується електрична міцність.

В електричних апаратах при розмиканні контактів необхідно як найшвидше погасити виниклу дугу. Це найлегше в період найменшої термічної іонізації, тобто при найбільшій електричній міцності [22].

Для гасіння дуги існує ряд способів:

- 1) Збільшення довжини дуги швидким розходженням контактів;
- 2) Ділення довгої дуги на ряд коротших – при цьому ділиться стовбур дуги;

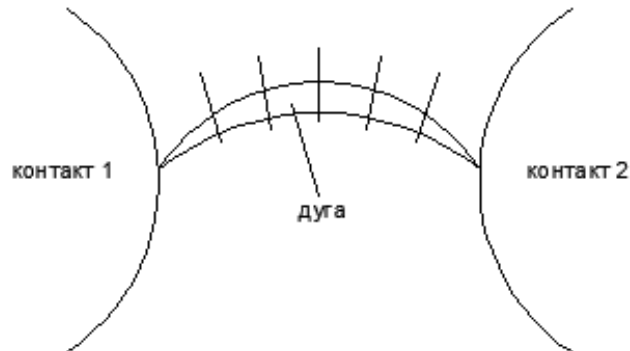


Рис. 8.8. Схема поділу дуги.

3) Закручування дуги в магнітному полі. Швидке обертання дуги сприяє її охолодженню і деіонізації;

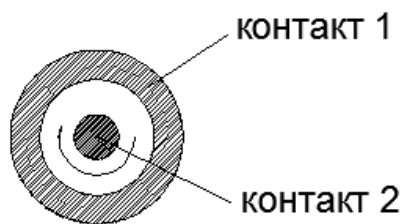


Рис. 8.9. Схема закручування дуги в магнітному полі.

4) Гасіння дуги в маслі: масло випаровується і створюється газоподібний водневий простір з великим тиском навколо дуги;

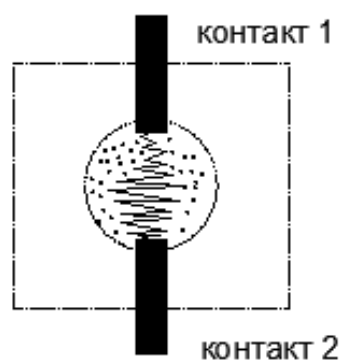


Рис. 8.10. Схема гасіння дуги в маслі.

5) Газоповітряне дуття за рахунок спрямування газів вздовж або впоперек дуги. Газ створюється при розкладі масла під час горіння дуги або за рахунок застосування газогенеруючих матеріалів;

6) Двохразовий (або більше) розрив ланцюга струму;

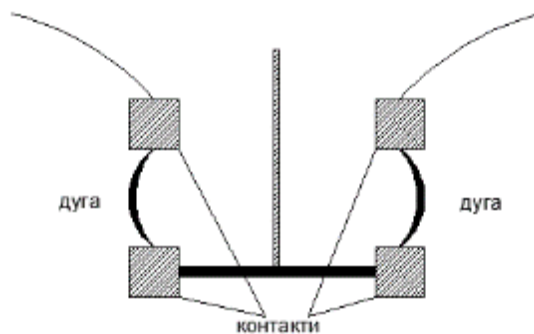


Рис. 8.11. Схема розриву ланцюга.

7) Гасіння дуги в вакуумі: високорозріджений газ (повітря) має велику електричну міцність. Якщо контакти розмикаються в вакуумі, то після першого переходу струму через нуль дуга гасне і більше не запалюється;

8) Гасіння дуги в високостійких газах: найбільш ефективним є використання шестифтористої сірки (елегаз), який має більшу електричну міцність ніж повітря і водень, навіть при атмосферному тиску.

На сьогодні найбільш широкого впровадження при розмиканні контактів у ланцюгах високої напруги набуло гасіння дуги в середовищі вакууму і елегазу.

РОЗДІЛ 9 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОЇ АПАРАТУРИ

9.1. Вибір електричної апаратури розподільного пристрою 10 кВ

Розрахунок та вибір електричних шин.

Вихідні дані: шини в розподільному пристрої розміщують, наприклад, на ребро в одній горизонтальній площині з відстанню між центрами $a = 0,25$ м, а між опорними ізоляторами однієї фази $l = 1,5$ м [5, 8, 9].

В електроустановках змінного струму напругою 10 кВ вибирають алюмінієві шини прямокутного перерізу.

Вибір шин. При виборі електричних шин визначають робочий максимальний струм із врахуванням 40 % перевантаження силового трансформатора за наступним виразом:

$$I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{H(Б)}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (9.1)$$

де: $S_{H(Б)}$ – номінальна потужність трансформатора більшої потужності.

Відповідно до ПУЕ [10] необхідно вибрати переріз електричних шин, для яких буде виконуватись умова:

$$I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП}, \quad (9.2)$$

$$I_{ДОП} = I'_{ДОП} \sqrt{\frac{\theta_{ДОП} - \theta_{МАКС}}{\theta_{ДОП} - \theta_0}}, \quad (9.3)$$

де: $I_{ДОП}$ – допустимий струм (за умов нагрівання) для електричних шин при температурі $\theta_0 = 25$ °С, вибирається із довідника (на першому етапі розрахунків за $I'_{ДОП}$ приймається $I_{P.МАКС}$); $\theta_{МАКС}$ – максимальне значення середньорічної температури (для центральної зони України $\theta_{МАКС} = +30$ °С); $\theta_{ДОП}$ – допустима температура нагрівання шин (для шин із алюмінієвого сплаву – 70 °С).

Перевірка шин на термічну стійкість. При короткому замиканні температура шин не повинна перевищувати +200 °С – це є умовою термічної стійкості шин.

Для визначення мінімально допустимого перерізу шин за умов термічної стійкості розраховують тепловий імпульс:

$$B_K = I_{K3}^{(3)2} \cdot t_{ПР}, \quad (9.4)$$

де: $I_{K3}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання в точці встановлення шин, кА; $t_{ПР}$ – зведений час дії струму короткого замикання $t_{ПР} = t_{ПР.П} + t_{ПР.А}$; $t_{ПР.П} = f(t_{ВКЗ})$ – зведений час знаходять за графічними залежностями, при $\beta'' = 1$; $t_{ПР.А}$ – зведений час аперіодичної складової струму короткого замикання (для сільських електричних мереж - $t_{ПР.А} = 0,05$ с).

Примітка: $t_{ВКЗ} = t_B + t_{ПЗ}$ – час вимикання короткого замикання, с; t_B – час спрацювання вимикача, с; $t_{ПЗ}$ – час спрацювання релейного захисту, с.

Мінімальний допустимий переріз шин визначають, мм²:

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (9.5)$$

де: C – коефіцієнт визначається матеріалом шин, для шин із алюмінієвого сплаву $C = 88$.

Перевірка шин на динамічну стійкість.

Умовою перевірки шин є порівняння розрахункового і максимального допустимого механічного напружень:

$$\sigma_{РОЗ} \leq \sigma_{ДОП}, \quad (9.6)$$

де: $\sigma_{РОЗ}$ – розрахункове механічне напруження у шинах, МПа; $\sigma_{ДОП}$ – максимальне допустиме (для матеріалу шин) механічне напруження, МПа (для шин із алюмінію АТ– $\sigma_{ДОП}=70$ МПа).

Для перевірки шин на динамічну стійкість розраховують електродинамічне зусилля (Н):

$$f = 1,76 \cdot K_{\Phi} \cdot \left(\frac{l}{a}\right) 10^{-1} \cdot i_y^2, \quad (9.7)$$

де: i_y – ударний струм короткого замикання, кА; l – відстань між опорними ізоляторами кріплення шини в одній фазі, м; a – відстань між центрами шин сусідніх фаз, м; K_{Φ} – коефіцієнт форми, який залежить від перерізу шин і розташування шин (при розташуванні шин у горизонтальній площині і прямокутному перерізі – $K_{\Phi}=1$).

Момент опору (при розташуванні шин на ребро):

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (9.8)$$

де: b – ширина шини, м; h – товщина шини, м.

Розрахункове механічне напруження у шинах (Па):

$$\sigma_{РОЗР} = \frac{f \cdot l}{10 \cdot W}. \quad (9.9)$$

Вибір вимикачів РП 10 кВ.

Для РП 10 кВ рекомендується застосовувати вакуумні, а для РП 110(35) кВ елегазові вимикачі виробництва компаній РЗВА, АБВ, Siemens, Таврида Електрик та інші [18, 20, 27].

Таблиця 9.1

Умови вибору та перевірки вимикачів

Параметри вимикача	Умови вибору	
	Паспортні дані	Розрахункові дані електричної мережі
Номінальна напруга, кВ	$U_{HB} \geq U_{H.P}$	
Номінальний струм, А	$I_{HB} \geq I_{p.max.}$	
Допустимий струм вимикання, кА	$I_{д.вим.} \geq I_{кз}^3$	
Динамічна стійкість	$i_{max} > i_y$	
Термічна стійкість	$I_{TH}^2 \cdot t_k > (I_{кз}^3)^2 \cdot t_{ПП}$	

Де: U_{HB} – номінальна напруга вимикача, кВ; I_{HB} – номінальний струм вимикача, А; $I_{p.max.}$ – робочий максимальний струм, А; $I_{d.вим.}$ – допустимий струм вимикання, А; $I_{кз}$ – усталений струм трифазного короткого замикання, кА; i_{max} – струм динамічної стійкості, кА; i_y – ударний струм трифазного короткого замикання, кА; I_{TH} – струм термічної стійкості вимикача, кА; t_k – номінальний час термічної стійкості вимикача, с; t_{PP} – зведений час термічної дії струму короткого замикання.

Вибір обмежувачів перенапруги для РП 10 кВ.

Найбільша допустима напруга ОПН U_{HD} повинна перевищувати найбільшу робочу напругу мережі $U_{H.P}$

$$U_{HD} \geq U_{H.P} \quad (9.10)$$

У мережах з ізольованою нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів за найбільше значення напруги приймається лінійна напруга мережі.

Для забезпечення найкращих показників захищеності в мережах різного виконання обмежувачі перенапруги випускаються з набором U_{HD} на кожен клас напруги (табл. 9.2) [8, 10].

Таблиця 9.2

Найбільша допустима напруга ОПН

Клас напруги мережі	Найбільша допустима напруга ОПН
3	4,0
6	6,0; 6,6; 6,9; 7,6.
10	10,5; 11,5; 12,0; 12,7.
27	30,0; 33,0.
35	40,5; 42,0.
110	56,0; 66,0; 73,0; 77,0; 84,0.
220	146,0; 154,0; 168,0.

Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максимального значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час t :

$$T \cdot U_{HD} > U_{ПЕР}, \quad (9.11)$$

де: $U_{ПЕР}$ – рівень квазістаціонарної перенапруги (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі); T – кратність перенапруги.

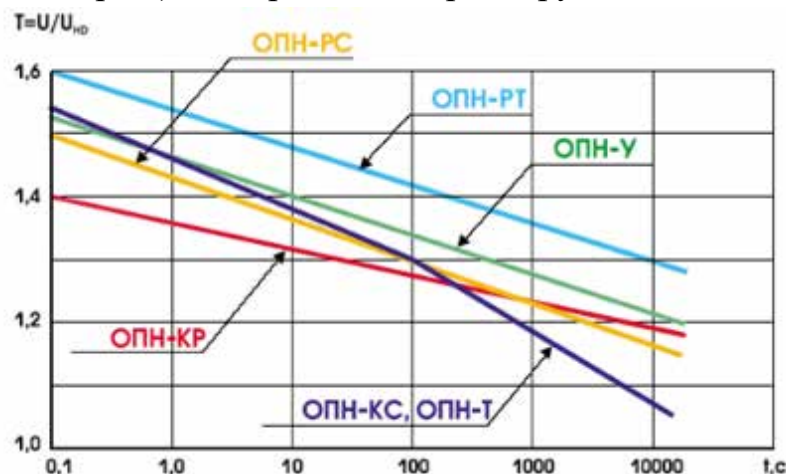


Рис. 9.1. Допустимий час прикладення напруги промислової частоти.

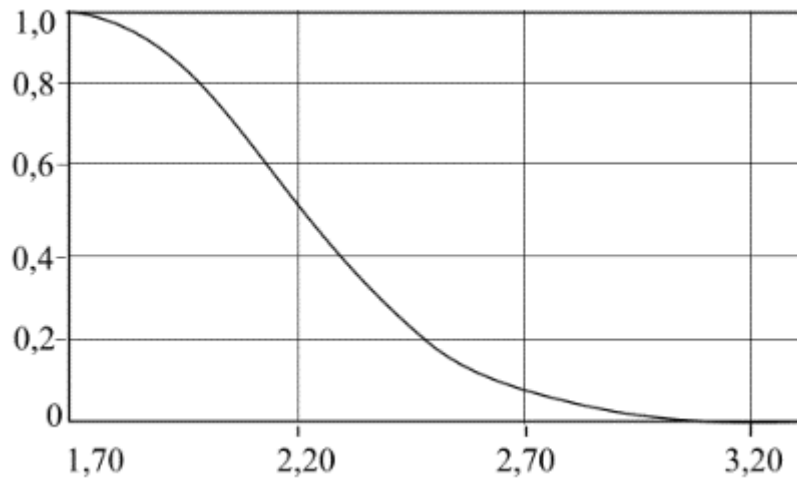


Рис. 9.2. Імовірність появи перенапруги певної кратності.

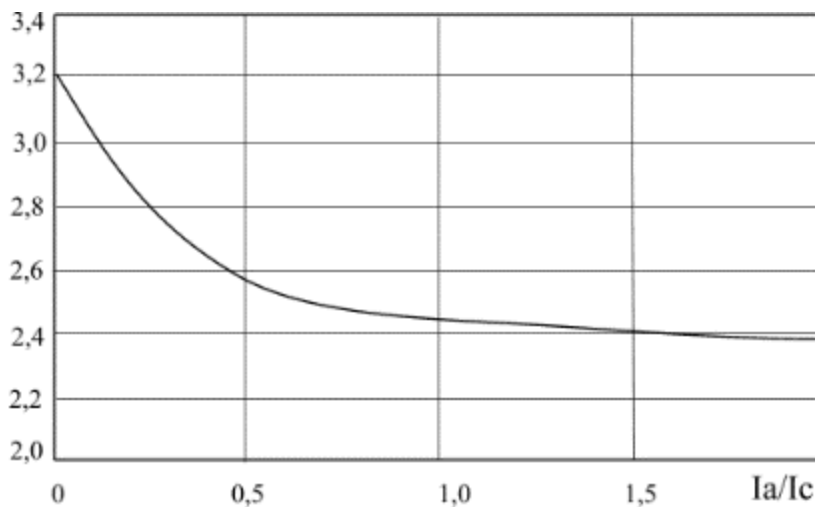


Рис. 9.3. Залежність дугової перенапруги від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю.

Для систем електропостачання сільського господарства приймаються наступні вихідні дані для визначення $U_{\text{ПЕР}}$: згідно імовірності появи внутрішньої перенапруги 10 % (0,1 рис. 9.2), або згідно відношенню $\frac{I_a}{I_c}$ рівному 0,5 (рис. 9.3).

Відповідно до рис. 9.2. та 9.3. кратність перенапруги $T=2,6$. Тому величина внутрішньої перенапруги для мережі 10 кВ може складати [3].

$$U_{\text{ПЕР}} = T \cdot U_{\phi} = 2,6 \cdot 5,78 = 15,0 \text{ кВ.}$$

Допустима кратність перевищення напруги T буде (відповідно до табл. 9.2):

1. $T=15,0/10,5=1,4$; 2. $T=15,028/11,5=1,3$;
3. $T=15,0/12=1,25$; 4. $T=15,0/12,7=1,18$.

Найбільша тривалість внутрішньої перенапруги у системах електропостачання с. г. складає $t=1\dots 2$ с. Із рис. 9.2. видно, що для умови $T \cdot U_{\text{НД}} > U_{\text{ПЕР}}$ підходять всі розрядники, окрім ОПН – КР.

Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{ГР}$

$$A_{ГР} = (U_{ВМП} - U_{ЗАЛ}) / U_{ЗАЛ} > 0,2 - 0,25, \quad (9.12)$$

де: $U_{ВМП}$ – рівень грозового випробувального імпульсу; $U_{ЗАЛ}$ – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі; (0,2 – 0,25) – координаційний інтервал.

Наявність відстані між ОПН і устаткуванням викликає підвищення напруги на устаткуванні в порівнянні з залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20...25 % нижчим випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу (ДСТ 1516.2 – 98, табл. 9.3). Для оцінки напруги, що залишається на ОПН можна скористатися $U_{ЗАЛ}$ при номінальному розрядному струмі табл. 9.4).

Таблиця 9.3

Нормовані випробувальні напруги грозових імпульсів електроустаткування з нормальною ізоляцією (максимальна напруга)

Клас напруги електрообладнання, кВ	Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції, кВ								
	Повний імпульс					Зрізаний імпульс			
	Силові трансформатори	Шунтуючі реактори	Електромагнітні трансформатори напруги, струмообмежуючі і дугогасні реактори	Трансформатори струму і апарати	Конденсатори зв'язку	Силові трансформатори	Шунтуючі реактори	Електромагнітні трансформатори напруги, трансформатори струму, струмообмежуючі і дугогасні реактори, апарати	Конденсатори зв'язку
3	44	44	44	42	–	50	50	50	–
6	60	60	60	57	–	70	70	70	–
10	80	80	80	75	–	90	90	90	–
15	108	108	108	100	–	120	120	120	–
20	130	130	130	120	–	150	150	150	–
24	150	–	150	140	–	170	–	170	–
27	170	–	170	160	–	195	–	200	–
35	200	200	200	185	195	225	225	230	240
110	400	400	400	350	370	450	450	460	480

Залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі

Тип ОПН	Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі, кВ
ОПН – РС	6	7,6	25,7
	10	12,7	42,8
	6	6,0	19,3
		6,6	21,0
		6,9	22,0
		10,5	34,0
ОПН – КР	6	6,0	19,3
		6,6	21,0
		6,9	22,0
	10	10,5	34,0
		11,5	37,0
		12,0	40,0
ОПН – КС	6	6,0	18,5
		6,9	21,5
	10	10,5	33,0
		11,5	35,8
ОПН – Т	6	6,0	18,5
		6,9	21,5
		7,6	23,6
	10	10,5	33,0
		11,5	35,8
ОПН – У	27	30,0	97,0
		33,0	107,0
	35	38,5	122,0
		40,5	128,0
		42,0	133,0
	110	73,0	233,0
		77,0	245,0
		84,0	269,0

Визначення [5] координаційного інтервалу проводять за виразом (9.12). Якщо умова не виконується, то необхідно вибрати ОПН із меншим значенням $U_{нд}$.

$$U_{вип} = 80 \text{ кВ (згідно табл. 9.2).}$$

$$U_{зал} = 42,8 \text{ кВ – для ОПН – РС – (} U_{нд} = 12,7 \text{ кВ).}$$

$$U_{зал} = 33 \text{ кВ – для ОПН – КС – (} U_{нд} = 10,5 \text{ кВ).}$$

$$A_{гр} \text{ (для ОПН – РС)} = (80 - 42,8) / 42,8 = 0,87 > (0,2 \dots 0,25) \text{ – умова виконується.}$$

$$A_{гр} \text{ (для ОПН – КС)} = (80 - 33) / 33 = 1,42 > (0,2 \dots 0,25) \text{ – умова виконується.}$$

Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами $A_{вп}$:

$$A_{вп} = (U_{доп} - U_{зал}) / U_{зал} > (0,15 - 0,25), \quad (9.13)$$

де: $U_{\text{ДОП}}$ – допустимий рівень внутрішньої перенапруги; $U_{\text{ЗАЛ}}$ – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

Таблиця 9.5

**Допустимі кратності внутрішньої перенапруги для електроустаткування
6 – 110 кВ з нормальною ізоляцією (силові трансформатори)**

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6	10	20	35	110
$U_{\text{Н.РОБ.}}$, кВ	7,2	12	23	40,5	126
$U_{\text{ВИП}}$, кВ	25	35	55	85	220
$U_{\text{ДОП}}$, кВ	41,5	57,9	91	140,6	391
$K_{\text{ДОП}}$	7,0	5,9	4,6	4,3	3,6

Таблиця 9.6

**Допустимі кратності внутрішньої перенапруги для електроустаткування
6 – 110 кВ з полегшеною ізоляцією (трансформатори напруги)**

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6	10	35	110
$U_{\text{Н.РОБ.}}$, кВ	7,2	12	40,5	121
$U_{\text{ВИП}}$, кВ	16	24	74	176
$U_{\text{ДОП}}$, кВ	26,5	39,7	128	296
$K_{\text{ДОП}}$	4,5	4,1	3,3	2,6

Для захисту силового трансформатора

$$U_{\text{ДОП}} = 57,9 \text{ кВ (табл.9.5, } U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ)}.$$

Для захисту трансформатора напруги

$$U_{\text{ДОП}} = 39,7 \text{ кВ (табл.9.6, } U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ)}.$$

Із таблиці 9.3:

$$U_{\text{ЗАЛ}} = 42,8 \text{ кВ – для ОПН–РС – (} U_{\text{НД}} = 12,7 \text{ кВ)}.$$

$$U_{\text{ЗАЛ}} = 33 \text{ кВ – для ОПН–КС – (} U_{\text{НД}} = 10,5 \text{ кВ)}.$$

тоді:

$$A_{\text{ВП}} \text{ (для ОПН – РС)} = (57,9 - 42,8) / 42,8 = 0,35 > (0,15 \dots 0,25) \text{ – умова виконується;}$$

$$A_{\text{ВП}} \text{ (для ОПН – КС)} = (39,7 - 33) / 33 = 0,20 > (0,15 \dots 0,25) \text{ – умова виконується.}$$

Умова вибухонебезпечності ОПН

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} < I_{\text{ВЗ.БЕЗ}} = I_{\text{НОМ}}. \quad (9.14)$$

Для ОПН–РС $I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ кА}$, а ОПН–КС, КР, Т, РТ і У $I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кА}$.

Вибір трансформаторів струму.

Для вибору трансформаторів струму знаходять максимальний робочий струм для вводу, і кожної лінії 10 кВ за формулою:

$$I_{\text{Р.МАКС}} = \frac{S_{\text{Р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (9.15)$$

де: $S_{\text{Р}}$ – розрахункова потужність лінії 10 кВ, кВА.

$$S_{\text{Р}} = \frac{P_{\text{МАХ}}}{\cos \varphi}, \quad (9.16)$$

де P_{MAX} – максимальна активна потужність лінії 10 кВ (найбільша з розрахункових навантажень денного P_D чи вечірнього P_B максимумів).

Подальший вибір трансформаторів струму виконують за наступними умовами згідно таблиці 9.7 [28].

Таблиця 9.7

Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{HT} \geq U_H$
Номінальний первинний струм, кА	$I_{H1} \geq I_{p.max.}$
Номінальний вторинний струм, А	$I_{H2} = 5A$
Клас точності	(*)
Номінальна вторинна потужність	$S_{H2} > S_2$
Кратність струму: термічної стійкості $K_T = \frac{I_t}{I_{H1}}$ динамічної стійкості $K_D = \frac{I_{max}}{(\sqrt{2}) \cdot I_{H1}}$	$(K_T \cdot I_{H1})^2 > (I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_k$ $\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K_D > i_y$

де: (*) – клас точності у відповідності з приєднувальними приладами; I_t – струм термічної стійкості трансформаторів струму, А; I_{max} – струм динамічної стійкості трансформаторів струму, А; t_k – час термічної стійкості; K_T – трисекундна кратність термічної стійкості; K_D – кратність струму динамічної стійкості.

Розрахункові потужності та струми ліній 10 кВ необхідно звести в табл. 9.8.

Таблиця 9.8

**Розрахункові струми та потужності головних ділянок ліній
та вводу напругою 10 кВ**

	Ввід 10 кВ	Лінія1	Лінія2	Лінія 3
P_{MAX} , кВт				
S_P , кВА				
$I_{P.MAX}$, А				

Паспортні дані вибраних трансформаторів струму необхідно звести в таблицю (табл.9.9).

Таблиця 9.9

Паспортні дані вибраних трансформаторів струму

Параметри	Ввід 10 кВ	Лінія 1	Лінія 2	Лінія3
Номінальна напруга, кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ
Номінальний первинний струм, А				
Клас точності	0,5/P	0,5/P	0,5/P	0,5/P
Кратність струму: термічної стійкості динамічної стійкості				
Марка трансформатора струму				

Перевірку трансформаторів струму на необхідний клас точності виконують для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці. За розрахункову фазу рекомендується приймати фазу “А”. Приклад даних навантаження вторинної обмотки трансформаторів струму приведено в табл. 9.10.

Таблиця 9.10

Дані приладів та навантаження вторинних обмоток трансформаторів струму

Навантаження	Тип трансформатора струму	Кількість	Фаза “А”		Фаза “С”	
			Ом	ВА	Ом	А
Лічильник активної і реактивної енергії	FINTRONIC ФПН – 2306	1	0,031	0,245	0,031	0,245
Амперметр	Э 30	1	0,07	1,75	–	–
Разом		2	0,101	1,995	0,031	0,245

Опір з’єднувальних проводів у фазі знаходять за формулою:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \quad (9.17)$$

де: R_K – опір контактів, Ом; $R_K = 0,1 \text{ Ом}$; I_{H2} – номінальний вторинний струм, А; $I_{H2} = 5 \text{ А}$; $\sum S_H$ – сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів (лічильника та амперметра), ВА; S_{H2} – номінальне навантаження трансформаторів струму, ВА.

Необхідний переріз (мм^2) приєднувальних проводів знаходять за формулою:

$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{ПРОВ}}}, \quad (9.18)$$

де: ρ – питомий опір металу приєднувальних проводів, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$; L – розрахункова довжина проводів, м.

Довжину приєднувальних проводів рекомендується приймати $L = 3 \text{ м}$.

За результатами розрахунку необхідно прийняти близький стандартний переріз, але не менше $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних провідників і $4,0 \text{ мм}^2$ для алюмінієвих.

Вибір трансформаторів напруги.

Для живлення кола напруги вимірювальних приладів, а також для контролю ізоляції в РП-10 кВ встановлюють трансформатори напруги [28].

Трансформатори напруги вибирають за наступними умовами:

- номінальною напругою $U_{H.T} \geq U_H$;
- номінальною вторинною потужністю $S_{H2} > S_2$;
- класом точності (клас точності при розрахунковому навантаженні повинен відповідати найвищому класу точності приєднувальних приладів).

Навантаження трансформаторів напруги записуємо в таблицю 9.11

Таблиця 9.11

Параметри електричного навантаження

Назва і тип приладу	Кількість	P , Вт	Q , Вар
Лічильник активної / реактивної енергії – FINTRONIC ФПН – 2306	1	23	53,7
Вольтметр	2	12	–
Разом	3	35	53,7

Вторинне навантаження S_2 (ВА) знаходять за формулою:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (9.19)$$

де: P , Q – відповідно активна (Вт) і реактивна (ВАр) потужності приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора напруги.

Вибір трансформаторів власних потреб.

На районній трансформаторній підстанції трансформатори власних потреб (ТВП) використовуються для живлення: засобів освітлення; приладів обігрівання (приміщення чергових, розподільні пристрої закритого типу, прилади); приводів вимикачів; блоків живлення кіл релейного захисту і автоматики; систем обдування радіаторів силових трансформаторів; компресорів (при наявності повітряних вимикачів) та інші.

Кількість трансформаторів власних потреб, що встановлюють на РТП сільського призначення, відповідає кількості силових трансформаторів (або кількості секцій шин РП-10 кВ). Розрахункове навантаження ТВП знаходять за виразом:

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot S_{\Sigma H}, \quad (9.20)$$

де: $S_{\Sigma H}$ – сумарна номінальна потужність силових трансформаторів на РТП.

Загальна потужність споживачів власних потреб першої черги забезпечення електроживленням (за умов надійності) складає:

$$S_{ТВП1} = 0,6 \cdot S_{ТВП}. \quad (9.21)$$

За величиною $S_{ТВП1}$ здійснюють вибір потужності кожного із трансформаторів власних потреб. При цьому, повинна виконуватись умова:

$$S_{ТВП1} \leq S_{НОМ.ТВП}, \quad (9.22)$$

де: $S_{НОМ.ТВП}$ – номінальна потужність одного трансформатора власних потреб РТП.

9.2. Вибір електричної апаратури розподільного пристрою 110(35) кВ**Розрахунок та вибір електричних шин РП-110(35) кВ.**

Шини в розподільних пристроях 35 або 110 кВ вибирають круглого перерізу за умовами, аналогічними вибору шин РП-10 кВ [18].

При виборі електричних шин потрібно визначити робочий максимальний струм за наступним виразом:

$$I_{P.MAKC} = \frac{1,4 \cdot (S_{H1} + S_{H2})}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (9.23)$$

де: S_{H1}, S_{H2} – номінальні потужності силових трансформаторів, кВА.

Вибір вимикачів РП- 110(35) кВ.

Вибір вимикачів виконується за умовами табл. 9.1, див. розд. 9.1. У РП-110(35) кВ можуть встановлюватись вакуумні або елегазові вимикачі.

Вибір роз'єднувачів РП - 110(35) кВ.

Роз'єднувачі вибирають за наступними умовами [28].

1. Номінальна напруга:

$$U_{H.P} > U_{УСТАН}, \quad (9.24)$$

де: $U_{H.P}$ – номінальна напруга роз'єднувача, кВ; $U_{УСТАН}$ – номінальна напруга установки, кВ.

2. Номінальний струм:

$$I_{H.P} > I_{P.MAX}, \quad (9.25)$$

де: $I_{H.P}$ – номінальний робочий струм.

3. Струм динамічної стійкості:

$$i_{MAX} > i_y. \quad (9.26)$$

4. Струм термічної стійкості:

$$I_{TH}^2 t > (I_{K3}^3)^2 \cdot t_k. \quad (9.27)$$

Результати вибору роз'єднувачів необхідно записати у табл. 9.12.

Таблиця 9.12

Дані вибору та перевірки роз'єднувачів

Роз'єднувач	Розрахункові дані				Каталожні дані			
	$U_{УСТАН}$, кВ	$I_{P.MAKC}$, А	i_y , кА	$(I_{K3}^3)^2 t_k$, кА	$U_{н.р.}$, кВ	$I_{н.р.}$, А	i_{MAX} , кА	$I_{TH}^2 t$, кА

Вибір обмежувачів перенапруги для РП-110(35) кВ.

Виконується за умовами аналогічними розділу 9.1.

9.3. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ

Для захисту повітряної лінії 10 кВ використовують максимальний струмовий захист (МСЗ) [5, 8, 10].

У мережах напругою 10 кВ максимальний струмовий захист виконується у двофазному варіанті (трансформатори струму встановлюються в двох фазах), тому

можуть бути використані схеми з'єднання трансформаторів струму у неповну зірку або на різницю струмів двох фаз.

Розрахунок струму спрацювання МСЗ здійснюється за наступним виразом:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{C.3.D.}}{K_B} \cdot I_{P.MAKC.} \quad (9.28)$$

де: K_H – коефіцієнт надійності (враховує нестабільність характеристик або “розкидання” точок характеристик); $K_{C.3.D.}$ – коефіцієнт, що враховує самозапуск електричних двигунів (для сільських мереж – 2,0); K_B – коефіцієнт повернення (вибирається для обраного релейного захисту); $I_{P.MAKC.}$ – робочий максимальний струм, А.

Робочий максимальний струм визначається на основі порівняння навантаження денного та вечірнього максимумів:

$$I_{P.MAKC} = \frac{P_D(P_B)}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (9.29)$$

де: $U_{НОМ}$ – номінальна напруга мережі, 10 кВ.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.}}{n_{T.T.}} \cdot K_{C.X.} \quad (9.30)$$

де: $K_{C.X.}$ – коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку $K_{C.X.} = 1,0$, а у випадку з'єднання на різницю струмів двох фаз $K_{C.X.} = 3,0$); $n_{T.T.}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Для захисту розгалуженої лінії 10 кВ, враховуючи дискретність уставок струму спрацювання обраного релейного захисту, необхідно вибрати найближче більше значення струму уставки $I_{уст.}$.

Після вибору струму уставки реле необхідно визначити уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{C.3.} = \frac{I_{уст.} \cdot n_{T.T.}}{K_{C.X.}} \quad (9.31)$$

Узгодження МСЗ лінії 10 кВ з роботою запобіжників споживчих ТП. Захист споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ на стороні напруги 10 кВ здійснюється запобіжниками ПКТ–10. Номінальний струм плавкої вставки запобіжників вибирається в залежності від потужності силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ.

Для визначення часу спрацювання МСЗ лінії 10 кВ та погодження її з часом спрацювання запобіжників ТП №7 10/0,4 кВ необхідно побудувати карту узгодження захисту мережі, на якій по осі абсцис відкладають струм короткого замикання, а по осі ординат – час спрацювання захисту.

Після побудови захисної характеристики запобіжника через точку, яка відповідає струму короткого замикання на шинах 10 кВ ТП 10/0,4 кВ, проводять

паралельну осі ординат (вертикальну) пряму. Перетин цієї прямої із захисною характеристикою запобіжника визначає час його спрацювання $t_{з.п.}$.

Побудова часо-струмової характеристики обраного МСЗ. Точка часу $t_{с.з.}$ спрацювання максимального стругового захисту лінії 10 кВ повинна бути розташована на вищезазначеній вертикальній прямій не нижче рівня $t = t_{з.п.} + \Delta t$ (Δt - ступінь селективності).

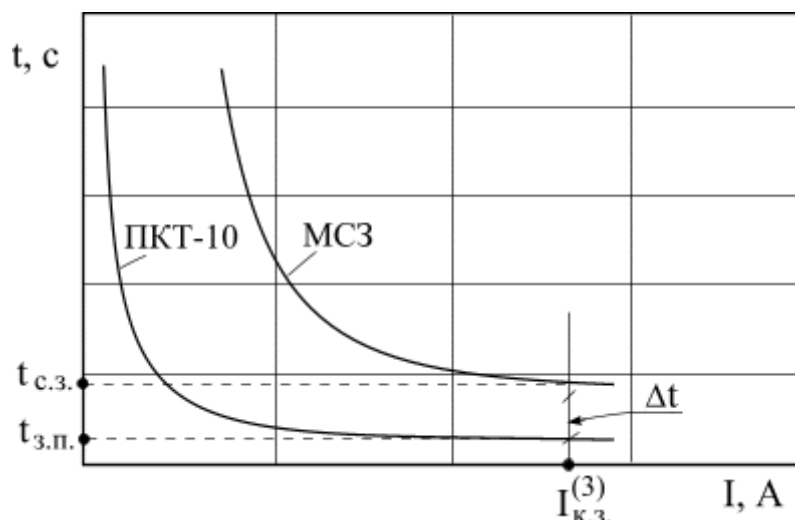


Рис. 9.4. Карта узгодження часу спрацювання МСЗ та запобіжників споживчої ТП-10/0,4 кВ.

Для прискорення дії захисту ліній максимальний струмовий захист може доповнюватися струмовою відсічкою, яку використовують для негайного вимикання пошкодженої ділянки при короткому замиканні в певній зоні. Щоб забезпечити вибірковість захисту (відстройку за струмом ΔI від захисту наступної ділянки), беруть відповідний коефіцієнт надійності k_H .

Селективність струмової відсічки забезпечується відповідним вибором струму його спрацювання:

$$I_{CB} \geq k_H I_{K3 \max}^{(3)}, \quad (9.32)$$

де: k_H – коефіцієнт надійності (вибирається із паспортних даних реле); $I_{K3 \max}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного короткого замикання в місці встановлення більш віддаленого від джерела живлення комплексу захисту.

Для відстроювання струмової відсічки від кидка намагнічуючих струмів споживчих трансформаторів необхідно задовольнити умову:

$$I_{CB} \geq 0,25 \Sigma S_{уст}, \quad (9.33)$$

де: $\Sigma S_{уст}$ – сумарна встановлена потужність трансформаторів 10/0,4 кВ, приєднаних до лінії, що захищається.

Струм спрацювання реле струмової відсічки:

$$I_{C.PB} \geq \frac{k_{CX}}{k_{TP}} I_{CB} , \quad (9.34)$$

де: I_{CB} – більша із величин за умовами (9.32) і (9.33).

За значенням $I_{C.PB}$ вибирають, згідно з паспортними даними реле струмової відсічки, $I_{уст}$.

Уточнений первинний струм відсічки (струм спрацювання захисту):

$$I_{C.3B} = \frac{k_{TP}}{k_{CX}} I_{уст} . \quad (9.35)$$

Коефіцієнт чутливості відсічки з умовою доцільності її застосування:

$$k_{чБ} = \frac{I_{K3 \min}}{I_{C.3B}} \geq 2 , \quad (9.36)$$

де: $I_{K3 \min}$ – мінімальний струм короткого замикання на початку лінії (в місці встановлення захисту).

Застосування струмової відсічки доцільне, якщо зона її дії охоплює не менше 10...15 % довжини лінії, що захищається. Струмова відсічка, як правило, не захищає всю довжину лінії і тому не може бути її основним захистом.

РОЗДІЛ 10 ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ЖИВЛЕННЯ ОПЕРАТИВНИХ КІЛ

10.1. Системи оперативного струму

Оперативний струм на електростанціях і підстанціях є джерелом живлення вторинних пристроїв до яких відносяться оперативні кола (ланцюги) релейного захисту, автоматики і телемеханіки, апаратури дистанційного управління, аварійна і попереджуюча сигналізація і т.п. При порушенні нормальної роботи електростанції або підстанції оперативний струм може використовуватись також для аварійного освітлення та електроживлення особо відповідальних механізмів власних потреб [5, 11].

Тому від джерел оперативного струму вимагається підвищена надійність. Потужність їх повинна бути достатньою для надійної роботи вторинних пристроїв при самих важких аваріях, а напруга повинна бути стабільною. Необхідне також надійне і резервне живлення.

Джерела оперативного струму на електростанціях і підстанціях розподіляються на джерела постійного, змінного та випрямленого оперативного струму.

10.2. Області використання, переваги та недоліки різних систем оперативного струму

Найбільш надійними є джерела незалежного постійного струму у виді акумуляторних батарей – як правило свинцево-кислотні. Така система оперативного струму в основному використовується на електростанціях і великих потужних підстанціях напругою 750, 500, 330, 220 кВ та на деяких підстанціях напругою 110 кВ, які мають постійний черговий персонал. На електростанціях і великих потужних підстанціях напруга акумуляторних батарей 110 або 220 В, на підстанціях 110 кВ – 24 або 48 В.

Переваги:

Надійність та постійна по величині напруга для живлення оперативних кіл.

Недоліки:

1. Необхідність в господарстві для обслуговування акумуляторних батарей та додаткового персоналу для їх обслуговування.
2. Необхідність в зарядних та підзарядних пристроях.
3. Необхідність в додаткових приміщеннях для розташування акумуляторних батарей та зарядних і підзарядних пристроїв через шкідливість кислотних випарів.
4. Дороговизна в порівнянні з другими системами оперативного струму.

На підстанціях до 110 кВ включно в основному використовується змінний або виправлений оперативний струм, джерелами якого є трансформатори струму, трансформатори напруги та трансформатори власних потреб.

На рис.10.1 показані найпростіші схеми релейного захисту з використанням трансформаторів струму (рис. 10.1 а), трансформаторів струму і напруги (рис. 10.1

б) та трансформатора власних потреб (рис. 10.1 в) з блоком випрямлення струму для живлення оперативних кіл та живлення від шин нижчої напруги освітлення, двигунів обдуву силових трансформаторів, обігріву вимикачів, роз'єднувачів і других апаратів. Блок випрямлення струму використовується на селенових або кремнієвих елементах.

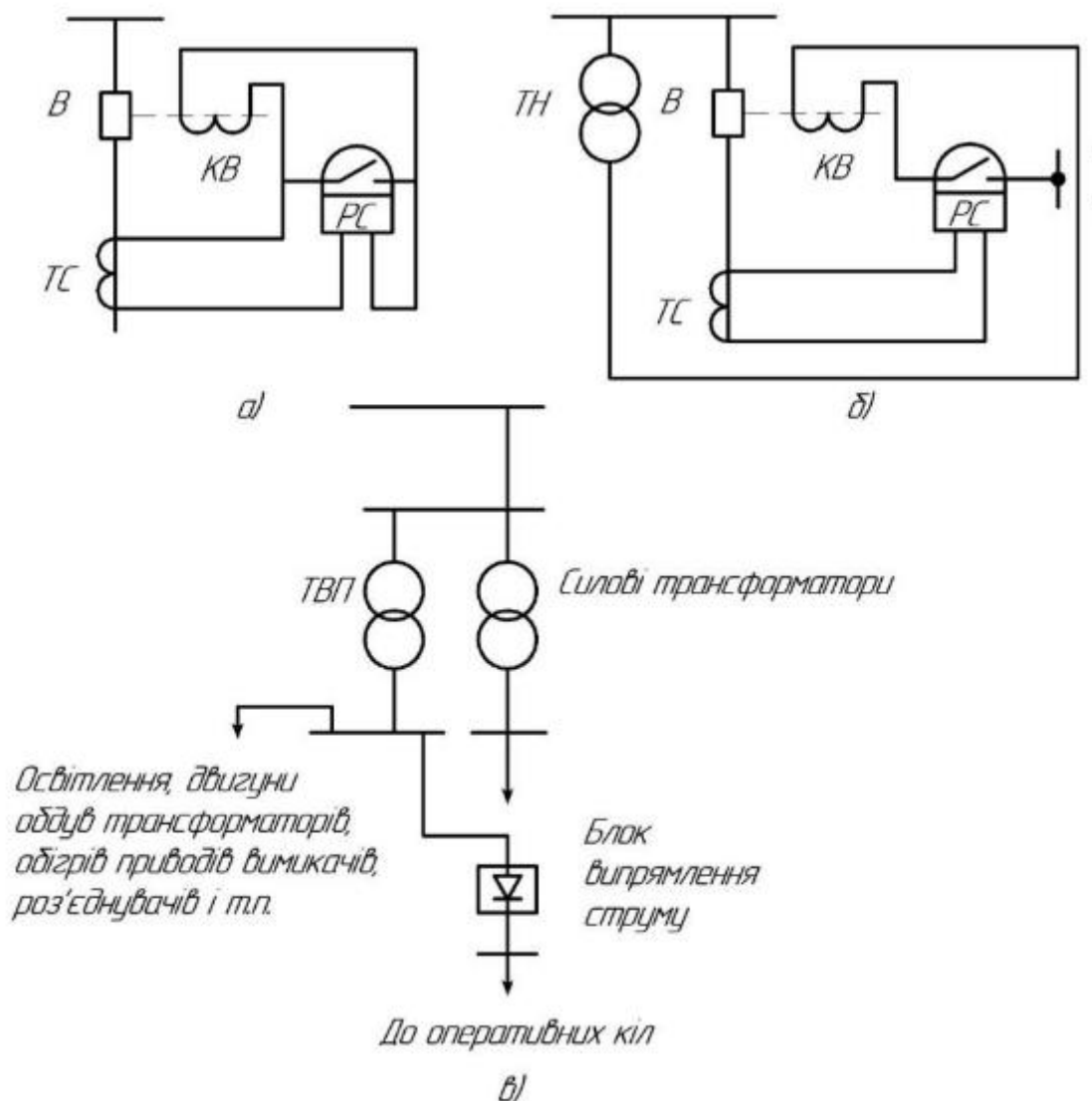


Рис. 10.1. Схеми релейного захисту з використанням: а) трансформаторів струму (ТС); б) трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН); в) трансформатора власних потреб (ТВП).

На рис. 10.2. приведена схема комбінованої установки з використанням трансформаторів струму і напруги та блоків випрямлення струму і напруги.

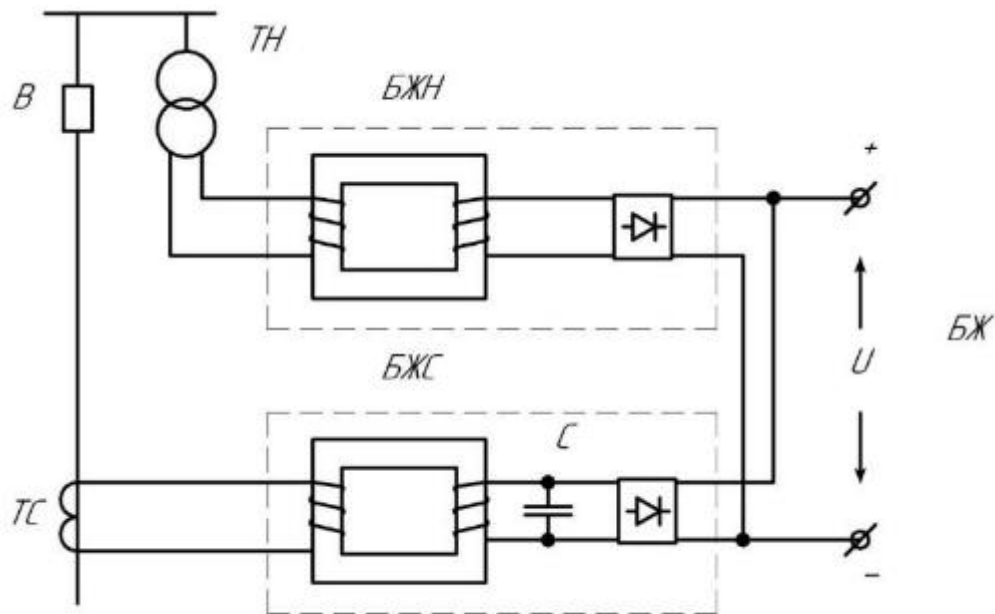


Рис. 10.2. Схема комбінованої установки: БЖН – блок живлення напруги; БЖС – блок живлення струму; БЖ – блок живлення оперативних кіл та другої апаратури.

Переваги: немає необхідності в акумуляторних батареях, додаткових приміщеннях і персоналу, в зарядних та підзарядних пристроях і т.п.

Недоліки: при втраті живлення підстанції оперативні ланцюги обезживлюються, а при цьому необхідне резервне живлення.

10.3. Навантаження трансформаторів власних потреб на підстанціях

1. Електродвигуни обдуву силових трансформаторів.
2. Пристрої підігріву масляних вимикачів та їх приводів.
3. Обігрів шкафів релейного захисту.
4. Обігрів шкафів КРУН.
5. Обігрів приміщень з КРУ.
6. Освітлення приміщень чергового персоналу та приміщень з КРУ.
7. Зовнішнє освітлення.
8. Живлення щитів керування, контролю, вимірювання, сигналізації, блокування.
9. Живлення компресорних установок при наявності повітряних вимикачів.

РОЗДІЛ 11

ЗАХИСТ ВІД УРАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ СТРУМОМ, НЕСПРАВНОСТЕЙ І НЕПРАВИЛЬНОЇ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

У промисловості і електричних установках є велика кількість об'єктів для захисту. Захист охоплює багато аспектів, такі як [30]:

- захист людей і тварин від ураження електричним струмом;
- захист обладнання і установок від пробів ізоляції, що виникають внаслідок короткого замикання, грозові перенапруги, нестабільність живлення системи, а також інші електричні збурення;
- захист майна та обладнання від пошкоджень і руйнувань;
- захист від виробничих втрат;
- захист обслуговуючого персоналу, населення і навколишнього середовища від пожеж, вибухів, токсичних газів і т.д.;
- захист операторів і електрообладнання від наслідків неправильних дій. Це означає, що комутаційні пристрої (вимикачі навантаження, роз'єднувачі, заземлювачі) повинні працювати належним чином. Можливе блокування вимагає суворого дотримання правильної послідовності операцій.

У цьому навчальному посібнику детально описані чотири аспекти захисту:

- захист від ураження електричним струмом;
- захист трансформаторів від зовнішніх впливів і внутрішніх несправностей;
- поліпшення захисту понижувального трансформатора вимикачем з реле захисту, які отримують живлення від контрольованої мережі;
- захист операторів від наслідків неправильних дій відповідними блокуваннями.

11.1. Загальний принцип захисту від ураження електричним струмом в електроустановках

Захисні заходи від ураження електричним струмом спрямовані проти двох добре відомих небезпек:

✓ **прямий дотик:** контакт з активним провідником, тобто провідником, який перебуває під напругою по відношенню до землі при нормальних умовах. (див. рис. 11.1.).

✓ **непрямий дотик:** контакт з струмоведучою частиною обладнання, яке зазвичай не знаходиться під напругою і заземлено, але в даний момент є струмоведучим через внутрішнє пошкодження ізоляції (див. рис. 11.2). Дотик до струмоведучих частин рукою викличе проходження струму через руку і обидві ноги ураженої електричним струмом людини. Величина струму, що проходить через тіло людини, залежить від:

- рівня напруги дотику, що генерується струмом короткого замикання, що йде через заземлений електрод (див. рис. 11.2.) [10, 21, 30];
- опору людського тіла;
- значення додаткових опорів, наприклад, взуття.

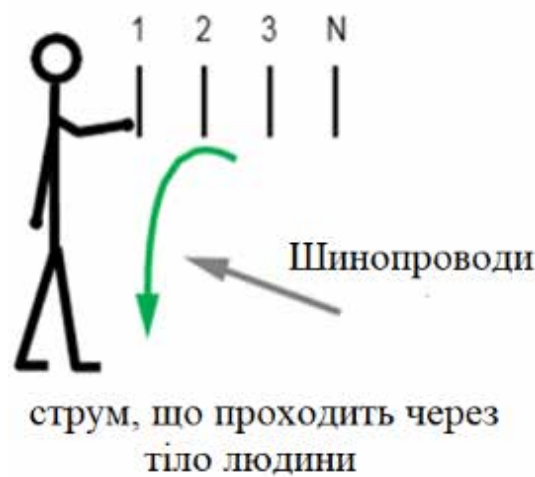


Рис. 11.1. Прямий дотик.

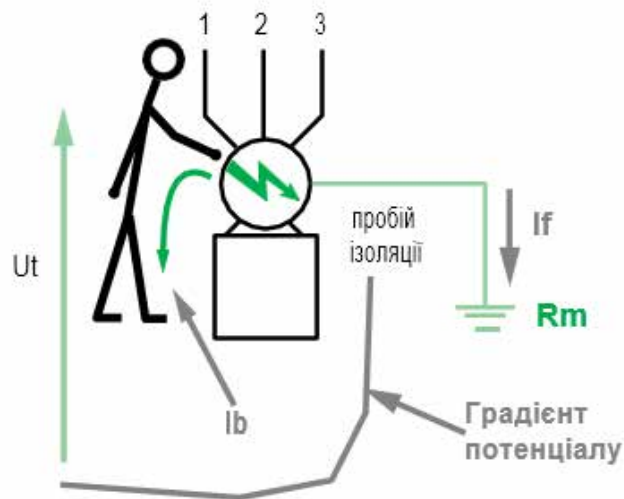


Рис. 11.2. Непрямий дотик.

Таблиця 11.1

Основні параметри при розрахунку захистів

Напруга дотику, U_t : $U_t \leq U_e$	Потенціал землі, U_e : $U_e = R_m \times I_f$	струм, що проходить через тіло людини, I_b : $I_b = U_t / R_b$ R_b : опір людського тіла	струм замикання на землю, I_f . опір заземлюючого електрода, R_m .
Напруга дотику U_t нижче потенціалу землі U_e . U_t залежить від різниці електричного потенціалу на поверхні землі.			

На рис. 11.3. [30], крива показує зміну потенціалу поверхні землі: це найвища точка, де струм короткого замикання надходить в землю і зменшується з відстанню.

Таким чином, значення напруги дотику U_t , як правило, менше, ніж потенціал землі U_e .

З лівого боку він показує зміну потенціалу землі без градації потенційних електродів заземлення. З правого боку він описує, як заглиблені електроди з міді з градацією потенційних заземлень (S_1 , S_2 , S_n), що сприяють зменшенню

контактних напружень (U_t , U_s). Третій тип небезпеки ураження електричним струмом також показаний на рис. 11.3. Це крокова напруга (U_s): струм входить в одну ногу і виходить з іншої ноги. Ця небезпека існує в безпосередній близькості від заземлювачів СН і НН, струмів замикання на землю. Це відбувається через різницю потенціалів на поверхні землі. Тварини з відносно довгим кроком ніг особливо чутливі до дії крокової напруги.

Ясно видно, що чим вище різниця потенціалів (U_e), тим більше рівень напруги дотику (U_t) і крокової напруги (U_s).

Наявність сполучних провідників між усіма металевими частинами армування бетону, в значній мірі, сприяє зменшенню контактних напружень (дотику, крок).

Крім того, будь-який заземлюючий контур з оголеним провідником поблизу установки СН сприяє розширенню еквіпотенційної області.

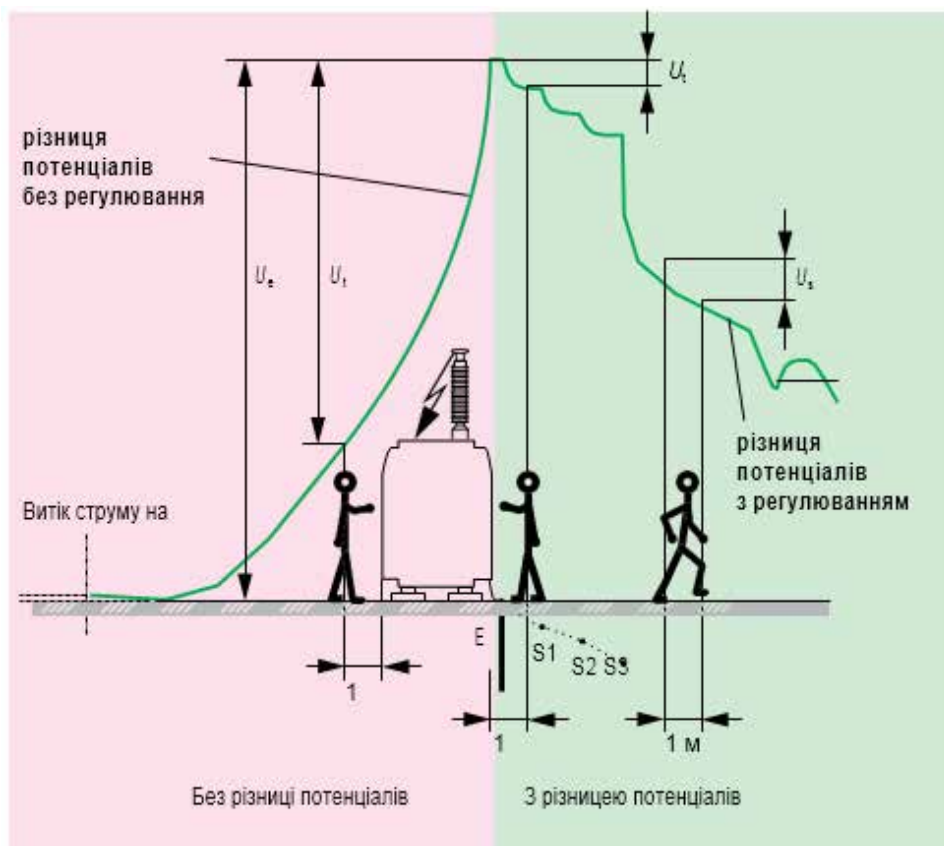


Рис. 11.3. Зрівнювання потенціалів.

Заземлення силових установок, вище 1 кВ. Потенціал землі, U_e ; Перспективна напруга дотику, U_t ; Перспективне крокові напругу, U_s ; Заземлюючий електрод, E ; Вирівнювання потенціалу електродами заземлення (наприклад, незалежними заземлювачами), з'єднаними із заземлюючим електродом, $S1$, $S2$, $S3$.

Захист від прямого контакту або базовий захист.

Існують чотири основні принципи захисту від прямих дотиків:

1. Усі струмопровідні частини корпусу виготовлені з ізоляційного матеріалу або заземлені (металеві шафи).

Для розподільного пристрою СН стандарт МЕК 62271-200 (Збірний металевий корпус розподілу і управління напругою до 52 кВ) визначає мінімальний індекс захисту (ступінь IP) IP2X для забезпечення захисту від прямого контакту. Крім того, металеві шафи повинні забезпечувати безпечність електричного кола між усіма внутрішніми і зовнішніми металевими частинами [31].

2. Розміщення струмопровідних частин поза досяжністю. Цей принцип використовується в повітряній ізоляції підстанцій AIS (див. рис. 11.4.).

3. Установка захисних бар'єрів, що також використовуються на підстанціях AIS (див. рис. 11.5.).

4. Ізоляція, найкращим прикладом якої є електричні кабелі НН і ВН.

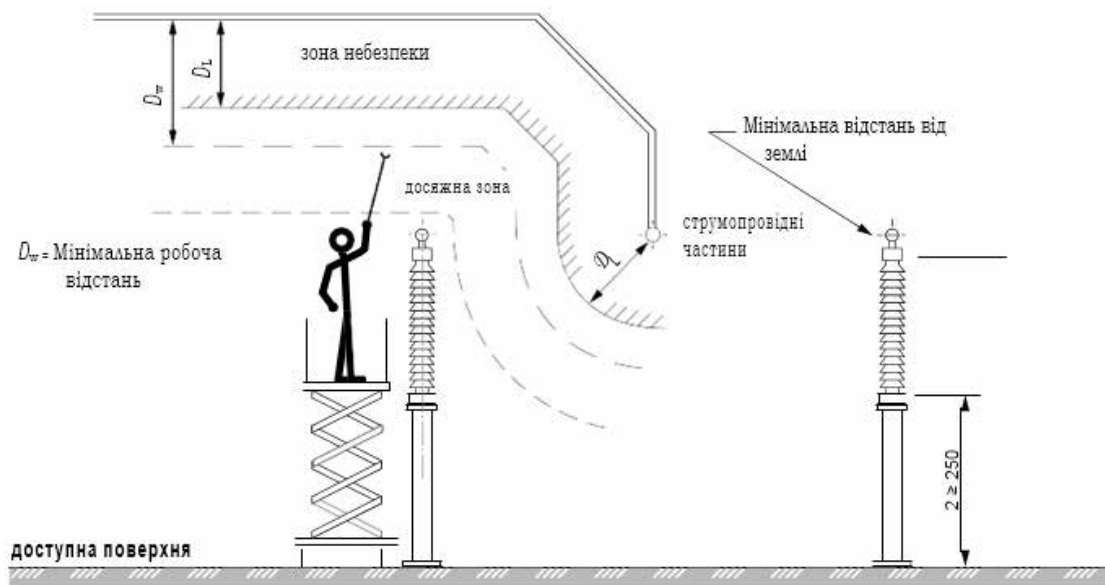


Рис. 11.4. Захист шляхом розміщення струмоведучих частин на безпечній відстані.



Рис. 11.5 Захист шляхом установки бар'єрів.

Захист від непрямого дотику або захист від замикань.

Як було описано вище, людина торкаючись, металевого корпусу або каркаса електричного пристрою, який постраждав від внутрішнього пошкодження ізоляції, схильна до непрямого контакту. Всебічні дослідження показали, що струм нижче 30 мА, що проходить через тіло людини, може розглядатися як безпечний. Це відповідає значенню напруги дотику приблизно 50 В.

Це означає, що робота установок може тривати в при замиканні на землю, якщо напруга дотику може підтримуватися на рівні нижче, ніж 50 В. У всіх інших ситуаціях, коли очікувані значення напруги дотику очікуються вище 50 В, то переривання в електроживленні є обов'язковим. Чим більше очікуване значення напруги дотику, тим нижче має бути час переривання. Максимально допустимий час переривання і значення очікуваних напруг дотику вказані в стандартах МЕК 60364 і МЕК +61936 для систем ВН і НН відповідно.

У разі несправності в низьковольтних системах.

Тільки система з ізольованою нейтраллю (ІТ) дозволяє підтримувати напругу дотику на рівні нижче 50 В і не вимагає відключення електроживлення в разі міжфазного короткого замикання і замикання на землю. Дві інші системи нейтралі (ТТ і TN) завжди схильні до перевищення нормативного значення напруги дотику 50 В. В цих випадках відключення напруги є обов'язковим. Це забезпечується протягом часу, зазначеного в стандарті МЕК 60364, за допомогою автоматичних вимикачів або запобіжників, що захищають електричні ланцюги.

Небезпека непрямого дотику в разі несправності в мережах СН.

В електричних системах середньої напруги очікувана напруга дотику може досягати значень, що вимагають відключення подачі електроенергії в більш короткий час, ніж час розмикання автоматичних вимикачів. Принципи захисту, що використовуються в системах низької напруги, не застосовні в установках середньої напруги.

Одним з можливих рішень для захисту людей є створення еквіпотенційних систем за допомогою провідників, що з'єднують всі металеві частини установки: корпусу розподільних пристроїв, рами електричних машин, сталеві конструкції, металеві труби на підлозі і т.д. Такий метод дозволяє підтримувати напругу дотику нижче небезпечного рівня.

Більш складний підхід до захисту людей від непрямого дотику в установках середньої і високої напруги представлений в стандарті МЕК 61936 і EN 50522. Метод, розроблений в цих стандартах, допускає більш високі рівні напруги дотику. Це пояснюється більш високим значенням опору людського тіла і додаткових опорів, наприклад, взуття або щелею.

11.2. Захист трансформатора і ліній

Електрообладнання та ланцюги підстанції повинні бути захищені за для уникнення пошкоджень, що викликаються надструмами і / або наднапругою.

Все обладнання, яке зазвичай використовується в електроустановках, має стандартні значення допустимих короточасних перевантажень по струму і напрузі.

Роль захисної системи – забезпечити, щоб ці допустимі межі ніколи не перевищувались.

У загальному випадку це означає, що умови пошкодження повинні бути ліквідовані як можна швидше, з обов'язковим забезпеченням взаємодії між пристроями захисту, розташованими вище і нижче, що захищається. Це означає, що якщо в мережі є пошкодження, зазвичай його одночасно реєструють кілька пристроїв захисту, але тільки один пристрій має спрацювати.

Наприклад, при короткому замиканні на вторинній обмотці силового трансформатора повинен спрацювати тільки автоматичний вимикач, встановлений на вторинній обмотці.

Автоматичний вимикач, встановлений на первинній обмотці, повинен бути замкнутий.

Якщо трансформатор захищений за допомогою високовольтних запобіжників, то вони не повинні спрацювати. Як правило, два основних пристрої, які здатні відключати струми короткого замикання – це автоматичні вимикачі і запобіжники:

1. Автоматичні вимикачі повинні бути пов'язані з релейним захистом, що має три основні функції:

- вимірювання струмів;
- виявлення несправностей;
- подача сигналу на спрацювання автоматичного вимикача.

2. Плавкі запобіжники спрацювають за певних умов несправностей.

Захист трансформатора. Перенапруги в системі електропостачання.

Є два типи перенапруги, які можуть пошкодити, або зруйнувати трансформатор:

1. Атмосферні перенапруги (Атмосферні перенапруги є наслідком удару блискавки, що потрапляє в лінію або поруч з повітряною лінією електропередач, де встановлено трансформатор).

2. Комутаційні перенапруги, які є наслідком експлуатаційних перемикачів в системі електропостачання, наприклад, автоматичного вимикача або вимикача навантаження.

Захист від цих двох типів перенапруг може бути необхідним і часто забезпечується за допомогою розрядників, пов'язаних з високовольтною частиною трансформатора.

Струмові перевантаження.

Перевантаження трансформатора відбувається через збільшення споживання повної потужності (кВА) всією електроустановкою. Збільшення навантаження викликано розширенням підприємства, будівництвом нових будівель і т.д.

Дана дія викликає підвищення температури масла і обмоток трансформатора і веде до зниження терміну його використання.

Захист трансформатора від перевантажень здійснюється спеціальним захистом, як правило, забезпечується реле теплового навантаження. Цей тип захисту вимірює температуру обмоток трансформатора. Моделювання засноване на вимірюванні струму і теплової постійної часу трансформатора. Деякі реле мають можливість враховувати вплив гармонік струму внаслідок нелінійних навантажень, таких як випрямлячі, комп'ютери, перетворювачі частоти і т.д. Цей тип реле також здатний оцінити час, що залишився до спрацьовування вимикача і час затримки перед повторним включенням трансформатора.

Крім того, масляні трансформатори оснащені термостатами для регулювання температури масла.

Сухі трансформатори використовують теплові датчики, вбудовані в ізоляцію обмоток.

Кожен з цих пристроїв (теплове реле, термостат, теплові датчики) зазвичай забезпечує два рівні виявлення:

1. Низький рівень, який використовується для передачі сигналу обслуговуючому персоналу про перевищення заданих параметрів температури трансформатора.

2. Високий рівень – аварійне відключення трансформатора.

Внутрішні несправності масляних трансформаторів.

У масляних трансформаторах внутрішні несправності можуть бути класифіковані наступним чином:

1. Несправності, внаслідок яких відбувається викид газів, головним чином:

– мікродуги, що виникають в результаті дефектів, що зароджуються в ізоляції обмотки;

– повільне старіння ізоляційних матеріалів;

– короткі замикання.

2. Несправності, внаслідок яких відбувається підвищення внутрішнього тиску одночасно з високим рівнем струму в лінії:

– коротке замикання між фазою і землею;

– міжфазне коротке замикання.

Ці ушкодження можуть бути наслідком перенапруження або перепадів напруги. Для трансформаторів різного типу пропонуються два типи пристроїв виявлення внутрішніх несправностей:

✓ реле Бухгольца, яке встановлюється у трубопроводі, що з'єднує бак трансформатора і оливорозширювач, і призначене для виявлення газів (див. рис. 11.6 а, б) [12];

✓ реле DGPT для виявлення газу, тиску і температури призначене для заповнення інтегрального трансформатора (див. рис. 11.7, 11.8 а і 11.8 б) [12]. Цей тип трансформатора випускається до 10 МВА. DGPT, як і реле Бухгольца виявляє викиди газів, і надлишковий внутрішній тиск і контролює температуру масла.

Реле Бухгольца і реле DGPT мають два рівня виявлення газу і контролю температури [12, 32]:

- низький рівень, який використовується для передачі сигналу обслуговуючому персоналу;

- для спрацювання комутаційного пристрою, встановленого на первинній обмотці (автоматичний вимикач або вимикач навантаження з запобіжниками).

Крім того, як реле Бухгольца, так і реле захисту трансформатора DGPT, вони обидва придатні для виявлення витіку масла.

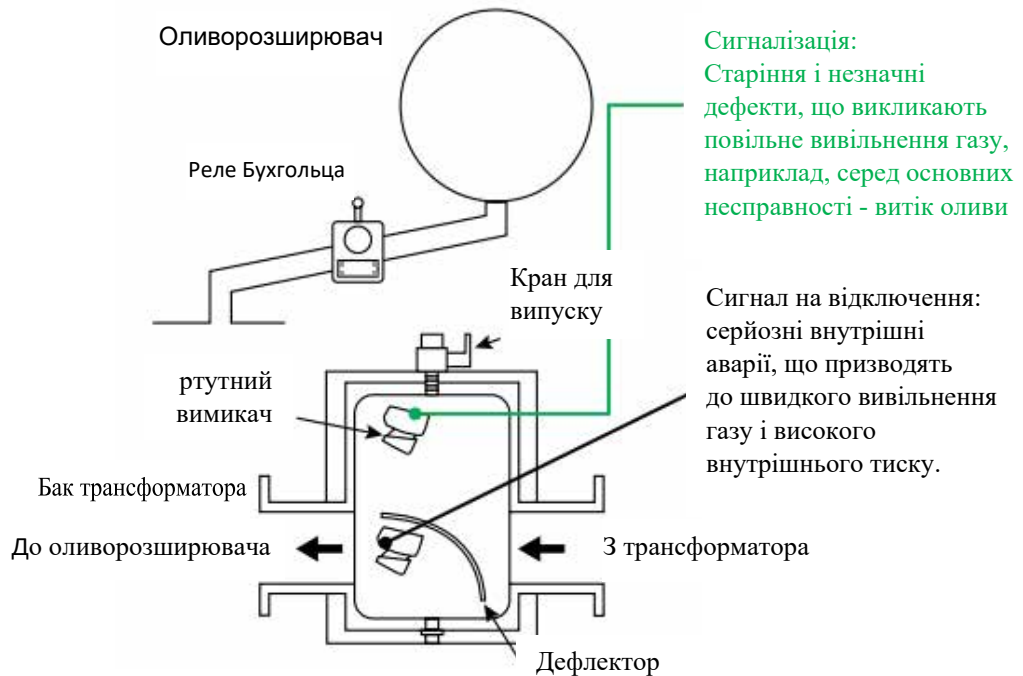


Рис. 11.6 а. Трансформатор з системою закачування повітря, що захищається за допомогою реле Бухгольца.



Рис. 11.6 б. Трансформатор з розширювальним баком.



Рис.11.7. Трансформатор без розширювального бака.



Рис. 11.8 а. Контакти реле захисту трансформатора DGPT (зі знятою кришкою).



Рис. 11.8 б. Реле захисту трансформатора DGPT.

Перевантаження і внутрішні несправності сухих трансформаторів (рис. 11.9. і 11.10.) [12].

Трансформатори сухого типу через можливі перевантаження захищені від надмірного нагрівання за допомогою спеціального реле теплового захисту і термодатчиків, вбудованих в обмотки трансформатора (див. рис. 11.11).

Внутрішні пошкодження, в основному, міжвиткові замикання і короткі замикання між фазою і землею, що виникають всередині сухих трансформаторів, зникають при спрацьовуванні вимикача або запобіжників, встановлених на первинній стороні трансформатора. Спрацьовування вимикачів відбувається при міжфазному замиканні і замиканні на землю.



Рис. 11.9. Трансформатор сухого типу.



Рис. 11.10. Теплове реле для захисту трансформатора сухого типу.

Несправності, яким необхідно приділити особливу увагу:

- як правило, вони породжують надструми. Наприклад, коли на ВН 5% витків обмотки замикаються, то струм в обмотці трансформатора не перевищує $2I_n$. Якщо коротке замикання зачіпає 10% витків обмотки, то лінійний струм обмежений $3I_n$;
- плавкі запобіжники не підходять для відключення такого ефекту;

- трансформатори сухого типу не забезпечуються додатковими захисними пристроями, такими як реле DGPT (виявлення газу, контролю тиску і температури), призначеними для виявлення внутрішніх несправностей.

Отже, внутрішні несправності, що супроводжуються низькими рівнями перевантаження по струму, не можуть бути безпечно відключені за допомогою запобіжників.

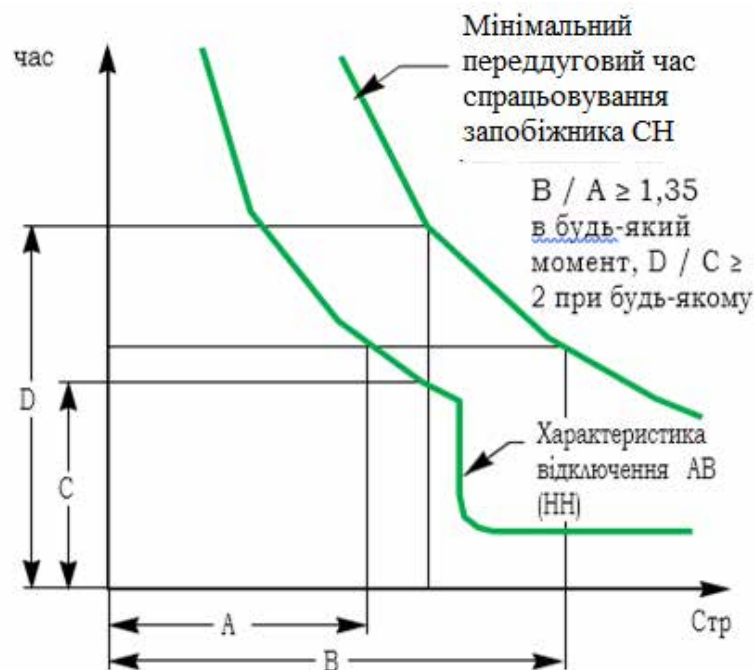


Рис. 11.11. Селективність в роботі запобіжника СН і низьковольтного автоматичного вимикача, встановлених для захисту трансформатора.

Різниця між пристроями високої та низької напруги для захисту трансформатора.

Для забезпечення селективної роботи між автоматичним вимикачем СН або запобіжниками, встановленими на стороні первинної обмотки трансформатора і на вторинній обмотці.

Характеристики відключення низьковольтного автоматичного вимикача повинні бути такими, щоб в умовах перевантаження або КЗ за вимикачем, він відключався б досить швидко, щоб запобігти впливу надструмів на запобіжники і вимикач СН. Автоматичний вимикач СН повинен залишатися включеним, і запобіжники не повинні спрацьовувати.

Криві залежності часу відключення вимикача СН, запобіжників СН (див. рис. 11.11) і вимикача НН дані на графіку залежності часу відключення пристроїв і струму, що проходить через них.

Обидві криві мають спільну зворотнозалежну характеристику «час / струм» (з різким розривом в кривій вимикача при значенні струму, що перевищує значення, при якому відбувається «миттєве» відключення).

Різниця між автоматичним вимикачем низької напруги і високовольтним плавким запобіжником (див. рис. 11.13 і 11.14) [13]:

– крива запобіжника СН повинна знаходитися вище і правіше кривої

автоматичного вимикача НН;

– для того щоб запобіжник не спрацював (тобто, не перегорав) повинні бути виконані дві умови:

1. Всі частини мінімальної переддугової кривої запобіжника СН повинні розташовуватися правіше кривої вимикача НН в 1,35 разів і більше.

Наприклад, там, де в момент часу T крива вимикача проходить через точку 100 А, крива запобіжника повинна проходити через точку 135 А або вище і т.д.

2. Всі частини кривої запобіжника повинні розташовуватися вище кривої вимикача в 2 рази і більше.

Наприклад, там, де при значенні струму I крива вимикача проходить через точку 1,5 сек., крива запобіжника при тому ж значенні струму повинна проходити через точку, відповідну 3 з або більше, і т.д.

Коефіцієнти 1,35 і 2 засновані на стандартних максимальних допусках, що застосовуються при виготовленні плавких запобіжників СН (ПП) і автоматичних вимикачів низької напруги (НН).

Для того щоб порівняти дві криві, високовольтні струми потрібно привести до струмів нижчої напруги і навпаки.

Різниця між автоматичним вимикачем низької напруги і автоматичним вимикачем високої напруги:

- всі частини мінімальної переддугової кривої запобіжника повинні розташовуватися правіше кривої вимикача в 1,35 разів і більше.

Наприклад, там, де в момент часу T крива низьковольтного автоматичного вимикача проходить через точку 100 А, крива вимикача СН повинна проходити через точку 135 А або вище і т.д.

- всі частини кривої автоматичного вимикача СН повинні розташовуватися вище кривої низьковольтного вимикача. Різниця в часі між двома кривими повинна бути 0,3 с, принаймні для значень струму.

Коефіцієнти 1,35 і 0,3 сек. засновані на стандартних максимальних допусках для трансформаторів струму СН, реле захисту обладнання СН і низьковольтних автоматичних вимикачів.

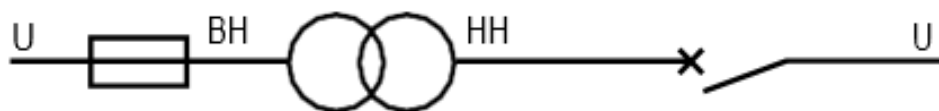


Рис. 11.12. Схема запобіжника СН і низьковольтного автоматичного вимикача.

11.3. Захист понижувального трансформатора автоматичним вимикачем

Захист понижувального трансформатора вимикачем зазвичай використовується в великих комерційних, промислових і будівельних системах, і особливо коли потужність трансформатора перевищує 800 кВА. У цих системах,

розподільні пристрої виготовлені з модульних блоків і забезпечують високу гнучкість.

Кожен блок захисту може містити реле з живленням від контрольованої мережі (див. рис. 11.13 і 11.14) [12], внаслідок чого забезпечується високий рівень безпеки та оптимізація трансформаторів струму (див. рис. 11.15) [12, 13, 14, 15].

Це рішення забезпечує наступні переваги, що стосуються:

- обслуговування;
- поліпшення захисту трансформатора;
- поліпшення селективності з низьковольтною установкою;
- відсутність впливу пускових струмів;
- виявлення низьких величин струмів замикання на землю.

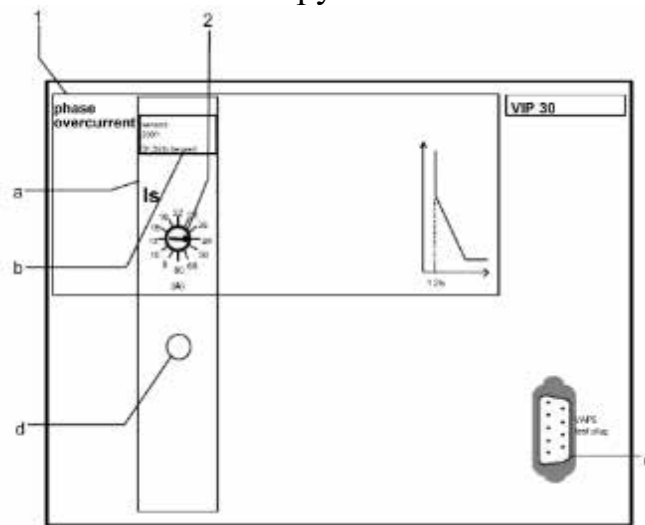


Рис. 11.13. Передня панель реле VIP 30 з живленням від контрольованої мережі для базового захисту трансформатора (Schneider Electric): 1 – зона налаштування фазового струму; 2- налаштування фазового струму (I_s); а – маркування шкали налаштування (реверсивне); b – використовувані датчики та їх підключення; c – тестова вилка VAP6; d – перемикач мінімальної затримки часу.



Рис. 11.14. Реле VIP 300 з живленням від контрольованої мережі (зворотнозалежною характеристикою витримки часу), що захищає від перевантаження по струму і від замикань на землю (Schneider Electric).



Рис. 11.15. Розподільні щити SM6 і Premset включають в себе захист понижувального трансформатора вимикачем з реле, підключеним до контрольованої мережі (Schneider Electric).

Технічне обслуговування.

Для сучасних захисних реле тепер майже не потрібне технічне обслуговування, так як вони включають в себе функції самодіагностики. Однак технічне обслуговування все таки необхідно для того, щоб перевірити ланцюг захисту при введенні в експлуатацію і виконувати періодичні перевірки (кожні 5 або 10 років).

Ефективність захисту.

Автоматичні вимикачі в поєднанні з електронними реле захисту забезпечують безліч переваг селективного захисту, в тому числі:

- координацію пристроїв;
- відсутність впливу пускових струмів;
- виявлення низького рівня міжфазного замикання і замикання струмів на землю.

Селективність з низьковольтною установкою.

У тих випадках, коли низьковольтна установка містить низьковольтний автоматичний вимикач, то селективність з автоматичним вимикачем СН

виконується легко, при правильному виборі кривої спрацювання реле для забезпечення селективності між захистами СН і НН.

Пусковий струм.

Силовий трансформатор виробляє дуже великий перехідний пусковий струм, який може досягати пікових значень, аж до значень, які приблизно в десять разів перевищують пік номінального струму для понижувального трансформатора, і в 25 разів для підвищувального трансформатора. Це природне явище, і захист не повинен спрацювати. Автоматичний вимикач забезпечує високу гнучкість для забезпечення відключення струму при збереженні необхідного рівня захисту в залежності від струмо-часової характеристики електронного реле.

Низька величина струму міжфазного короткого замикання.

Понижуючий трансформатор має, як правило, дуже низький відсоток несправностей. Більшість з них становлять міжвиткові замикання або замикання на землю. Замикання обмотки на металевий корпус на стороні СН трапляється рідше (див. рис. 11.16) [12].

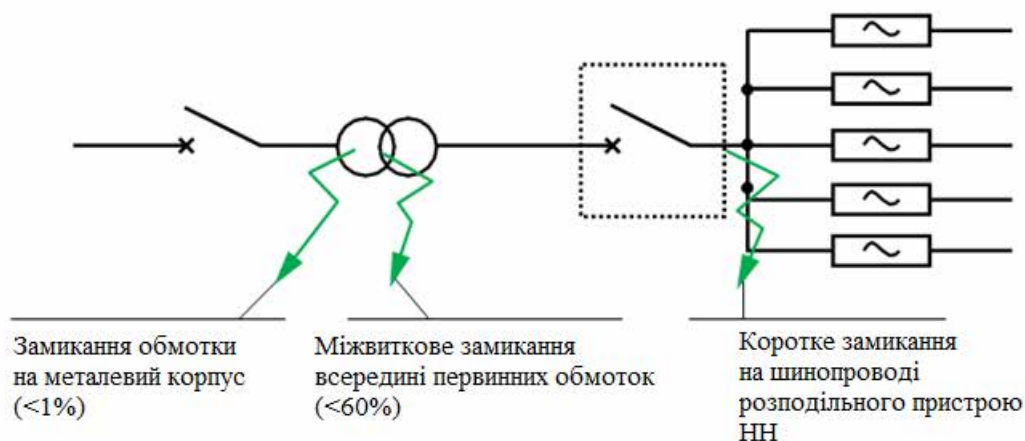


Рис. 11.16. Локалізація несправності.

Найбільш поширені несправності при міжвитковому короткому замиканні виникають на стороні СН при досить низьких значеннях струму КЗ (в 1 - 6 разів вище номінального струму), див. рис. 11.16.

У разі захисту автоматичним вимикачем, як тільки з'являється помилка, реле подає сигнал на безпечне відключення автоматичного вимикача, ізолюючи трансформатор СН від мережі.

Висока величина струмів при замиканні.

У рідкісному випадку відбувається коротке замикання обмотки трансформатора на металевий корпус, при якому захист повинен спрацювати швидко. В цьому випадку автоматичний вимикач спрацює повільніше, ніж запобіжник СН, який має струмообмежувальні можливості. Проте, автоматичний вимикач буде відключатися менш ніж за 100 мс, і це досить ефективно, щоб уникнути будь-яких серйозних пошкоджень.

Низький рівень замикання на землю в мережі СН.

У разі високого опору при замиканні на землю обмотки СН або глухо заземленою нейтраллю системи через опір, величина замикання на землю буде нижче номінального струму трансформатора.

Сучасні реле з живленням від контрольованої мережі мають чутливий захист від замикань на землю, а також забезпечують ефективне виконання даної функції.

Електрична мережа загального користування.

У мережах середньої напруги з кільцевою топологією, мережева організація підключає найпростіші повторювані понижуючі підстанції, які розосереджені у великій географічній зоні. Потужність понижувального трансформатора, як правило, обмежується 630 кВА або меншим значенням. Компактні розподільні пристрої захисту з 3 функціями визначаються мережевими організаціями. У цих випадках захист понижувальних трансформаторів виконується високовольтними запобіжниками, які є оптимальним рішенням (див. рис. 11.17).



Рис. 11.17. Компактний розподільний пристрій типу RM6.

11.4. Блокування і обумовлені операції

За неправильних дій в електроустановках обслуговуючий персонал може потрапити під небезпеку, що призведе до нещасних випадків.

В якості запобіжного захисту від неправильних дій обслуговуючого персоналу застосовуються механічні та електричні блокування, які включені в механізми і в ланцюги управління електрообладнанням.

Блокування можуть бути класифіковані за двома категоріями:

- ✓ функціональні блокування включені в конструкцію блоку СН і призначені для виконання операцій тільки в даному блоці. Вони, як правило, реалізуються за допомогою спеціальних механічних пристроїв, пов'язаних з апаратом;

✓ блокування між конструкціями функціональних блоків або між конструкцією функціонального блоку і іншого устаткування, таких як трансформатор. Більшість з цих блокувань реалізуються за допомогою ключів і засновані на принципі їх передачі.

Вони можуть бути поліпшені за рахунок додаткових електричних блокувань.

Функціональні блокування.

Деякі функції блокувань обов'язково виконуються в одному функціональному блоці відповідно до стандарту МЕК 62271-200, розташованому в металевому корпусі розподільного пристрою і служать для запобігання:

- маніпуляцій з вимикачем, вимикачем навантаження або контактором, якщо відповідний роз'єднувач не буде знаходитися у включеному, не ввімкнений або положенні заземлення;

- включення вимикача, вимикача навантаження або контактора в положенні обслуговування, якщо не під'єднані будь-які допоміжні ланцюги, пов'язані з автоматичним відключенням.

І навпаки, блокування не повинні допускати від'єднання допоміжних ланцюгів включеного апарату в положенні обслуговування.

Конкретні додаткові блокування можуть бути задані користувачами при необхідності дотримання їх правил експлуатації, наприклад:

- дозвіл на відкриття кабельного відсіку СН, тільки якщо вимикач вимкнений і заземлений.

Доступ до відсіку СН вимагає певної кількості операцій, які повинні проводитися в заздалегідь визначеному порядку. Для того щоб повернути систему до попереднього стану, необхідно виконати операції в зворотному порядку.

Певні процедури і інструкції можуть також гарантувати, що операції виконуються в правильній послідовності (рис. 11.18).

Тип доступності	Можливості доступу	Опис
Блокування управління	Відкриття для нормальної експлуатації і технічного обслуговування, наприклад, для заміни запобіжників.	Доступ до органів управління обмежується самою конструкцією розподільного пристрою, тобто вбудоване взаємоблокування запобігає несанкціонованому відкриттю.
На основі процедури	Відкриття для нормальної експлуатації або технічного обслуговування, наприклад, для заміни запобіжників.	Контроль доступу здійснюється за допомогою певної процедури, описаної в інструкції для персоналу, в поєднанні з блокуючим пристроєм (замком).
За допомогою інструментів	Відкриття при позаштатній ситуації, наприклад, для перевірки кабелів	Доступ можливий тільки за допомогою спеціального інструменту для відкриття, процедура описана в інструкції для персоналу.
Відсутність доступу	Відкриття відсіку неможливо, так як може призвести до його пошкодження. Це відноситься в основному до відсіків з газонаповненими пристроями та обладнання з електричною ізоляцією. Такі розподільчі пристрої не вимагають технічного обслуговування і їм не потрібні спеціальні кліматичні умови.	

Рис. 11.18. Типи доступу до відсіку.

Отже, доступ до відсіків СН може бути отриманий за допомогою управління блокуваннями або за допомогою певних процедур.

Розблокування відсіку може здійснюватися тільки за допомогою інструментів, якщо доступ до нього не є необхідним для нормальної експлуатації і технічного обслуговування розподільного пристрою. В іншому випадку, він може бути заборонений або неможливий.

Взаємоблокування пристроїв ключем.

При взаємоблокуванні пристроїв, розташованих в різних функціональних блоках СН, а також, наприклад, функціонального блоку і понижувального трансформатора використовується принцип передачі ключа.

Принцип заснований на можливості передачі одного або декількох ключів (без яких неможливо виконати ті або інші операції) тільки при виконанні певних умов. Наприклад, заборона або дозвіл на роботу одного, або декількох ключів. Ці умови можна комбінувати в унікальній, або обов'язковій послідовності, таким чином гарантуючи безпеку персоналу і обладнання шляхом недопущення помилкових дій персоналу.

Важливо продумати схему блокування пристроїв на стадії проектування понижувальної підстанції. Таким чином, обладнання буде виготовлено і встановлено правильно, із забезпеченням сумісності ключів і пристроїв блокування.

Безперервність експлуатації.

Категорія втрати безперервності експлуатації: LSC (див. рис. 11.19 і 11.20) [12]. Категорія, що встановлює можливість зберігати відсіки і / або функціональні блоки під напругою при відкриванні відсіку головного ланцюга.

Стандарт MEK 62271-200 визначає чотири категорії втрати безперервності експлуатації: LSC1, LSC2, LSC2A, LSC2B.

Кожна категорія визначає, які відсіки і / або функціональні блоки залишаються під напругою, якщо відсік головного ланцюга відкритий в даному функціональному блоці.

Для розподільних пристроїв з однією силовою шиною застосовні наступні визначення:

✓ Функціональний блок LSC1. Функціональний блок має один або кілька відсіків і не призначений для забезпечення безперервності експлуатації при проведенні технічного обслуговування. Може знадобитися повне від'єднання розподільного пристрою від системи і зняття напруги до організації доступу всередину оболонки.

✓ Функціональний блок LSC2. Функціональний блок, який має доступні відсіки, крім відсіку збірних шин. При відкритому будь-якому доступному відсіку в функціональному блоці всі інші функціональні блоки залишаються під напругою і працюють в нормальному режимі.

Розрізняють дві підгрупи функціонального блоку LSC2 - LSC2A і LSC2B.

✓ Функціональний блок LSC2A. Функціональний блок, в якому при організації доступу до компонентів одного функціонального блоку інші функціональні блоки розподільного пристрою можуть продовжувати працювати.

✓ Функціональний блок LSC2B. Функціональний блок, в якому при

організації доступу до компонентів одного функціонального блоку інші функціональні блоки розподільного пристрою можуть продовжувати працювати, і високовольтні кабелі що входять до функціонального блоку, до якого організовується доступ, можуть залишатися під напругою. Це означає, що є точка від'єднання і відділення комутаційного пристрою від кабелю.



Рис. 11.19. Приклад структури функціонального блоку з відсіками, що підтримує безперервність обслуговування.

		Коментарі
L SC1	Коли який-небудь відсік функціонального блоку шинопровода і один або кілька інших функціональних блоків КРУ повинні бути знеструмлені	Доступний один або кілька відсіків в розглянутому функціональному блоці
L SC2	Коли відкрита шина кабельного відсіку може залишатися під напругою, і всі інші функціональні блоки розподільного пристрою можуть працювати нормально	Доступний тільки відсік підключення в даному функціональному блоці
L SC2A	Збірні шини можуть залишатися під напругою, коли будь-який інший доступний відсік відкритий. Всі інші функціональні блоки розподільного пристрою можуть продовжувати працювати в нормальному режимі	Доступні кілька відсіків в розглянутому функціональному блоці
L SC2B	З'єднання входять високовольтних кабелів і збірних шин можуть залишатися під напругою, коли будь-який інший доступний відсік відкритий. Всі інші функціональні блоки розподільного пристрою можуть продовжувати працювати в нормальному режимі	Доступні кілька відсіків в розглянутому функціональному блоці

Рис. 11.20. Отримання інформації про наявні втрати безперервності експлуатації.

Блокування на підстанціях.

Приклад функціональних блокувань, вбудованих в окремі функціональні блоки:

– вимикач навантаження замкнутий: двері повинні бути закриті, а вимикач заземлення розімкнутий;

– вимикач в положенні заземлення: двері повинні бути закриті і пов'язані з автоматичним вимикачем, вимикач і / або ізолюючий апарат розімкнутий.

Доступ до доступного відсіку: відповідний автоматичний вимикач, вимикач і / або ізолюючий пристрій повинні бути розімкнені, і вимикач заземлення замкнений.

Приклад функціональних блокувань, що включають в себе кілька функціональних блоків або окремого устаткування (див. рис. 11.21) [12].

Розглянемо понижуючий трансформатор, що постачається з функціональним блоком СН, що включає:

- вимикач навантаження;
- набір запобіжників середньої напруги;
- вимикач мережі заземлення.

Трансформатор встановлений в спеціальній шафі.

Доступ до понижувального трансформатора дозволяється при дотриманні наступних умов:

- вимикач навантаження СН відключений;
- заземлення на стороні СН включено і зафіксовано у включеному положенні;
- автоматичний вимикач НН відключений і заблокований в відключеному положенні.

Необхідна послідовність операцій, при дотриманні якої гарантується безпека:

Крок 1: Вимкніть низьковольтний вимикач і зафіксуйте його в відключеному положенні ключем О. Ключ О при цьому розблокується.

Крок 2: Вимкніть високовольтний вимикач. Перевірте, що індикатори наявності напруги не горять, коли високовольтний вимикач відключений.

Крок 3: Заблокуйте перемикач СН на заземлення та зафіксуйте заземлення в замкненому положенні ключем S. Ключ S при цьому розблокується.

Крок 4: Ключ S дозволяє відкрити двері трансформаторної комірки. Коли двері відкриті, ключ S заблокований.

Відновлення живлення на розподільному щиті НН проводиться з виконанням зворотній послідовності операцій:

Крок 1: Двері шафи трансформатора закриті.

Крок 2: Заземляючий вимикач СН розімкнутий.

Крок 3: Роз'єднувач навантаження СН замкнутий.

Крок 4: Автоматичний вимикач НН замкнутий.

В мережах НН правила [10] вимагають наявності системи заземлення в якості тимчасового або постійного пристрою для безпечної роботи трансформаторів, і з'єднання з заземленням має бути інтегровано в рамках процедури блокування.

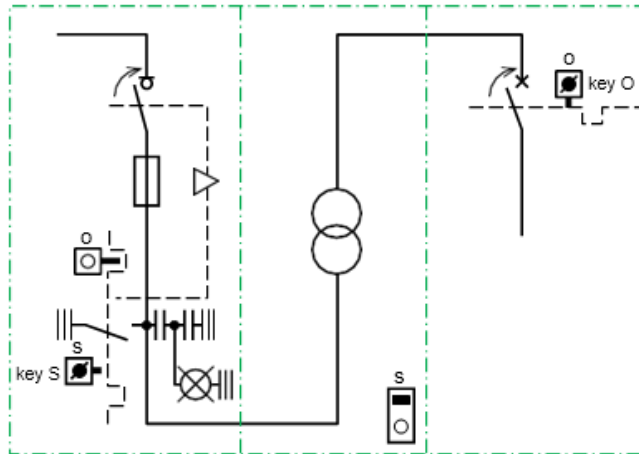


Рис. 11.21. Конфігурація установки: електропостачання розподільного пристрою НН.

Вимикач навантаження СН замкнений. Автоматичний вимикач НН замкнений. Вимикач мережі заземлення розімкнений і заблокований в розімкнутому положенні. Ключ О заблокований. Ключ S заблокований.

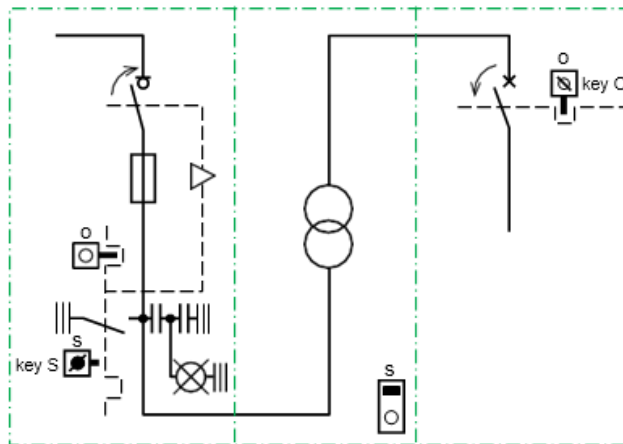


Рис. 11.22. Крок 1: Вимикач навантаження замкнутий. Низьковольтний вимикач розімкнений і зафіксований. Заземляючий вимикач розімкнений і зафіксований в розімкнутому положенні. Ключ О розблоковано, ключ S заблокований.

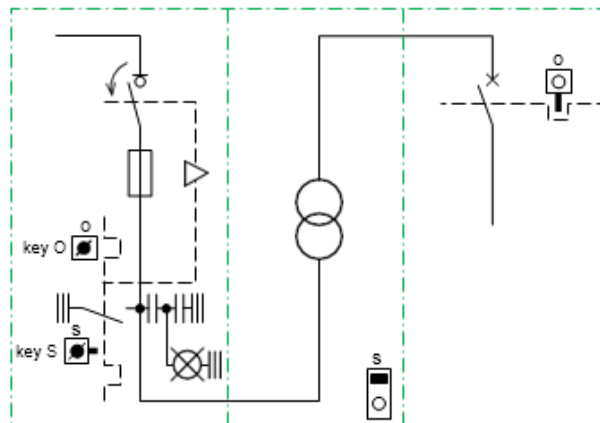


Рис. 11.23. Крок 2: Вимикач навантаження розімкнений. Низьковольтний вимикач розімкнений і зафіксований в розімкнутому стані. Заземляючий вимикач розблоковано. Ключ О заблокований, ключ S заблокований.

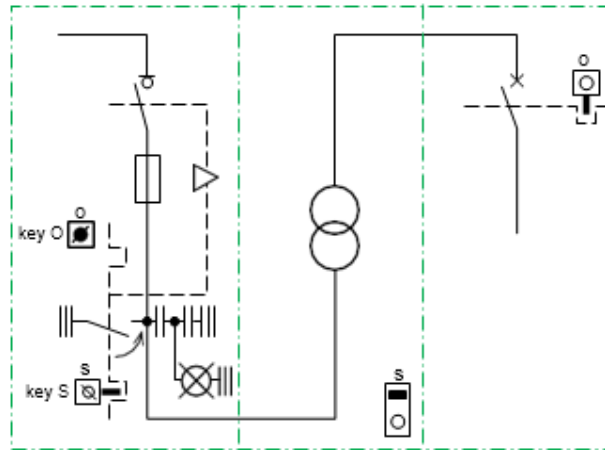


Рис. 11.24. Крок 3: Вимикач навантаження розімкнений.
 Низьковольтний вимикач розімкнений і зафіксований в розімкнутому стані.
 Заземляючий вимикач замкнутий і заблокований. Ключ О заблокований,
 ключ S розблоковано.

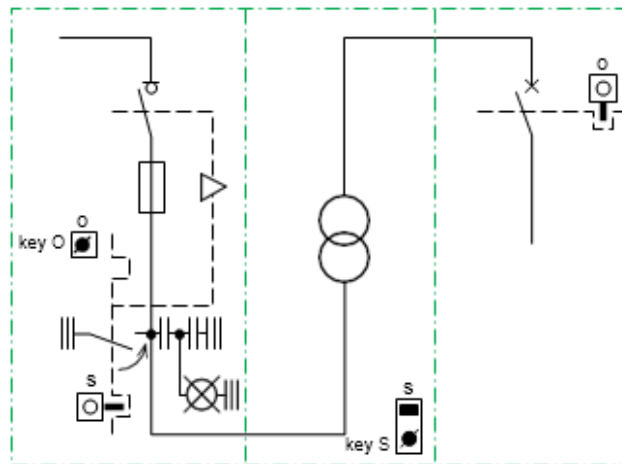


Рис. 11.25. Крок 4: Вимикач навантаження розімкнений.
 Низьковольтний вимикач розімкнений і зафіксований в розімкнутому стані.
 Заземляючий вимикач замкнутий і заблокований, двері в трансформаторний
 відсік відкрита. Ключ О заблокований, ключ S заблокований.

РОЗДІЛ 12 РЕКЛОУЗЕРИ

12.1. Технічні параметри реклоузерів

Високовольтний вузол OVR-15, 27 та 38 складається з трьох полюсів, встановлених на загальному корпусі. Кожен з полюсів є окремим вузлом, що складається з вакуумного переривника, зібраного в литий полюс з НСЕР. Усі три полюси керуються групою за допомогою магнітного приводу з однією котушкою через загальний робочий вал [17].

Корпус виготовлений з нержавіючої сталі. Нижня кришка корпусу знімна. Корпус оснащений ніжками для безпечного транспортування та зберігання. Ці ніжки не призначені для монтажу реклоузера на його конструкцію.

Високовольтний блок має спеціальну заводську табличку з важливою інформацією про номінальні характеристики, серійним номером високовольтного блоку та роком виробництва, встановлену на передній стороні високовольтної шафи. Індикатор положення «УВІМК./ВИМК.» також розташований на передній стороні та видно з землі.

У високовольтній шафі передбачено нагрівач потужністю 50 Вт для запобігання конденсації, який має бути постійно підключений до живлення.



Рис. 12.1. Огляд високовольтної шафи OVR-15 [27].

Полюс реклоузера та датчик струму й напруги.

Кожен із трьох полюсів реклоузера складається з вакуумного переривника всередині полюса, залитого вдосконаленою гідрофобною циклоаліфатичною епоксидною смолою (НСЕР). Верхні та нижні клеми для підключення провідників середньої напруги виготовлені з міді ЕТР.

Датчик струму та напруги.

Вимірювання струму (I) здійснюється трансформатором струму (СТ), а напруги (U) – дільником напруги. Вторинні з'єднання датчика виведені назовні стовпа за допомогою екранованих кабелів.

В OVR-15 та 27 доступна опція для одного АБО двох вимірювань напруги на полюс.

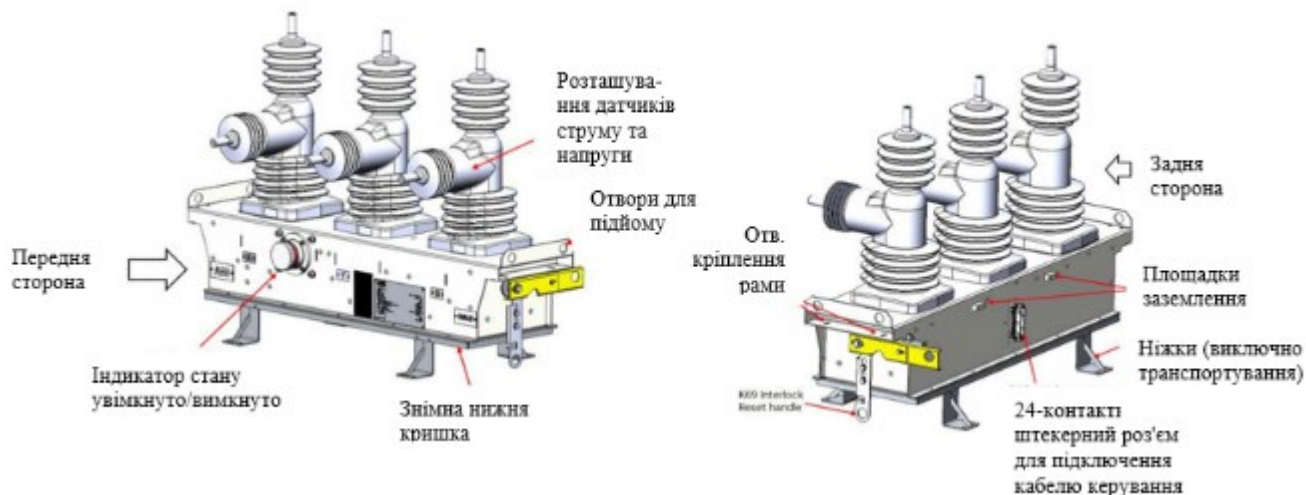


Рис. 12.2. Огляд високовольтної шафи OVR-27/38.

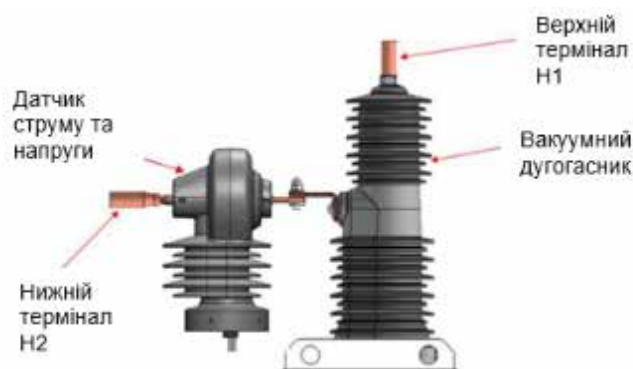


Рис. 12.3. OVR-15 Стовп з одним датчиком напруги.

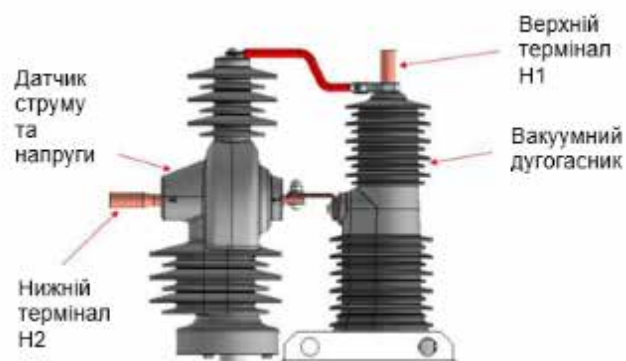


Рис. 12.4. Стовп OVR-15 з подвійним датчиком напруги.

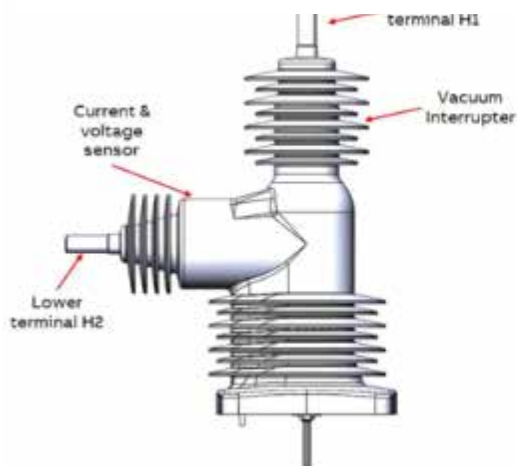


Рис. 12.5. OVR-27/38 стовпів з одним датчиком напруги.

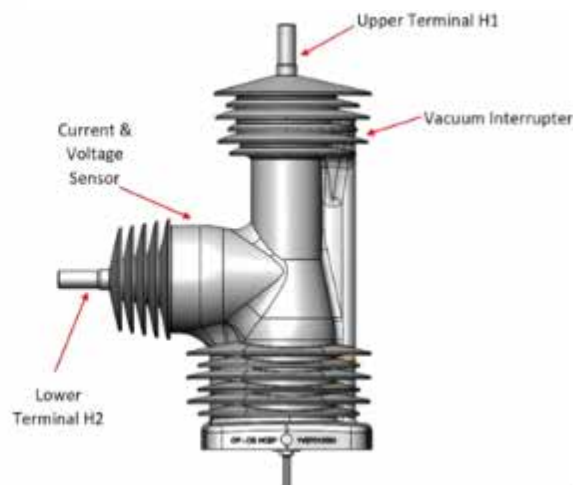


Рис. 12.6. Стовп OVR-27 з подвійним датчиком напруги.

Однокатушковий магнітний привід.

Реклоузер керується магнітним приводом з однією котушкою. Одна група приводів керує всіма трьома полюсами через механізм спільного вала. Магнітний привід є бістабільним і не потребує постійного живлення для утримання його у положенні УВІМК або ВІМК.

Ручка аварійного ручного відключення.

На боці корпусу шафи високої напруги передбачена жовта ручка для механічного відкривання повторного вимикача в аварійних ситуаціях. Якщо дивитися на шафу спереду (з видимою табличкою з заводськими характеристиками), цю ручку можна побачити з правого боку корпусу. Повторний вимикач можна відкрити механічно (ручне закриття неможливо), потягнувши за цю ручку з рівня землі за допомогою стандартного гачка (не входить до комплекту послуг АВВ). Будь ласка, зверніться до пункту «механічне відкривання» в розділі «експлуатація» для отримання додаткової інформації.

Механічний індикатор положення УВІМК/ВІМК.

Шафа високої напруги містить механічний індикатор положення УВІМК/ВІМК, який легко побачити з рівня землі.

Загальна кольорова схема така:

	Закрито	Відчинено
Кольорове кодування за замовчуванням	Червоний	Зелений
Опція	Зелений	Відчинено

Стан допоміжних кінцевих вимикачів.

Кінцеві вимикачі стану встановлені всередині корпусу шафи високої напруги. Вони підключені для передачі інформації про стан повторного вмикання до системи захисту та керування в шафі керування низької напруги.

12.2. Виробничі випробування

Планові випробування проводяться на OVR-15, 27 та 38 з блоками високої напруги, підключеними до відповідних блоків низької напруги. Стандартні заводські виробничі випробування включають [27]:

Перевірка проводки відповідно до затвердженої схеми підключення.

Електрична робота:

- закриття та відкриття в локальному/віддаленому режимах
- реакція на перевантаження по струму та автоматичне повторне вмикання шляхом первинного введення струму.

Функціональні перевірки ручного керування та пов'язаного з ним електричного та механічного блокування закриття:

- Вимірювання контактного опору на стовпах.

- Однохвилинне випробування на витримку напруги промислової частоти на первинному колі високовольтного блоку.
- Випробування на частковий розряд.
- Мінімальний час спрацьовування та випробування струму від часу.
- Випробування механічної роботи без навантаження.

Реклоузер OVR-15, 27 та 38 можна встановити в раму підстанції, раму для кріплення на стовпі або в конструкцію, надану замовником. Однак, у всіх способах монтажу необхідно, щоб реклоузер був вертикальним, рівним та надійно закріпленим. Дотримуйтесь інструкцій вашої компанії та різних норм щодо встановлення висоти реклоузера, кріплення рами до стовпа або фундаменту та виконання підключень.

Перед відправкою з заводу, блок реклоузера високої напруги OVR-15, 27 та 38 випробовується як система на заводі з низьконапружним керуванням. Під час встановлення обов'язково слід правильно зіставити блок високої напруги та шафу керування низькою напругою за серійним номером, зазначеним на заводських табличках, що додаються до кожного з них.

Усі металеві монтажні рами та конструкції повинні бути спільно заземлені на заземлювальну сітку на місці.

Для належної роботи електронних компонентів загальний імпеданс заземлювальної сітки на місці має бути менше одного Ома ($<1 \text{ Ом}$).

Також обов'язково слідкуйте за тим, щоб усі заземлюючі з'єднання зі зварною заземлювальною площадкою у формі зірки всередині шафи низького напруги завжди були цілими та надійно закріпленими.

Будьте обережні, щоб не згинати кабель менше ніж до радіуса 12 дюймів ($\approx 30,5 \text{ см}$), щоб уникнути його пошкодження.

Випробування перед встановленням. Випробовування вакуумом.

Рекомендується провести однохвилинне випробування на витримку напруги промислової частоти на кожному переривнику, щоб переконатися у відсутності втрати вакууму під час транспортування або обробки. Досвід показує, що вакуумний переривник з неущкодженим вакуумним ущільненням витримує 40 кВ змінного струму (80% від 50 кВ) для OVR-15, 45 кВ змінного струму (80% від 60 кВ) для OVR-27 та 56 кВ змінного струму (80% від 70 кВ) для OVR-38 на розімкнутих контактах. Той самий переривник з витоком вакууму (розімкнутий у нормальній атмосфері) перегорить контакти за значно нижчої напруги.

Висока напруга, прикладена до відкритого зазору у вакуумі, може створювати рентгенівське випромінювання. Однак, коли пристрій повторного вмикання закритий, випромінювання не випромінюється, оскільки зазору немає. Крім того, рентгенівське випромінювання на відстані одного метра є нижчим за рівень занепокоєння, коли пристрій повторного вмикання відкритий до зазначеної відстані між контактами під час випробувань (у межах зазначених напруг) або за

нормальних умов експлуатації. Небезпека може існувати при напрузі, що перевищує напругу, зазначену на табличці з характеристиками.

Для тестування, коли пристрій повторного вмикання знаходиться у відкритому положенні, з'єднайте всі три верхні клеми разом за допомогою перемичок. З'єднайте всі три нижні клеми разом окремою перемичкою та заземліть їх на корпус шафи. Підключіть високу напругу до верхніх клем.

Під час тестування це обов'язково:

Шафи високої та низької напруги належним чином підключені кабелем керування

Шафи високої та низької напруги надійно заземлені.

Шафа низької напруги розміщується на відстані щонайменше трьох метрів від шафи високої напруги

Перш ніж увімкнути джерело високої напруги, стійте на відстані більше трьох метрів.

Не подавайте напругу більше ніж на 60 секунд.

Якщо трапляється внутрішнє перекриття, ізолюйте фази та перевірте кожну з них окремо, щоб виявити несправний переривник. Будь-який несправний полюсний вузол необхідно замінити до встановлення та введення в експлуатацію повторного вмикача.

Контактний опір.

Замкніть повторне вмикання за допомогою блоку низької напруги та відповідного з'єднувального кабелю. Виміряйте контактний опір за допомогою відповідного обладнання з номіналом не менше 100 А постійного струму. Значення контактного опору для кожної фази не повинно перевищувати 40 мікроомів. Переконайтеся, що струмові проводи комплекту для вимірювання контактного опору підключені лише до вхідного та вихідного клем стовпа.

Монтаж.

Шафа високої напруги постачається з монтажною рамою відповідно до типу кріплення, узгодженого на етапі замовлення. Для отримання детальної інформації зверніться до документації з монтажу реклоузера, що додається до креслень, прикріплених до замовлення.

Монтаж на стовпі.

Для рам для кріплення на стовпах виконайте наступне:

Прикріпіть підйомні гаки з боків повторного вимикача, як зазначено в розділі 3 «Маніпуляції»;

Виконайте монтаж шафи високої напруги на стовпі, згідно з детальною процедурою, описаною в цьому посібнику;

Якщо використовуються трансформатори напруги (ТН), рекомендується встановити раму без трансформаторів, а потім встановити ТН після встановлення повторного вмикача та монтажних кронштейнів ТН на стовп;

Переконайтеся, що вся фурнітура щільно закріплена.

Заземлення.

Усі металеві монтажні рами та конструкції повинні бути спільно заземлені до заземлювальної сітки на місці. Заземлення важливе для забезпечення належної роботи всіх електронних компонентів, а також для запобігання проникненню електромагнітних перешкод та інших перехідних процесів у чутливі електронні схеми (реле RER615, АСМ, радіостанції тощо). Кожна шафа високої напруги містить дві зварні заземлювальні колодки з нержавіючої сталі для заземлення. Кожна колодка матиме внутрішній різьбовий отвір (М8 для блоку високої напруги), як показано на рисунку нижче. Для заземлення рекомендується використовувати суцільну мідну стрічку/еквівалент поперечним перерізом 80 мм².

Якщо використовуються трансформатори напруги допоміжного живлення, їх слід заземлити на головний заземлювальний провідник, що веде від шафи високої напруги повторного вмикання до землі. Обов'язково, щоб обидві шафи високої напруги були надійно заземлені, як показано на малюнку в цьому розділі, після встановлення.

Для належної роботи електронних компонентів обов'язково потрібно, щоб загальний імпеданс заземлювальної сітки на місці був менше одного Ом.

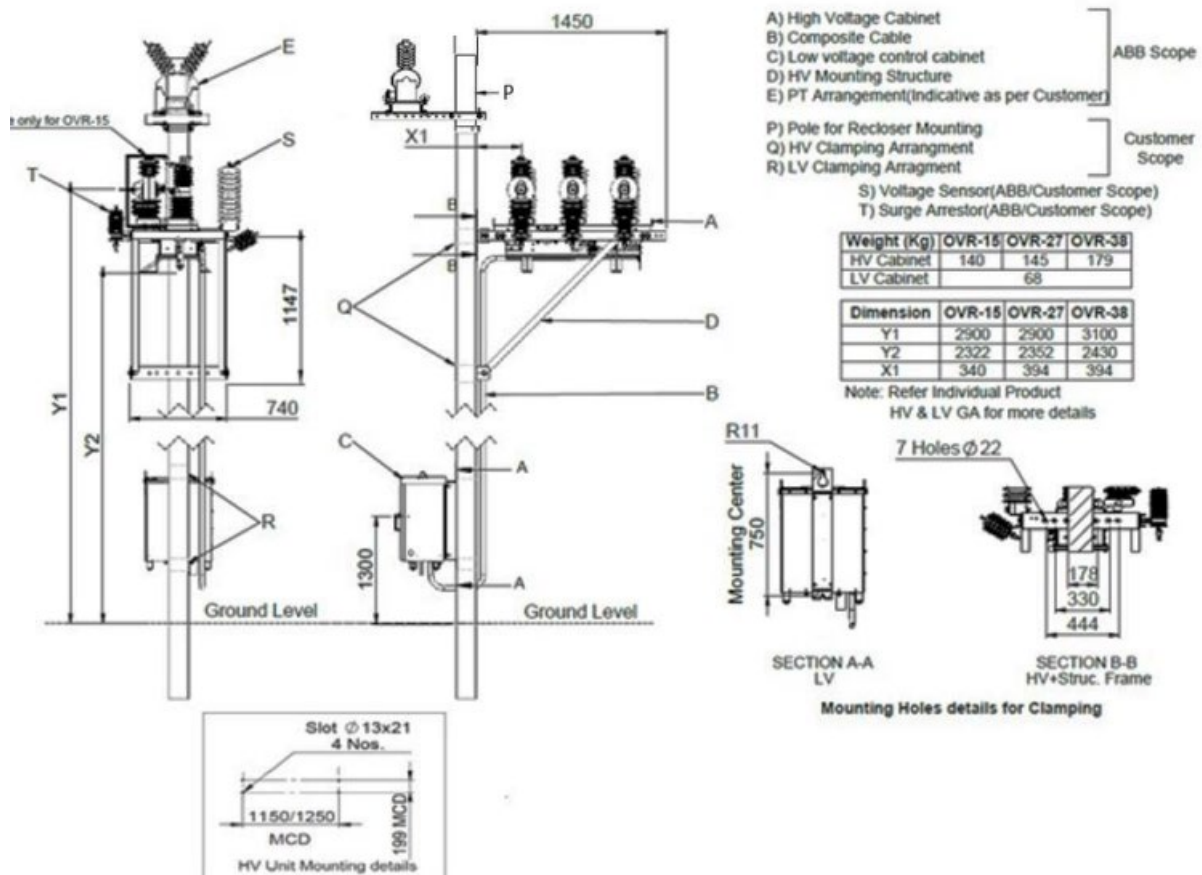
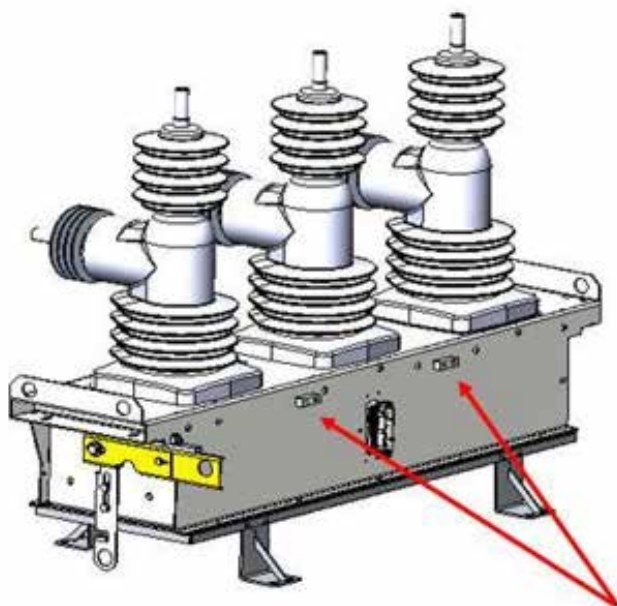


Рис. 12.7. Загальна схема монтажу на стовпі OVR-15, 27, 38.



Заземлювальна площадка

Рис. 12.8. Забезпечення для заземлення шафи високої напруги.

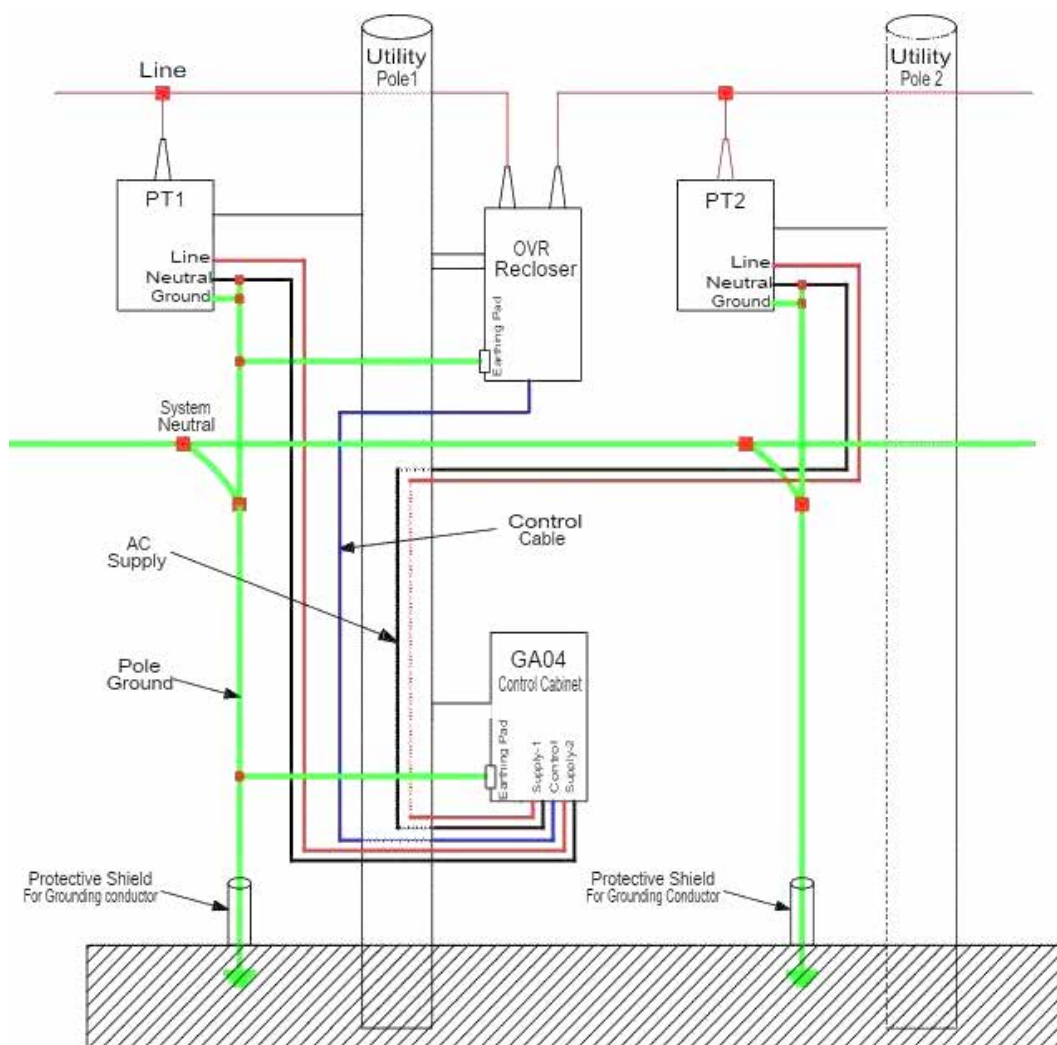


Рис. 12.9. Заземлення, запропоноване для стовпового монтажу OVR-15, 27, 38.

З рисунку 12.9 випливає:

1. Обмежувачі перенапруги не вказані на кресленні. Мають бути встановлені на вхідних та вихідних клеммах середньої напруги реклоузерів.

2. ТН2 Для певного застосування ми маємо трансформатор напруги (ТН) до та після реклоузера (керування петлею). Якщо є лише один ТН, але встановлений на опорі електромережі 2, живлення змінного струму має проходити вздовж головної опори, заземленої за допомогою кабелю керування.

3. Усі пристрої, такі як шафа високої напруги (реклоузер), допоміжний силовий трансформатор (ТН), обмежувачі перенапруги тощо, які взаємодіють з шафою низької напруги, повинні бути підключені до того самого заземлення опори.

4. Усі з'єднання шафи низької напруги мають бути прокладені в безпосередній близькості та паралельно до відповідних шляхів заземлення для належного захисту від перенапруг.

5. Шафа низької напруги має бути заземлена на те саме заземлення опори.

6. Нейтраль вторинної обмотки допоміжного трансформатора, встановленого на опорі, має бути заземлена на рівні трансформатора.

7. Заземлюючий провідник опори має бути суцільним провідником

8. Заземлюючі кабелі повинні бути однаковими для всіх компонентів

Захист від перенапруг.

Розрядники можна підключати до обох високовольтних (джерело та навантаження) сторін повторного вмикання. Рекомендується, щоб заземлення розрядника було з'єднане із заземленням повторного вмикання та продовжене до заземлення стовпа.

Проводи, що з'єднують розрядники з клемми полюсів повторного вмикання, повинні бути якомога коротшими, щоб обмежити розсіювальну індуктивність та максимізувати ефективність розрядників.

Підключення ліній.

Реклоузер підключається послідовно до лінії. Провідники лінії середньої напруги повинні бути підключені до клем Н1 та Н2 повторного вмикання (OVR) за допомогою відповідного клемного з'єднувача/затискача. Обидва ці клеми виготовлені з посрібленої міді. Кріплення, що використовуються для з'єднувачів, повинні затягуватися з моментом від 50 до 60 Нм (від 442 до 531 дюйм-фунт-сили). Відповідні клеми Н1 та Н2. Лінійні з'єднання для OVR-15 та OVR-27/38 показано на рис. 12.10. та рис.12.11.

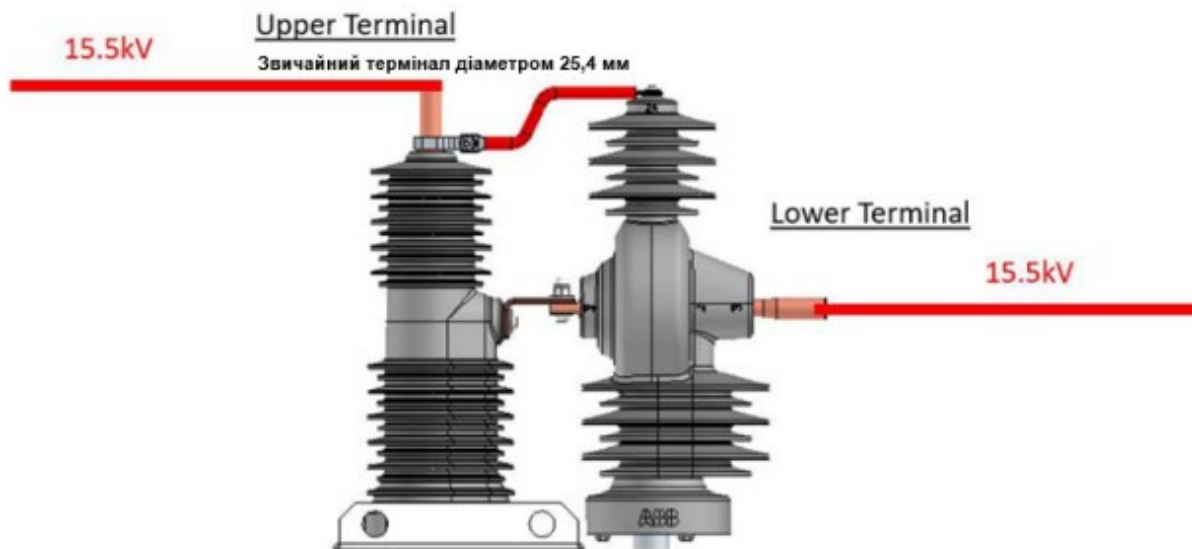


Рис. 12.10. Лінійні з'єднання для полюса OVR-15.

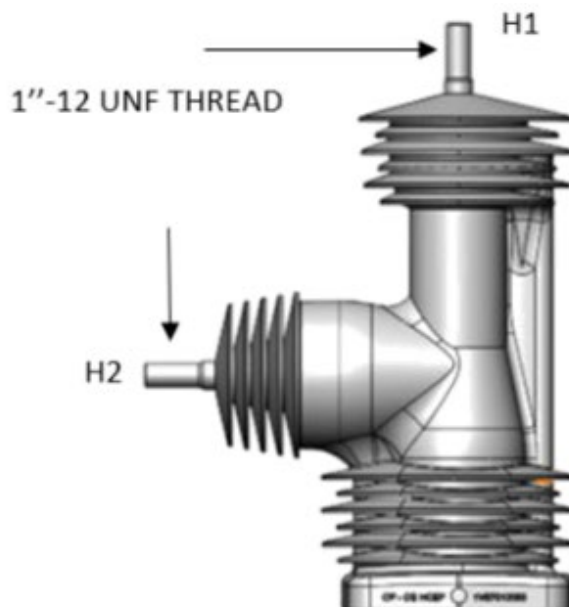


Рис. 12.11. Лінійні з'єднання для полюса OVR-27 SVS.

Загальна пропонована домовленість щодо підключення живлення полягає в тому, що клемма H1 має бути з боку джерела, а H2 - з боку навантаження. Однак, залежно від вимог місця розташування, ці клемми можна підключати також у зворотному порядку.

Якщо для забезпечення зовнішнього допоміжного живлення змінного струму до шафи низької напруги використовується трансформатор напруги (ТН), рекомендується підключити цей ТН на стороні джерела повторного вмикання, щоб допоміжне живлення було доступне, навіть якщо повторне вмикання знаходиться у відкритому стані під час роботи. Це дозволить уникнути непотрібного розрядження резервного живлення акумуляторної батареї повторного вмикання.

Остаточна перевірка перед подачею живлення.

Перед увімкненням реклоузера в енергосистему його слід перевірити на механічну та електричну роботу. Слід зазначити, що реклоузер постачається з заводу у ВІДКРИТОМУ (ВИМК) стані.

Після повного встановлення реклоузера з виконанням усіх механічних та електричних з'єднань, перед увімкненням реклоузера на головні лінії необхідно виконати наступну обов'язкову перевірку:

Переконайтеся, що реклоузер належним чином вирівняний та надійно закріплений.

Зробіть остаточну перевірку герметичності всіх кріпильних елементів.

Щільно затягніть клеми та заземлення.

Перевірте, чи кабель керування правильно підключений, прокладений та закріплений.

Переконайтеся, що шафи високої та низької напруги заземлені, як зазначено в цьому посібнику

12.3. Експлуатація реклоузерів

Нижче наведено описи основних операцій для повторного вмикання. Будь ласка, зверніться до таблиці процедур роботи в цьому розділі для отримання додаткової інформації.

Закриття.

Реклоузер OVR-15, 27 та 38 можна закрити лише електрично. Якщо RER615 перебуває в режимі LOCAL (ЛОКАЛЬНИЙ), реклоузер можна закрити кнопкою «І» на передній панелі оператора RER615. Якщо встановлено належне дистанційне з'єднання, реклоузер також можна закрити з віддаленої SCADA через зв'язок, якщо реле RER615 перебуває в режимі REMOTE (ДИСТАНЦІЙНИЙ).

З міркувань безпеки, OVR-15, 27 та 38 не дозволяється закривати вручну, і вони не мають окремого пристосування для ручного закриття повторного вимикача за допомогою гачкового важеля.

Відкриття.

Реклоузер OVR-15, 27 та 38 можна відкривати як механічно, так і електрично. Якщо RER615 перебуває в режимі LOCAL (ЛОКАЛЬНИЙ), реклоузер можна відкрити кнопкою «О» на передній панелі оператора RER615. Якщо встановлено належне дистанційне з'єднання, реклоузер також можна відкрити з віддаленої SCADA через зв'язок, коли реле RER615 перебуває в режимі REMOTE (ДИСТАНЦІЙНИЙ).

Механічне (ручне) відкриття.

Якщо з якоїсь причини неможливо електрично відкрити (двері шафи низької напруги заблоковані або електричне відкриття вимкнено/знеструмлено) головні контакти повторного вмикання, високовольтний блок можна безпечно відкрити

механічно за допомогою стандартного ізольованого гачка з рівня землі (гачок не входить до комплекту постачання ABB).

Ручне відкриття можна виконати, швидко та рішуче потягнувши вниз ручку аварійного ручного відключення (жовта ручка), розташовану збоку блоку високої напруги. Це механічно відкриє всі три полюси одночасно.

OVR-15, 27 та 38 мають безпечний та захищений пристрій ручного вимикання. Коли пристрій повторного вмикання відкривається вручну, жовта ручка залишається заблокованою та блокує будь-яке подальше замикання пристрою (ЗАМКНУТО ЗАБЛОКОВАНО). Така ситуація ручного відкриття пристрою, найімовірніше, є аварійною, тому необхідно переконатися, що пристрій повторного вимикання не буде закрито назад, якщо його буде відкрито вручну. Щоб гарантувати, що пристрій повторного вмикання залишається у відкритому стані, всередині нього передбачено можливість подання електричної команди вмикання з шафи низької напруги локально або дистанційно. Крім того, для забезпечення додаткової безпеки високовольтний блок OVR-15, 27 та 38 механічно блокується, навіть якщо електрична команда надходить з блоку низької напруги.

Після усунення аварійної ситуації, щоб увімкнути операцію закриття, обов'язково вручну поверніть жовту ручку в нормальне положення. Це можна зробити, потягнувши вниз ручку скидання блокування за допомогою гачка.

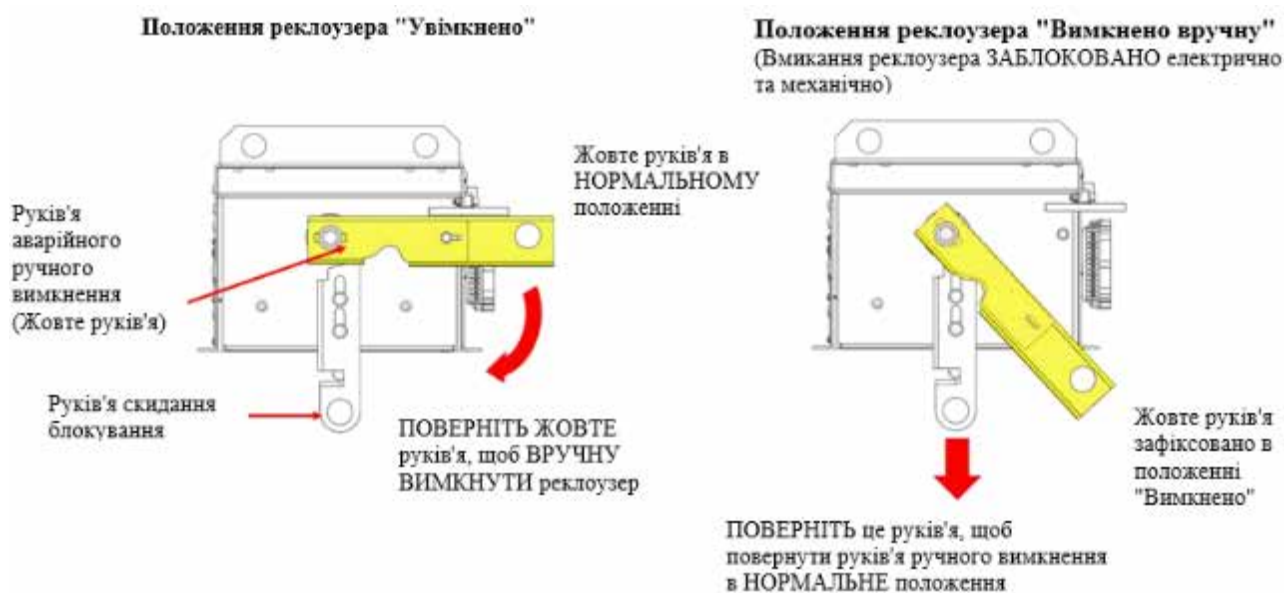


Рис. 12.13. Ручне відкриття.

За умови правильного використання OVR-15, 27 та 38 потребуватимуть мінімального технічного обслуговування. Під час визначення графіка технічного обслуговування слід враховувати частоту експлуатації та місцеві умови навколишнього середовища.

Значною мірою безпека та успішне функціонування будь-якого апарату або системи, підключеної до реклоузера, залежить від правильного встановлення, введення в експлуатацію, програмування та конфігурації пристрою.

Для забезпечення тривалої та надійної служби повторне вмикання/вмикання слід регулярно перевіряти. Досвід експлуатації, умови навколишнього середовища, кількість операцій, величина переривання струму та будь-які незвичайні умови експлуатації допоможуть вам скласти графік технічного обслуговування.

Технічне обслуговування може виконувати лише навчений персонал, який знає та дотримується всіх правил безпеки, крім того, рекомендується викликати сервісний персонал АВВ для перевірки виконання робіт з обслуговування та ремонту.

Дії перед виконанням будь-якого технічного обслуговування реклоузера:

- ✓ Від'єднайте блок живлення з обох боків високовольтного блоку.
- ✓ Переконайтеся, що ізолятори з обох боків живильника належним чином відкриті та надійно заблоковані.
- ✓ Переконайтеся, що головне коло належним чином заземлено
- ✓ Забезпечте дотримання всіх норм безпеки відповідно до політики вашої країни та компанії.

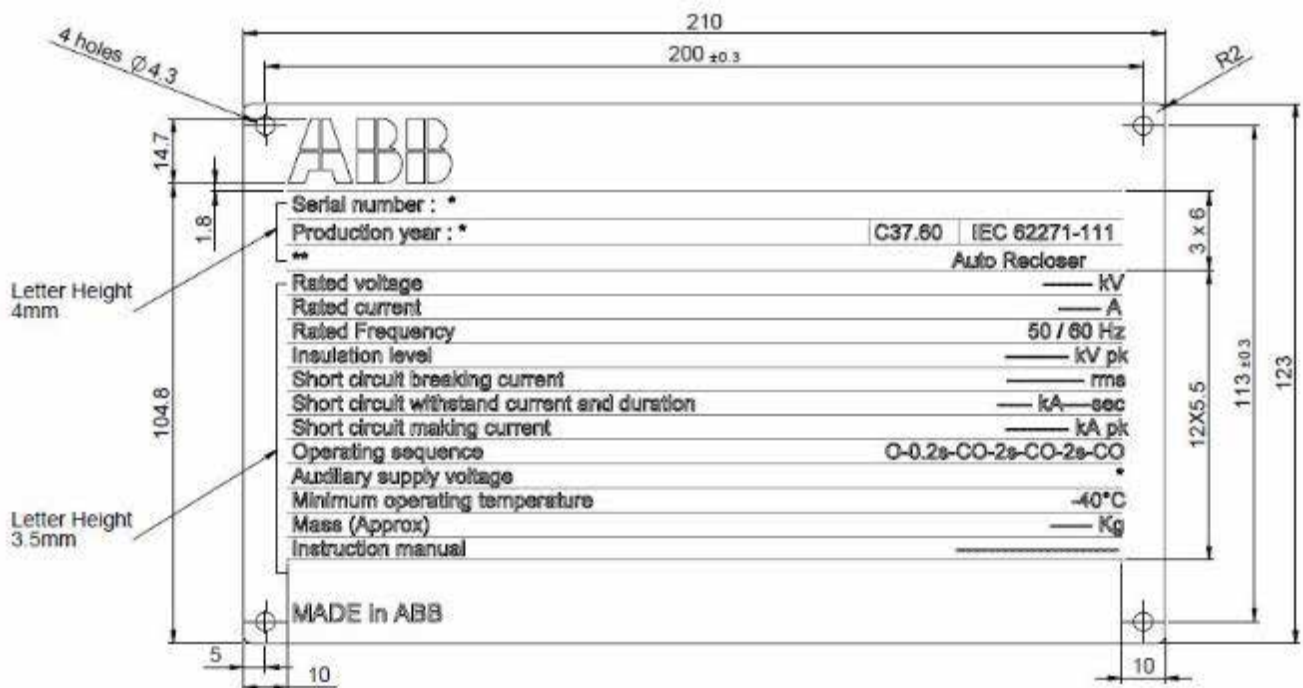


Рис.12.14. Типові характеристики на заводській табличці реклоузера.

Таблиця 12.1

Рекомендований план огляду та обслуговування

№	Тести / Огляди	Робота, яку потрібно виконати	Рекомендовано інтервал для установок у нормальних умовах	Рекомендовано інтервал для установок у екстремальних умовах
1	Візуальні інспекції	Перевірка чистоти, пошкоджень (витік/поломки) та герметичності з'єднань полюсних клем.	18 місяців (скоригувати інтервал відповідно до досвіду)	12 місяців (для екстремальних умов)
		Стопи можна чистити м'яким миючим засобом.		
		Перевірити наявність видимої корозії або пошкоджень металевих деталей та кабелів.		
		Перевірити всі з'єднання металевих деталей (гайки, болти, кріплення).		
		Перевірити всі заземлювальні з'єднання на надійність та неушкодженість.		
		Усі заводські таблички/етикетки з характеристиками мають бути чітко читабельні та закріплені.		
		Будь-які нещільні з'єднання проводів усунути.		
2	Функціональні тести	Загальний стан акумулятора та його клем. Безперебійна робота комунікаційних модулів (якщо застосовується).	6 місяців 6 місяців	6 місяців 6 місяців
		Випробування захисту з використанням обладнання – для вторинного впровадження, разом із функціями повторного вмикання.	4 роки (скоригувати інтервал відповідно до досвіду)	2 роки (скоригувати інтервал відповідно до досвіду)
		Вимір опору ізоляції (значення має бути більше 100 МОм). Наявність та плавна робота ручного аварійного вимикача (K69).	12 місяців	12 місяців
3	Заміни	Заміна батарей (будь ласка, зверніться до документації виробника для уточнення терміну служби).	від 3 до 5 років	від 3 до 5 років

*Може знадобитися зняття реле RER615 на батарейці для заміни.

**На основі результатів періодичних огледів визначається оптимальний інтервал обслуговування.

Таблиця 12.2

Основні технічні характеристики реклоузерів

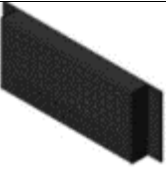
Опис	Продукт		
	ОВР-15	ОВР-27	ОВР-38
Назва продукту	ОВР-15	ОВР-27	ОВР-38
Номинальна напруга	15,5 кВ	27 кВ	38 кВ
Номинальний струм	630 А	1000 А	1200 А
Рівень ізоляції	50/110 кВ pk	60/125 кВ pk	70/170 кВ pk
Струм короткого замикання	12,5 кА 3 сек	12,5 кА 3 сек	16 кА 3 сек
Струм та тривалість короткого замикання, що витримуються	12,5 кА 3 сек	12,5 кА 3 сек	16 кА 3 сек
Струм короткого замикання (peak)	31,25 кА pk	31,25 кА pk	41,6 кА pk
Маса (прибл.)	LV	70	70
	HV	140	175
Інструкція з експлуатації	1VYN401790-021	1VYN401790-049	1VYN401390-078

Рекомендовані запасні частини.

Наступні запасні частини повинні бути на складі для вирішення будь-яких непередбачених ситуацій.

Таблиця 12.3

Перелік рекомендованих запасних частин для ОВР-15, 27 і 38

№	Опис	Номер деталі	Зовнішній вигляд
1	Допоміжний кінцевий вимикач для індикації положення, 1NO+1NC	LXW22A-11MB	
2	Композиційний кабель з 3 з'єднаннями роз'ємами Phoenix, пластиково-сальникова конструкція: - довжина 6 м - довжина 9 м - довжина 12 м - довжина 15 м	2REA033941A0001 2REA037869A0001 2REA033932A0001 2REA033933A0001	
3	Обігрівач 230 В змінного струму, 50 Вт	GCE0990162P0101	
4	Масляний демпфер	2REA026181P0001	
5	Збірка індикатора та кришка індикатора увімкнення	2REA028893A0001 2REA028553P0001	

Продовження табл. 12.3

6	Захисний резистор СТ 25 Вт, резистор 25 Ом	2REA029829A0001	
7	АСМ з відповідними роз'ємами	2REA033084A0002	
8	Інтелектуальний зарядний пристрій	IVYN401701-BV	

Окрім вищезазначеного, ми рекомендуємо регулярно контролювати стан акумуляторів.

Технічні характеристики.

Перевірте номінали АПВ перед установкою

АПВ слід застосовувати в межах зазначених номінальних значень. Перед установкою перевірте номінали на табличці з технічними даними та порівняйте їх з характеристиками системи в точці застосування. У таблицях 1-5 наведено номінальні значення та технічні характеристики однобакового потрійного АПВ NOVA STS.

Однобаковий потрійний АПВ NOVA STS складається з трьох однофазних АПВ в одному баку. Кожен АПВ складається з модуля, що перериває, з вбудованим трансформатором струму та механізмом, встановленим на з алюмінію або нержавіючої сталі. Бак підходить для монтажу на стовпі або підстанції. У модулях АПВ використовуються зовнішні вакуумні вимикачі з циклоаліфатичною епоксидною оболонкою.

Три однофазні АПВ, що входять до складу пристрою АПВ NOVA STS, керуються одним мікропроцесорним пристроєм керування АПВ, який можна запрограмувати на три режими роботи.

Однофазне відключення, однофазне блокування

Однофазне відключення, трифазне блокування

Трифазне відключення, трифазне блокування

Опис операції керування див. в сервісній інформації S280-70-7 Форма 6 Інструкції з монтажу та експлуатації потрійного АПВ з мікропроцесорним керуванням, встановленого на полюсі, та інструкції з експлуатації.

Таблиця 12.4

Номінальні значення напруги

Опис	15 кВ	15 кВ	27 кВ	27 кВ	38 кВ
Максимальна напруга	15,5 кВ	15,5 кВ	27,0 кВ	27,0 кВ	38,0 кВ
Номінальний базовий рівень імпульсу	110,0 кВ	125,0 кВ	125,0 кВ	150,0 кВ	170,0 кВ
Граничний рівень радіошуму (мкВ)	100 @ 9,4 кВ	100 @ 9,4 кВ	100 @ 16,4 кВ	100 @ 16,4 кВ	100 @ 23,0 кВ
Частота живлення, що витримує, сухий	50 кВ	50 кВ	60 кВ	60 кВ	70 кВ
Витримувана частота живлення, вологий	45 кВ	45 кВ	50 кВ	50 кВ	60 кВ

Таблиця 12.5

Номінальні значення струму

Опис	15 кВ	15 кВ	27 кВ	27 кВ	38 кВ
Номінальний безперервний струм	630 А*	630 А*	630 А*	630 А*	630 А*
Струм короткого замикання, симетричний	12,5 кА**	12,5 кА**	12,5 кА**	12,5 кА**	12,5 кА**
Створення струму, асиметричний пік	32,0 кА	32,0 кА	32,0 кА	32,0 кА	32,0 кА
Формування струму, несиметричне середньоквадратичне значення	20,0 кА	20,0 кА	20,0 кА	20,0 кА	20,0 кА
* 800 Також доступний аксесуар. ** Також доступна опція на 16,0 кА. (Асиметричний піковий струм становить 41,0 кА, асиметричний - 25,0 кА).					

Таблиця 12.6

Механічні характеристики

Опис	15 кВ	15 кВ	27 кВ	27 кВ	38 кВ
Механічні/електричні операції без технічного обслуговування (С-О)	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Маса (Weight) - кг (фунти)	130 (288)	133 (294)	133 (294)	138 (305)	138 (305)
Маса (вага) з підвісом для кріплення на опорі	183 (403)	186 (409)	186 (409)	191 (420)	191 (420)

Таблиця 12.7

Робочий цикл

Відсоткова максимальна номінальна здатність переривання ланцюга	Мінімальне співвідношення X/R	Кількість одиничних спрацьовувань при 12,5 кА	Кількість одиничних спрацьовувань при 16,0 кА
15-20	4	88	44
45-55	8	112	56
90-100	17*	32	16
		Всього 232	Всього 116
*Значення показано для 60 Гц.			

Таблиця 12.8

Потреба в енергії

Напруга	Нормальний струм	Тривалість	Рекомендована потужність
	Обігрівачі		Обігрівачі
120 Vac	0,45 А	Безперервний	54 ВА
240 Vac	0,24 А	Безперервний	57,6 ВА

Таблиця 12.9

Варіанти терміналів

Опис	В	С
NOVA STS 15 110 кВ BIL	1008 (39,75)	733 (29)
NOVA STS 15 125 кВ BIL	1064 (42)	789 (31)
NOVA STS 27 125 кВ BIL	1064 (42)	789 (31)
NOVA STS 27 150 кВ BIL	1163 (45,75)	888 (35)
NOVA STS 38 170 кВ BIL	1163 (45,75)	888 (35)

Таблиця 12.10

Відстані просочування

Опис	15 кВ 110 кВ BIL	15 кВ 125 кВ BIL	27 кВ 125 кВ BIL	27 кВ 150 кВ BIL	38 кВ 170 кВ BIL
Термінал до терміналу	1040 (40,9)	1040 (40,9)	1040 (40,9)	1040 (40,9)	1040 (40,9)
Нижня клема на землю/заземлення	673 (26,5)	772 (30,5)	772 (30,5)	950 (37,5)	950 (37,5)

Габарити блокувальника.

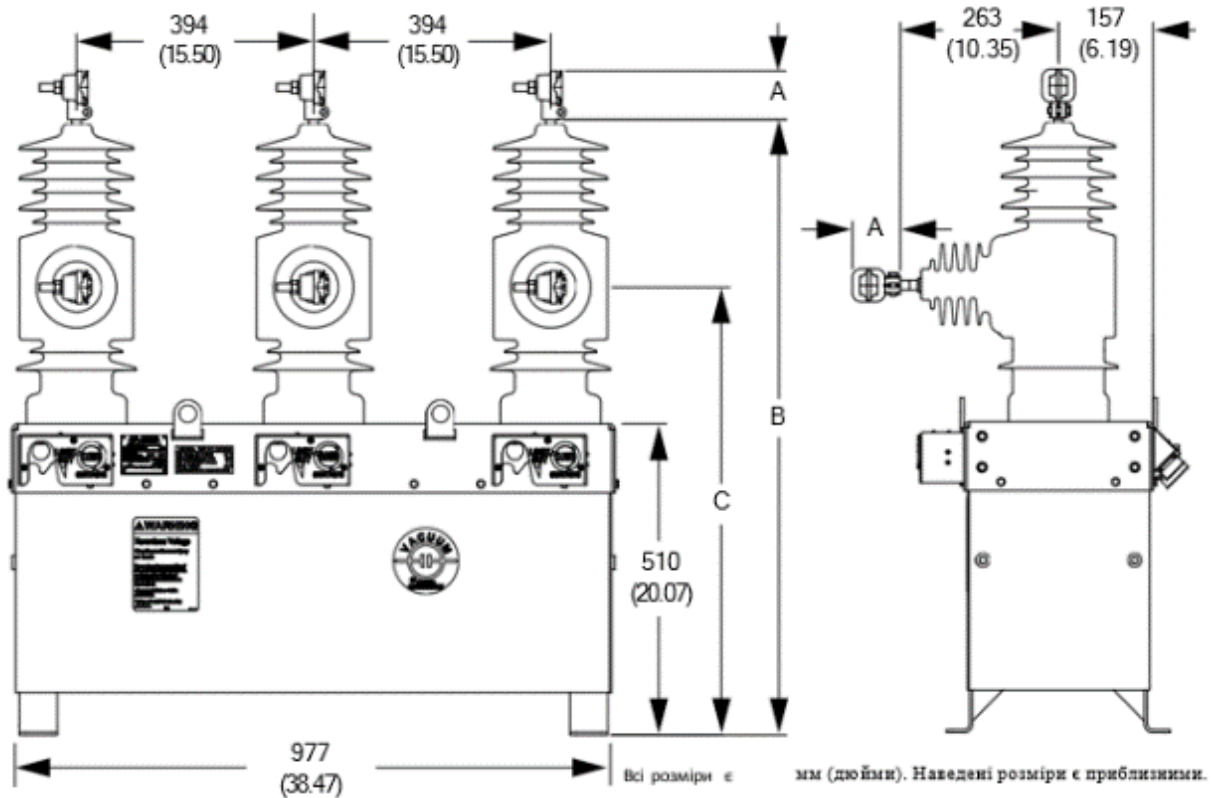


Рис. 12.15. Розміри АПВ NOVA STS, показано NOVA STS 15.

Небезпечна напруга. Під час роботи з цим обладнанням завжди використовуйте ізолюючу штангу. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми.

Перевірте номінали на табличці з технічними даними. Переконайтеся, що номінали, налаштування та параметри інтерфейсу кожного АПВ, що розміщені на табличці з технічними даними відповідають запланованій установці.

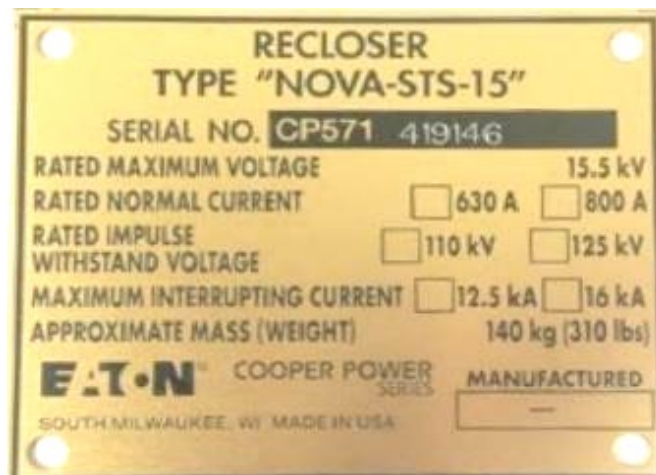


Рис. 12.16. Паспортна табличка АПВ NOVA STS.

Проведіть випробування на стійкість до високого потенціалу. Перед встановленням АПВ NOVA STS виконайте випробування на стійкість до високого потенціалу. Процедури випробування на стійкість до високого потенціалу наведено в розділі "Інформація про обслуговування". Це випробування допоможе виявити будь-які пошкодження під час транспортування, що впливають на стан діелектрика АПВ або вакуумну цілісність переривника.

Встановіть АПВ. Встановіть АПВ у відповідну монтажну раму для встановлення на опору або підстанцію серії Cooper Power від Eaton. Інструкції з переміщення та підйому див. на рис. 12.17.

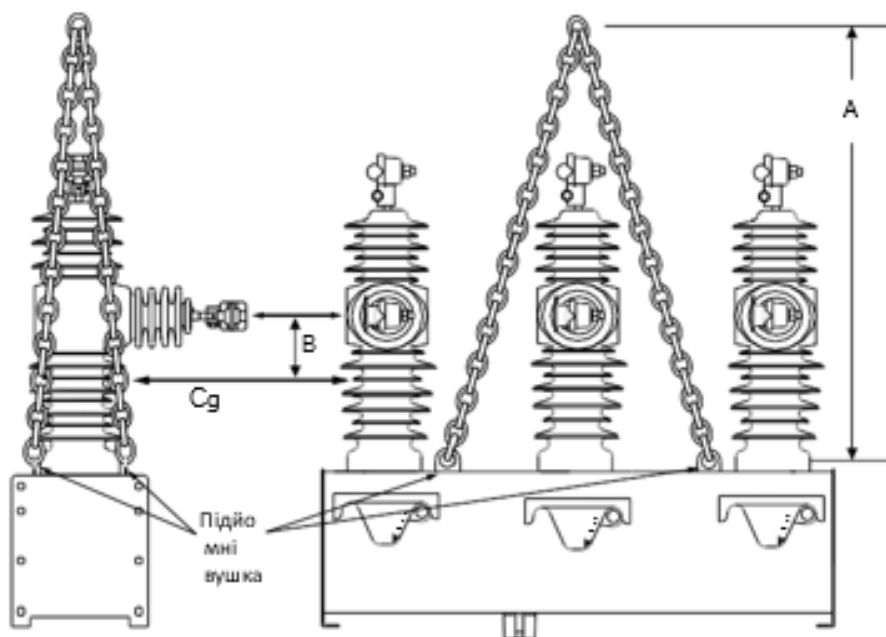


Рис. 12.17. Переміщення та підйом АПВ NOVA STS:

А - Висота стропа для 15 кВ і 27 кВ з блоками 125 BIL: 914 мм (36 дюймів).

Висота стропа для 27 кВ з блоками 150 BIL і 38 кг: 1067 мм (42 дюйми).

В - Центр ваги знаходиться приблизно на 254 мм (10 дюймів) нижче площини нижніх клем.

Обладнання для падіння. Використовуйте підйомні петлі, що входять до комплекту, та під час підйому дотримуйтесь усіх місцевих правил безпеки, затверджених та встановлення обладнання. Піднімайте пристрій плавно і не допускайте його зсуву. Неправильне підняття може призвести до серйозних травм, смерті та/або пошкодження обладнання. Небезпека перекидання. Високий центр ваги. Щоб запобігти перекиданню розподільного пристрою під час підйому, використовуйте 4-точковий зчпний пристрій. Неправильне піднімання може призвести до травмування людей або пошкодження обладнання.

Небезпечна напруга. Надійно заземліть усе обладнання. Недотримання цієї вимоги може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Переміщення АПВ.

АПВ NOVA STS постачаються на палетах (прикріплені болтами до піддону). Під час переміщення виловним навантажувачем АПВ повинно залишатися прикріпленим до палети, щоб уникнути пошкодження.

Компанія Eaton рекомендує транспортувати АПВ Cooper Power серії NOVA в закритому положенні, щоб максимізувати експлуатаційні характеристики пристрою.

Підняття АПВ.

Дотримуйтесь усіх затверджених правил техніки безпеки під час зчеплення та підйому обладнання. Піднімайте пристрій плавно і не допускайте його зсуву.

Заземліть АПВ і монтажний кронштейн. Підключіть заземлення до роз'єму заземлення відповідно затверджених стандартів. Роз'єм заземлення розташований на задній панелі корпусу механізму. Розташування роз'єму заземлення показано на малюнку

Затискач заземлення приймає багатожильні кабелі від № 10 до № 2. Рекомендоване заземлення для АПВ NOVA STS показано на рис. 12.18 і рис. 12.19.

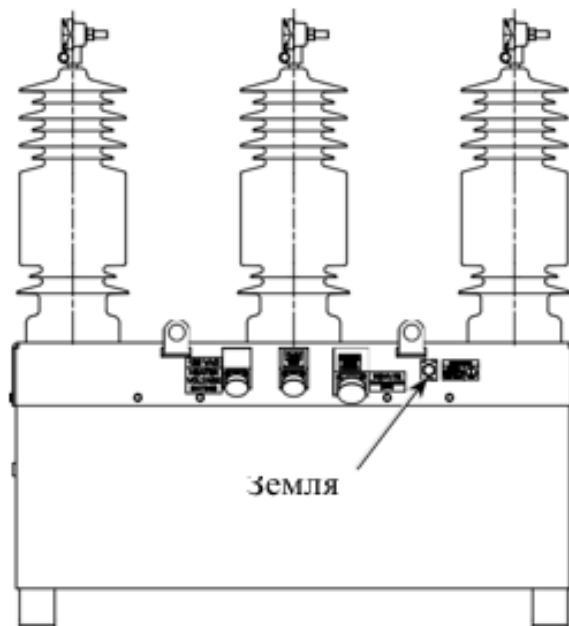


Рис. 12.18. Заземлення та розетки АПВ NOVA STS.

Щоб забезпечити правильну установку цього кабелю, надійно закріпіть алюмінієве кільце кабельної муфти.



Рис. 12.19. Кабель з алюмінієвим кабельним з'єднувальним кільцем.

Встановіть блок керування. Зверніться до сервісної інформації S280-70-7 Форма 6 Інструкції з монтажу та експлуатації потрібного АПВ з мікропроцесорним керуванням для встановлення на полюс. Переконайтеся, що кабель керування підключено між блоком керування та АПВ, що блок керування належним чином запрограмовано для запланованої установки та що блок керування заземлено.

Пошкодження обладнання. Перевірте етикетку вхідної потужності нагрівача, розташовану біля розетки на АПВ, щоб переконатися, що вхідна потужність відповідає номінальній потужності нагрівача.

Несправність. Невиконання цієї вимоги може призвести до неправильної роботи АПВ та пошкодження обладнання.

Підключіть кабель живлення нагрівача. Бак АПВ містить нагрівач 120 або 240 В змінного струму для контролю вологості. Підключіть двожильний вхідний кабель до вхідної розетки АПВ.

Передбачте заходи щодо байпасу та відключення відповідно до затверджених стандартів енергопостачання: контакти АПВ розімкнуті, байпасні вимикачі замкнуті, а відключені вимикачі розімкнуті.

Роз'єднувачі та байпасні вимикачі не є обов'язковими, але настійно рекомендуються, оскільки вони полегшують перемикання та ізоляцію. Роз'єднання вимикачі для підключення датчиків змінного струму та живлення необхідні для ізоляції регулятора форми 6-TS для проведення випробувань і технічного обслуговування.

Пошкодження обладнання. Не регулюйте та не обертайте втулкові клеми. Втулкові клеми відкалібровані на заводі відповідно до вимог розподільного пристрою щодо безперервного струму.

Регулювання або обертання прохідних клем може призвести до пошкодження герметичного переривника, що може спричинити пошкодження обладнання або травми.

Перевищення значень крутного моменту може призвести до пошкодження обладнання.

Підключіть високовольтні лінії до клем втулок АПВ. Рекомендується підключати клеми тільки до мідних провідників.

Щоб повернути клеми з плоскою колодкою або втулкову клеми з рим-болтом перед підключенням проводів лінії живлення, ослабте затискний болт на клемах. Після повороту клеми затягніть затискний болт наступним чином: затягніть затискні болти 3/8-16 з моментом затягування 20-23 Нм; затягніть затискні болти 1/2-13 з моментом затягування 39-42 Нм (29-31 фунт-фунт).

Рекомендований момент затягування для з'єднання втулкової клеми з лінією становить 45-50 фунтів-фунтів.

За замовчуванням у з'єднаннях використовується горизонтальна втулка як сторона джерела і вертикальна втулка як сторона навантаження. Крім того, горизонтальна втулка може використовуватися як сторона навантаження, а

вертикальна - як сторона джерела. Зверніть увагу, що зміна місцями виводів джерела та навантаження не впливає на захист від перевантаження по струму, але може вимагати зміни налаштувань або підключення до системи керування для правильного вимірювання.

Якщо пристрій АПВ оснащено внутрішніми датчиками напруги, горизонтальні вводи (1, 3, 5) повинні бути підключені до джерела.

Внутрішні датчики напруги не можуть контролювати напругу на стороні джерела, коли АПВ NOVA STS знаходиться в положенні ВІДКРИТО, якщо горизонтальні вводи підключені до навантаження.

Небезпечна напруга. Якщо клемні з'єднання поміняні місцями, внутрішній датчик напруги може показувати нульову напругу при розімкнених контактах. Не покладайтесь на внутрішнє вимірювання напруги, щоб переконатися, що напруга дорівнює нулю і лінія знеструмлена. Завжди дотримуйтесь належної техніки безпеки та використовуйте окремий метод виявлення для перевірки знеструмленого стану. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або тяжкі тілесні ушкодження.

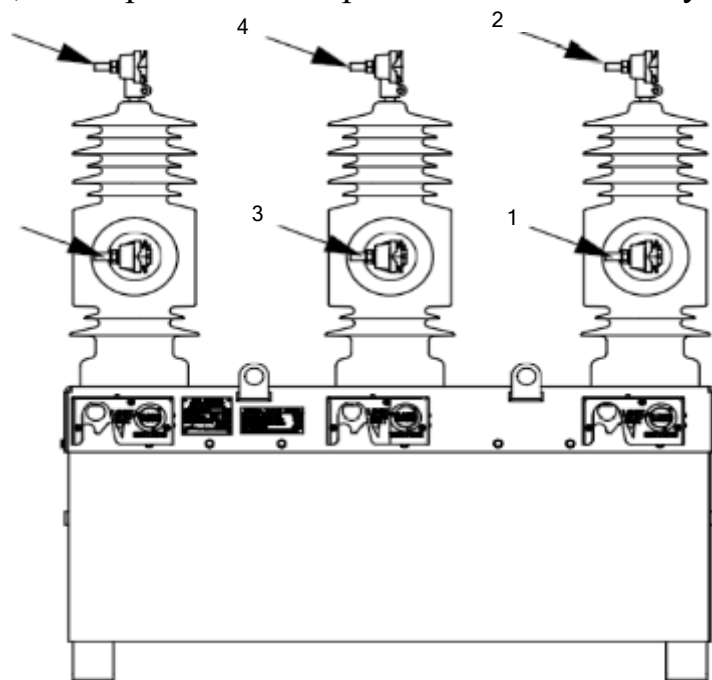


Рис. 12.20. Ідентифікація терміналу АПВ NOVA STS.

Забезпечте захист від перенапруги. Захист від перенапруги повинен бути забезпечений з обох боків (див. рис. 12.21).

Для цього:

- ✓ Заблокуйте зондування ґрунту за допомогою панелі керування.
- ✓ Замкніть вимикачі джерела та навантаження.
- ✓ Замкніть всі три фази за допомогою керуючого сигналу.
- ✓ Відкрийте перемикачі байпасу.
- ✓ Увімкніть зондування ґрунту, якщо це можливо.

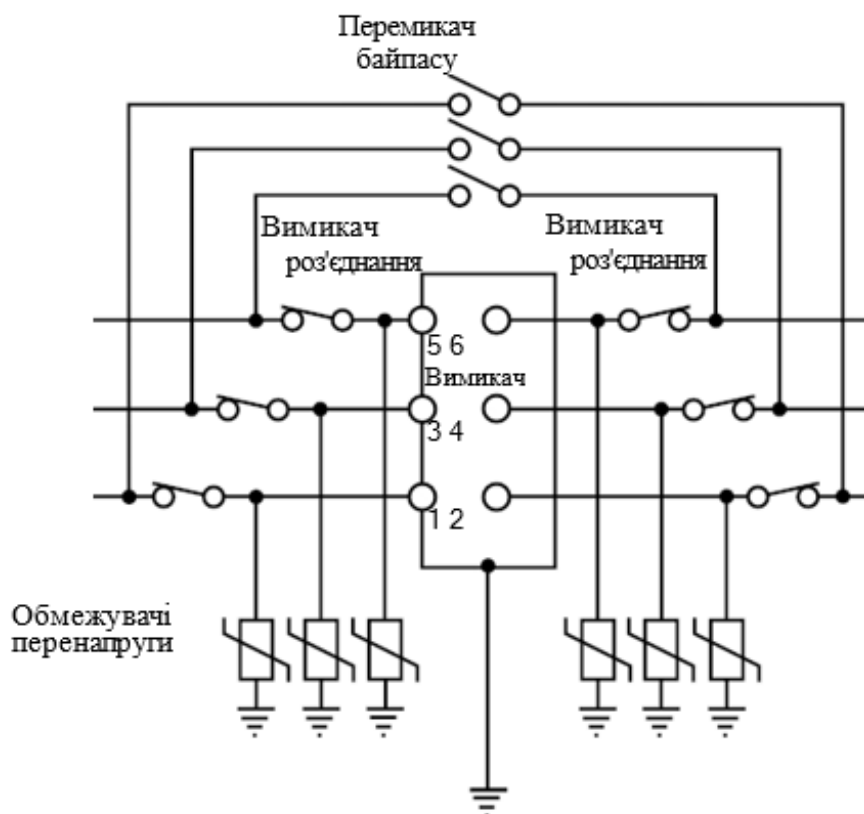


Рис. 12.21. Схема підключення показує повний захист від перенапруги та ілюструє вимикачі байпасу та роз'єднувачі.

Виведення АПВ з експлуатації.

Небезпечна напруга. Під час роботи з цим обладнанням завжди використовуйте гарячу паличку. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми.

Не покладайтесь на відкрите положення жовтої ручки керування або індикатор положення контакту; це не гарантує, що лінія була знеструмленою.

Завжди встановлюйте видиме відключення. Недотримання належних заходів безпеки може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми.

Неправильна робота обладнання. Перед від'єднанням або повторним підключенням кабелю керування до пристрою керування відключіть усі джерела живлення пристрою керування. Невиконання цієї вимоги може призвести до неправильного спрацьовування АПВ під час від'єднання або повторного під'єднання кабелю керування до контроль.

Зabloкуйте відключення на землю за допомогою панелі керування. Зверніться до сервісної інформації S280-70-7 Форма 6 «Інструкції з монтажу та експлуатації потрібного АПВ з мікропроцесорним керуванням для встановлення на полюс».

Замкніть усі три перемикачі байпасу.

Якщо замкнути лише один байпасний вимикач і відкрити АПВ за допомогою жовтої рукоятки, можливо, що всі три фази відключаться залежно від обраного режиму.

Відкрийте вимикачі джерела та навантаження.

Потягніть вниз усі три жовті ручки керування за допомогою заземлюючої штанги. Жовті ручки керування розташовані під захисним кожухом АПВ.

Якщо АПВ встановлено в режим однофазного відключення/однофазного блокування, розмикається тільки одна фаза.

Якщо АПВ встановлено в режим однофазного відключення/трифазного блокування або трифазного відключення/трифазного блокування, розмикаються всі три фази.

Блок керування відчує, що всі три фази АПВ розімкнуті.

Від'єднайте батарею керування.

Для потрібного одинарного регулятора форми 6 від'єднайте від регулятора датчики змінного струму та підключення живлення за допомогою окремого вимикача.

Роз'єднувачі для датчиків змінного струму та підключення живлення необхідні для ізоляції блока керування форми 6 для тестування та обслуговування.

Небезпечна напруга. Відкриті вторинні обмотки ТН можуть генерувати високу напругу. Дотик до контактів ТТ від'єданого кабелю може спричинити ураження електричним струмом і призвести до травм. Перед від'єднанням кабелю керування розімкніть контакти АПВ і розімкніть роз'єднувачі.

Провідники кабелю, під'єдані до елементів керування, залишаються під напругою 53 В постійного струму та 120/240 В змінного струму, коли вони під'єдані до елемента керування. Дотик до будь-яких контактів на кінці кабелю, прямо чи опосередковано підключеного до блока керування, може призвести до травмування або пошкодження обладнання.

Від'єднайте батарею та зовнішні джерела живлення в блоці керування, а потім від'єднайте кабель керування з боку блоку керування перед від'єднанням від кінця АПВ.

Від'єднайте кабель керування від АПВ.

Примітка: Не від'єднуйте кабель керування АПВ від АПВ, якщо не виконано всі вищезазначені кроки. Потрібний одинарний блок керування форми 6 у Режим 1-фазного відключення/3-фазного блокування або режим 3-фазного відключення/3-фазного блокування заблокує всі три АПВ, якщо від'єднати кабель керування.

Від'єднайте кабель живлення нагрівача від бака АПВ.

Дотримуйтесь стандартних процедур щодо виведення АПВ з експлуатації.

Компанія Eaton рекомендує транспортувати АПВ Cooper Power серії NOVA в закритому положенні, щоб максимізувати експлуатаційні характеристики пристрою.

Заземлення АПВ NOVA STS.

У разі на опорах, для належного захисту обладнання необхідно виконати заземлення між АПВ, трансформатором, пристроєм керування АПВ та обладнанням SCADA. Розмір заземлення полюса повинен відповідати місцевим нормам для мінімізації імпедансу між АПВ та заземленням керування.

Усі зовнішні входи до блока керування форми 6-TS повинні бути прокладені в межах 8 дюймів від відповідного заземлення. Під час в провідниках може розвинутиися потенціал приблизно 1,5 кВ на фут. Різниця між довжиною провідника та заземлення може призвести до додаткового навантаження на компоненти керування в разі стрибка напруги. Будь-який зовнішній датчик напруги, встановлений з АПВ NOVA STS, повинен бути підключений до заземлення АПВ.

Заземлення за допомогою місцевого трансформатора напруги живлення: 4-провідне багатозаземлене, 3-провідне незаземлене або імпедансне заземлення

Установка з місцевим трансформатором напруги живлення повинна включати наступне (див. рис. 12.22):

Захист вводів АПВ і трансформатора живлення блискавковідводами.

Заземлення головки АПВ і бака.

Заземлення бака трансформатора.

Заземлення шафи управління.

Заземлення обладнання SCADA.

Заземлення за допомогою дистанційного трансформатора напруги живлення: 4-провідне багатозаземлене, 3-провідне незаземлене або імпедансне заземлення

Установка з дистанційним трансформатором напруги живлення повинна включати наступне (див. рис. 12.23):

Захист вводів АПВ і трансформатора живлення блискавковідводами.

Заземлення головки АПВ і бака.

Заземлення бака трансформатора.

Заземлення шафи управління.

Заземлення обладнання SCADA.

Робота АПВ.

Це обладнання не призначене для захисту людського життя. Дотримуйтесь усіх затверджених на місцевому рівні процедур і правил безпеки під час встановлення та експлуатації цього обладнання. Недотримання може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Небезпечна напруга. Не покладайтеся на відкрите положення жовтої ручки керування або індикатор положення контакту; це не гарантує, що лінія була знеструмленою. Завжди встановлюйте видиме відключення. Недотримання належних заходів безпеки може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми.

Трансформатор струму вимірює лінійний струм від кожної фази АПВ NOVA STS і вводить цю інформацію в мікропроцесорний блок керування АПВ форми 6 Triple-Single.

АПВ реагує на команди відключення та замикання, що надходять від блока керування, відповідно до налаштувань, запрограмованих у блоці керування.

Для отримання інформації про роботу керування зверніться до сервісної інформації S280-70-7 Форма 6 потрібного АПВ з мікропроцесорним керуванням, встановленим на полюсній опорі, та інструкції з монтажу та експлуатації.

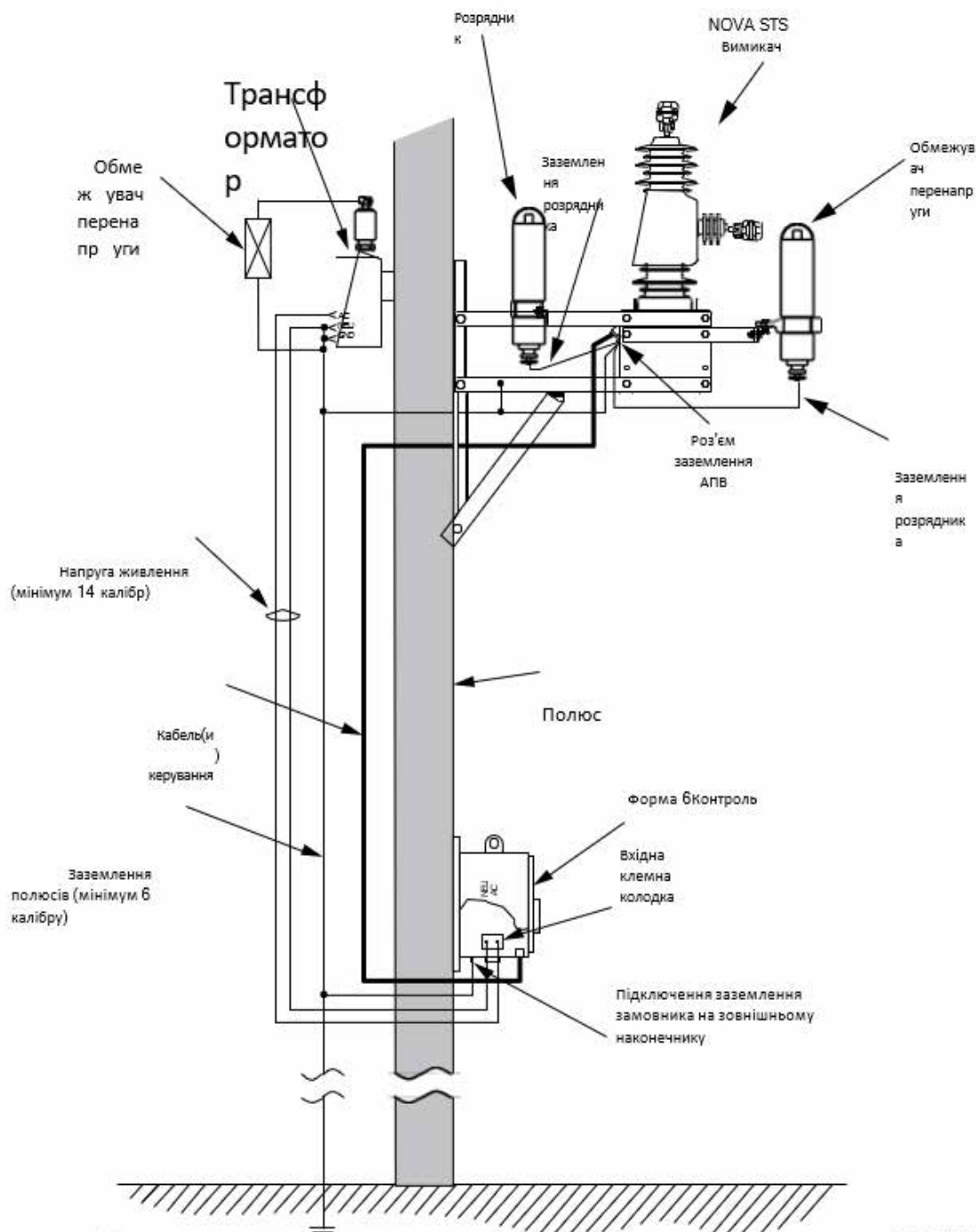


Рис. 12.22. Рекомендований спосіб заземлення для АПВ NOVA STS з мікропроцесорним керуванням АПВ Form 6-TS.

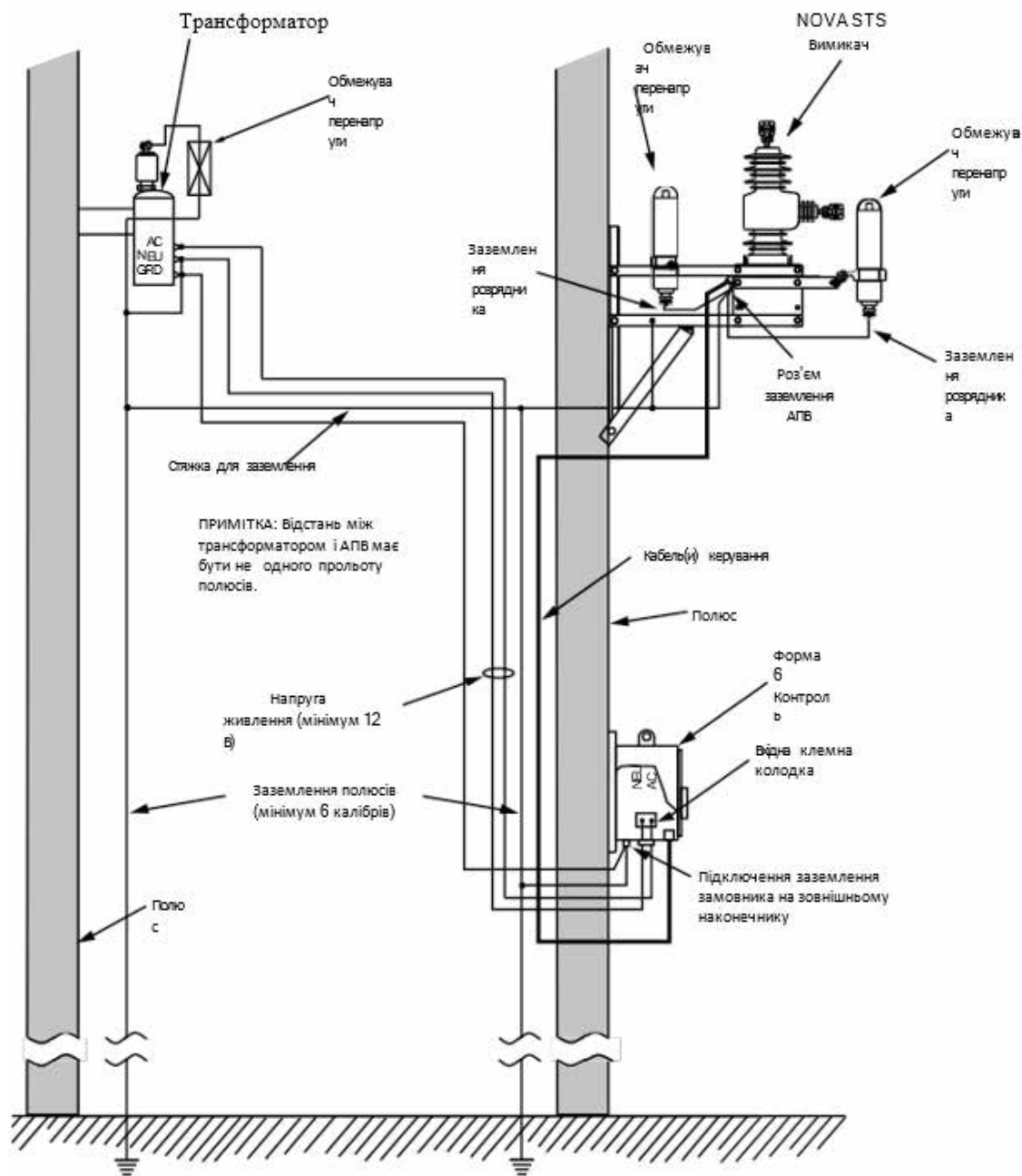


Рис. 12.23. Рекомендований спосіб заземлення для АПВ NOVA STS з мікропроцесорним керуванням АПВ Form 6-TS.

Вакуумний переривник.

Переривання дуги відбувається всередині герметичного вакуумного вимикача. У вакуумних переривниках Eaton серії Cooper Power використовуються контакти з осьовим магнітним полем. У структурі контактної опори виточені пази, які створюють магнітне поле вздовж осі переривника. Це осьове магнітне поле утримує дугу в дифузному режимі, який легше переривати, що призводить до зменшення потужності дуги, яку потрібно розсіювати, і, як наслідок, до подовження терміну експлуатації.

Спрацювання та закриття механізму.

АПВ NOVA STS складається з трьох однофазних АПВ NOVA. Кожен АПВ використовує магнітний привід для швидкого та ефективного блокування.

Рідкоземельний неодимовий магніт забезпечує зусилля фіксації понад 240 фунтів (≈ 109 кг), усуваючи необхідність у механічних засувках.

У закритому положенні магнітне поле, створене магнітом, з'єднується з залізним вузлом, забезпечуючи силу фіксації рухомого плунжера. Магнітна сила концентрується на межі плунжер-збірка і забезпечує силу фіксації, необхідну для утримання механізму в закритому положенні.

У вузлі також розміщені котушки спрацювання та замикання, які забезпечують енергію для роботи механізму.

Для розмикання головних контактів на котушку спрацювання подається електричний струм, який скасовує магнітне поле. Пружина стиснення в центрі котушки переміщує блок плунжера у відкрите положення. Під час руху плунжера напруженість магнітного поля зменшується, оскільки повітряний проміжок збільшується через різницю у відносній проникності вільного простору та залізного плунжера. У відкритому положенні стискаюча пружина утримує блок у відкритому положенні.

Конденсатор відключення та замикання накопичує енергію, необхідну для роботи АПВ. Таким чином, енергія відключення доступна після будь-якого замикання. Цей конденсатор заряджається від батареї з номінальною напругою 24 В та/або джерела живлення.

Електронне управління.

Для отримання інформації про роботу керування зверніться до сервісної інформації S280-70-7 Форма 6 потрібного АПВ з мікропроцесорним керуванням, встановленим на полюсній опорі, та інструкції з монтажу та експлуатації.

Ручне керування АПВ під напругою.

Небезпечна напруга. Не покладайтеся на відкрите положення жовтої ручки керування або індикатор положення контакту; це не гарантує, що лінія була знеструмленою. Завжди встановлюйте видиме відключення. Недотримання належних заходів безпеки може призвести до смерті або серйозних травм від високої напруги.

Жовті ручки ручного керування на кожному однофазному блоці АПВ NOVA STS використовуються для розмикання та блокування кожного блоку, а також для відключення електричного та контрольного замикання.

Режим роботи АПВ визначає, які фази розмикаються і замикаються. АПВ форми 6 ініціює сигнал замикання. Зверніться до сервісної інформації S280-70-7 Форма 6 Потрібне АПВ з мікропроцесорним керуванням для монтажу на полюс і Інструкції з монтажу та експлуатації для отримання інформації про роботу керування.

Небезпечна напруга. Під час роботи з цим обладнанням завжди використовуйте гарячу паличку (оперативну штангу). Невиконання цієї вимоги може призвести до смерті або серйозних травм від контакту з високою напругою.

Ручна ручка керування призначена для роботи з заземляючою штангою (див. рис. 12.24). Потягнувши рукоятку вниз, ви розмикаєте та блокуєте головні контакти АПВ. Положення контактів відображається прапорцем OPEN на індикаторі положення контактів. Жовта ручка керування залишається внизу в положенні ВІДКРИТО і не повертається вгору під снігозахисним ковпаком.

Примітка: Коли АПВ спрацьовує на блокування електронним способом, жовта ручка керування не опускається з-під снігозахисного кожуха. Жовта ручка керування залишається в положенні ВІДКРИТО лише після виконання ручних операцій.

Щоб АПВ відреагувало на сигнал замикання, який надходить від пристрою керування форми 6 "Потрійний одиночний", жовту рукоятку керування потрібно повернути в положення ЗАМКНЕНО (CLOSED). Усі операції замикання ініціюються блоком керування.

Натискання жовтої рукоятки керування в положення ЗАКР не призведе до замикання АПВ. Усі операції замикання ініціюються за допомогою потрійного/поодинокого елемента керування форми 6. 3- Пофазне вимикання/3-фазне блокування або 1- фазне вимикання/3-фазне блокування

Якщо регулятор знаходиться в режимі трифазного відключення/трифазного блокування або однофазного відключення/трифазного блокування, всі три фази будуть заблоковані, коли жовта ручка управління на одній фазі буде опущена в положення ВІДКРИТО (OPEN).

1- Вимкнення фази / блокування фази. Коли регулятор перебуває в режимі однофазного відключення/блокування однієї фази, блокується тільки та фаза, жовта ручка якої витягнута в положення ВІДКРИТО. Інші дві фази не будуть зачеплені, і їхні жовті ручки залишаться в положенні ЗАКРИТО.

Індикація блокування. Блокування відображається за допомогою елемента керування форми 6 "Потрійний-одинарний".

Примітка: Коли АПВ заблоковано, жовта ручка ручного керування не опускається з-під снігозахисного кожуха.

Автоматична робота. АПВ NOVA STS у положенні ЗАМКНЕНО спрацьовує автоматично відповідно до запрограмованих контролером налаштувань.

Індикатор положення контакту.

Цей індикатор, розташований на зовнішній стороні кожуха, відображає слово OPEN (зелений), коли контакти АПВ розімкнуті, і CLOSED (червоний), коли контакти АПВ замкнуті (див. рис 12.24).

Лічильник операцій.

Чотиризначний механічний лічильник, розташований під снігозахисним кожухом, як показано на рис. 12.24, накопичує інформацію про кожне спрацювання АПВ.



Рис. 12.24. Рукоятки та індикатори керування АПВ NOVA STS.

Друкована плата приводу.

Плата приводу, розташована всередині механізму, керує механізмом на основі сигналів, що надходять від системи керування. Плата приводу керує потужним трьома фазами, забезпечуючи можливість попереднього заряду і розряду, а також подає відповідні імпульси струму і синхронізацію механізму. Він також запобігає замиканню, коли в конденсаторі спрацювання і замикання накопичено недостатньо енергії.

Конденсатор відключення та замикання.

Тілесні ушкодження. Конденсатор вимикання та замикання зберігає електричний заряд. Завжди розряджайте конденсатор вимикання та замикання перед виконанням будь-яких робіт на механізмі. Контакт із зарядженим конденсатором може призвести до опіку шкіри або ураження електричним струмом.

Конденсатор спрацювання і замикання, розташований всередині механізму, накопичує необхідну енергію для роботи АПВ.

Процедура і закриття конденсатора знаходиться в розділі Інформація про обслуговування.

Опція датчика внутрішньої напруги.

Це обладнання не призначене для захисту людського життя. Дотримуйтесь усіх затверджених на місцевому рівні процедур і правил безпеки під час встановлення та експлуатації цього обладнання. Недотримання може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Небезпечна напруга. Під час роботи з цим обладнанням завжди використовуйте гарячу паличку (оперативну штангу). Невиконання цієї вимоги

може призвести до смерті або серйозних травм від контакту з високою напругою, що спричинить.

Надійно заземліть усе обладнання. Недотримання цієї вимоги може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Вимикачі живлення змінного струму необхідні для ізоляції системи керування для тестування та обслуговування.

Небезпечна напруга. Якщо клемні з'єднання поміняні місцями, внутрішній датчик напруги може показувати нульову напругу при розімкнених контактах. Не покладайтесь на внутрішнє вимірювання напруги, щоб переконатися, що напруга дорівнює нулю і лінія знеструмлена. Завжди дотримуйтеся належної техніки безпеки та використовуйте окремий метод виявлення для перевірки знеструмленого стану. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або тяжкі тілесні ушкодження.

АПВ NOVA STS доступне з внутрішнім датчиком напруги, якщо це вказано під час замовлення, з керуванням за формою 6 "Потрійне-одинарне". Зверніться до розділу Процедура встановлення цього посібника для отримання інформації про процедуру встановлення АПВ NOVA STS. Зверніться до сервісної інформації S280-70-7 Форма 6 потрійний одинарний, мікропроцесорний та Інструкції зі встановлення та експлуатації пристрою АПВ для монтажу на полюс для отримання додаткової інформації про встановлення пристрою АПВ форми 6 з потрійним або одинарним кріпленням на полюс.

Перевірте правильність підключення клем на стороні навантаження та на стороні джерела. Це необхідно для правильної роботи внутрішніх датчиків напруги.

Перевірте правильність заземлення АПВ NOVA STS перед виконанням будь-яких високовольтних з'єднань і перед випробуванням високим потенціалом. Належне заземлення складається з хорошого електричного заземлення до роз'єму заземлення перенапруги, розташованого на корпусі механізму. Забезпечте надійне електричне з'єднання заземлення із заземленням шафи керування.

Пофарбовані поверхні корпусу механізму можуть перешкоджати підключенню заземлення до корпусу АПВ. Завжди забезпечуйте надійне електричне з'єднання з роз'ємом заземлення перенапруги механізму.

Погане заземлення корпусу механізму може призвести до наявності високої напруги на корпусі механізму, пов'язаної з високовольтними резисторними з'єднаннями, що використовуються з внутрішнім датчиком напруги.

Небезпечна напруга. Не торкайтеся штепсельних з'єднань кабелю керування/вимірювання напруги. Якщо АПВ перебуває під напругою, а кабель керування/вимірювання напруги від'єднано від АПВ або системи керування, на розетці буде присутня напруга 250 В змінного струму. Контакт із цією напругою може призвести до тілесних ушкоджень.

АПВ використовує 26-контактний кабель керування для сигналу внутрішнього датчика напруги від АПВ до пристрою керування. Додаткові зовнішні підключення не потрібні.

Несправність обладнання. Перед підключенням кабелів переконайтеся, що всі контакти роз'єму та обидві поверхні, що сполучаються, чисті та сухі. Забруднення може призвести до помилок вимірювання напруги. Невиконання цієї вимоги може призвести до неправильної роботи пристрою керування та АПВ.

Електричні роз'єми АПВ, керування та кабелю повинні бути чистими та сухими. Забруднені поверхні можна очистити денатурованим спиртом, а вологі поверхні роз'ємів можна висушити за допомогою теплової гармати. Сухість поверхонь особливо важлива для внутрішніх з'єднань датчиків напруги, оскільки може впливати на точність датчиків.

Підключіть кабелі керування та силові кабелі до блока керування згідно рис. 12.25. Перевірте правильність підключення кабелів/розеток. Неправильне підключення кабелів може призвести до пошкодження АПВ та/або блока керування.

Перед підключенням високовольтної лінії завершіть програмування керування. Див. розділ "Робота АПВ" цього посібника.

Регулятор Form 6 Triple-Single повинен бути запрограмований з коефіцієнтом РТ і регулюванням кута зсуву фаз; див. табл. 12.11. і табл. 12.12. Вони вводяться на екрані Конфігурація системи (див. рис. 12.26).

Під час програмування потрібного перемикача Form 6 з'єднання РТ повинно бути налаштоване на з'єднання типу "віяло". Крім того, необхідно встановити параметр.

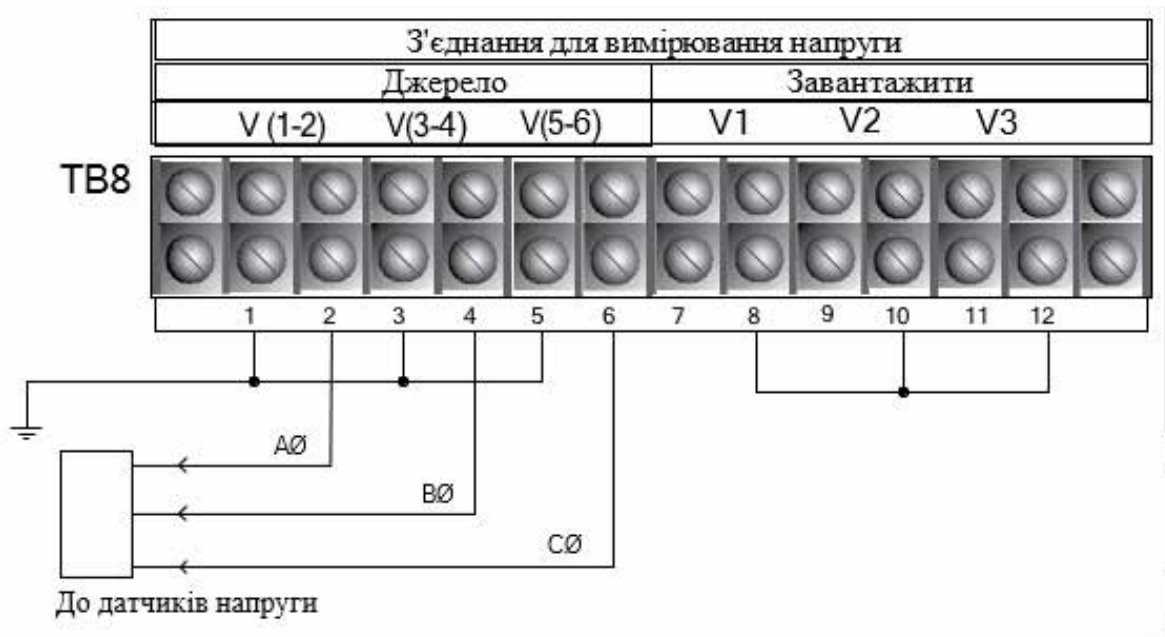




Рис. 12.25. Заводське підключення за замовчуванням для опції внутрішнього датчика напруги.

Примітка: Позиції клемних блоків TB7-3 і TB7-4 з'єднанні між собою перемикачами на заводі.

Позиції клемних блоків TB7-5 і TB7-6 з'єднанні між собою перемикачами на заводі.

Неправильна робота обладнання. Не підключайте цей пристрій АПВ до увімкненого АПВ, доки всі параметри керування не будуть належним чином запрограмовані та перевірені. Зверніться до інформації з програмування для цього пристрою. Невиконання цієї вимоги може призвести до неправильної роботи пристрою АПВ та АПВ, пошкодження обладнання та тілесних ушкоджень.

Виконайте відповідні електричні з'єднання з клемами кожної фази АПВ. Увімкніть АПВ та перевірте наявність напруги на виходах пристрою керування.

Небезпечна напруга. Не торкайтеся штепсельних з'єднань кабелю керування/вимірювання напруги. Якщо АПВ перебуває під напругою, а кабель керування/вимірювання напруги від'єднано від АПВ або системи керування, на розетці буде присутня напруга 250 В змінного струму. Контакт із цією напругою може призвести до тілесних ушкоджень.

Коли АПВ під напругою, вхідний опір керування АПВ на датчиках напруги знижує напругу до 6 В під час нормальної роботи. Якщо АПВ перебуває під напругою, а кабель керування/вимірювання напруги від'єднано в будь-якій точці (керування або АПВ), на розетці буде присутній вихідний сигнал напруги 250 В змінного струму. Робити не торкайтеся штепсельних з'єднань кабелю керування/вимірювання напруги.

Рис. 12.26. Форма 6 Конфігурація екрану конфігурації потрібної одиночної системи, налаштована для системи 15 кВ.

Аксесуари.

Допоміжний вимикач.

На кожній фазі АПВ можна встановити одноступеневий допоміжний вимикач як аксесуар. Кожен перемикач складається з двох незалежних контактів, які дозволяють створювати будь-яку бажану комбінацію контактів "а" і "b", що дає змогу дистанційно контролювати АПВ.

Контакти вимикача ізолювані на 600 В і мають номінальний безперервний струм 10 А. Їхні номінальні струми відключення наведені в таблиці 12.11.

Таблиця 12.11

Номінали переривання допоміжного вимикача

Вольт	Індуктивний змінний струм (А)	Неіндуктивний змінний струм (А)	Індуктивний постійний струм (А)	Неіндуктивний постійний струм (А)
24	—	—	15,0	20,0
48	—	—	7,5	10,0
120	60	80	—	—
125	—	—	1,5	2,0
240	30	60	—	—
250	—	—	0,45	0,5

Таблиця 12.12

Контакти контактів допоміжного перемикача та кольори кабельних дротів

Фаза повторного ввімкнення* / Фаза повторного вимкнення*	Тип контакту	Колір дроту	Штифт розетки
А-фаза	a	чорний / білий	A / B
А-фаза	b	червоний / червоний	C / C
В-фаза	a	помаранчевий / синій	E / F
В-фаза	b	білий / чорний, червоний / чорний	G / H
С-фаза	a	зелений / чорний, помаранчевий / чорний	J / K
С-фаза	b	синій / чорний, чорний / білий	L / M
Невикористаний	невикористаний	невикористаний	N / P

Параметри терміналу.

АПВ NOVA STS можна замовити з рим-болтовими (630 А і 800 А), дво- або чотириконтактними (630 А), плоскими (800 А) клемми або клемми зі шпильками (800 А).

Рим-болт, плоскі та шпилькові клемми виготовлені зі сплавів міді. Компанія Eaton рекомендує підключати клемми до мідних проводів для оптимізації електричного з'єднання.

Алюмінієві кабелі можуть утворювати оксид алюмінію, достатній для порушення електричних з'єднань.

Антиоксидантні покриття для тимчасового захисту з'єднань алюмінієвого кабелю з дротяною щіткою до плоских або шпилькових клем необхідно оновлювати через проміжки часу, визначені замовником на основі струму навантаження, клімату та інших умов монтажу.

Клемники з рим-болтом рекомендуються тільки для мідних провідників.

Підготовка до монтажу на стовпі.

Для встановлення на стовпі доступний попередньо зібраний, готовий до монтажу на стовпі кронштейн, який кріпиться безпосередньо до рами АПВ. (див.рис. 12.27.).

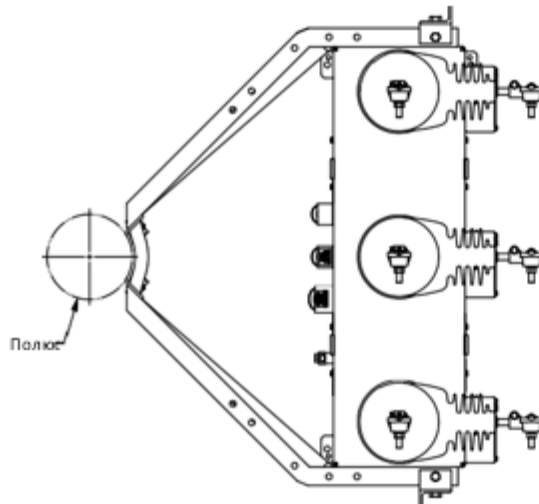
Таблиця 12.12

Опції терміналу

Опис	А
Рим-болт, 1/0 - 500 мкм. Діапазон кабелю (максимум 630 А)	80 (3,25)
Рим-болт, 4/0 - 1000 мкм Діапазон кабелю (максимум 800 А)	108 (4,25)
Плоска панель, 2 отвори (макс. 630 А)	114 (4,5)
Плоска колодка, 4 отвори (максимум 800 А)	121 (4,75)
Тип шпильки, 1.125 - 12 різьблень (максимум 800 А)	82 (3,25)

Варіанти терміналів (продовження)

Опис	В
NOVA STS 15 110 kВ BIL	1008 (39,75)
NOVA STS 15 125 kВ BIL	1064 (42)
NOVA STS 27 125 kВ BIL	1064 (42)
NOVA STS 27 150 kВ BIL	1163 (45,75)
NOVA STS 38 170 kВ BIL	1163 (45,75)



Примітка: Всі розміри вказані в мм (дюймах).

Наведені розміри є приблизними.

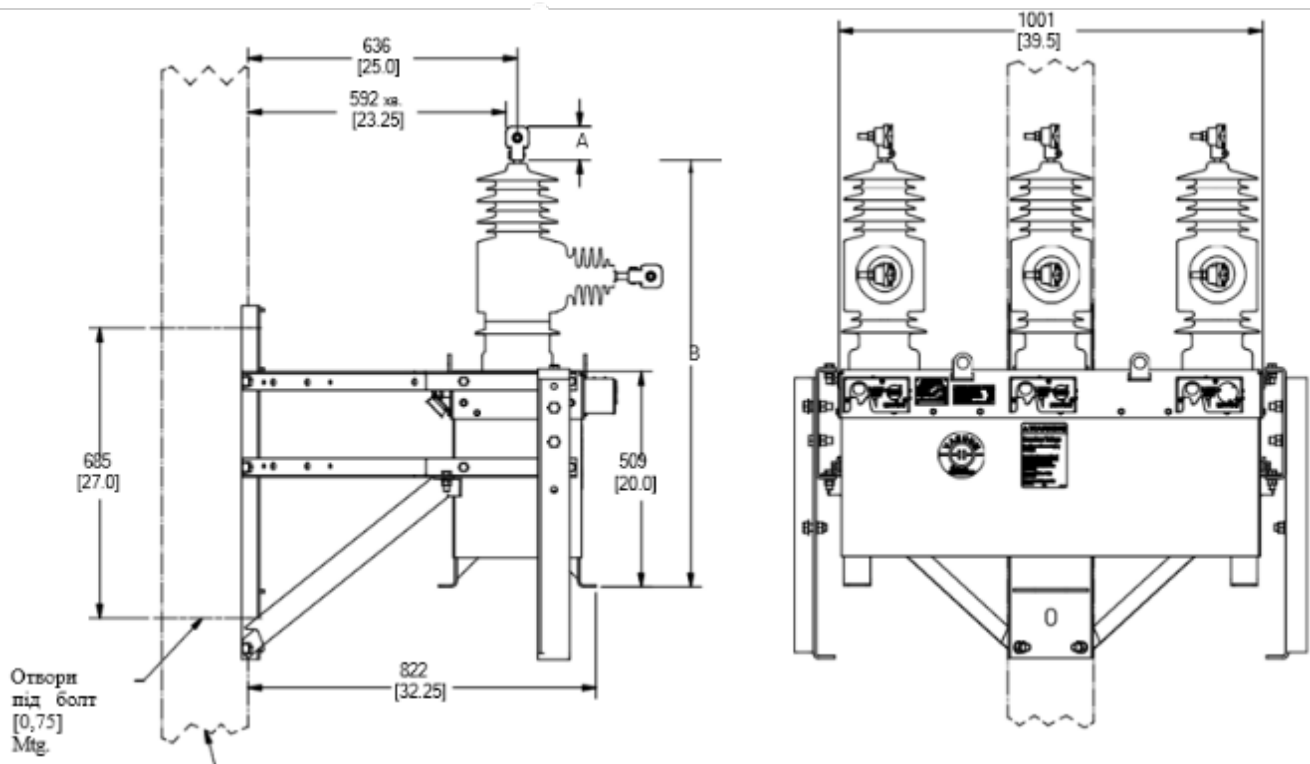
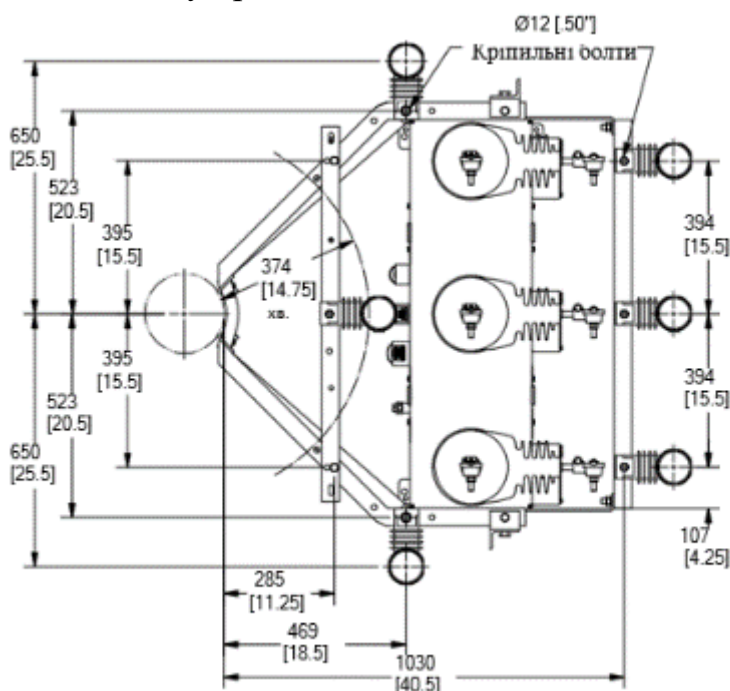


Рис. 12.27. Розміри АПВ NOVA STS з аксесуаром для монтажу на стовпі, готовим до встановлення на місці.

Кронштейни для кріплення розрядників Кронштейн для кріплення розрядника може бути прикручений до рами АПВ і кронштейна для кріплення на стовпі для додавання внутрішніх і зовнішніх розрядників. Розрядники не входять до комплекту кронштейнів.



Примітка: Всі розміри вказані в мм (дюймах).
Наведені розміри є приблизними.

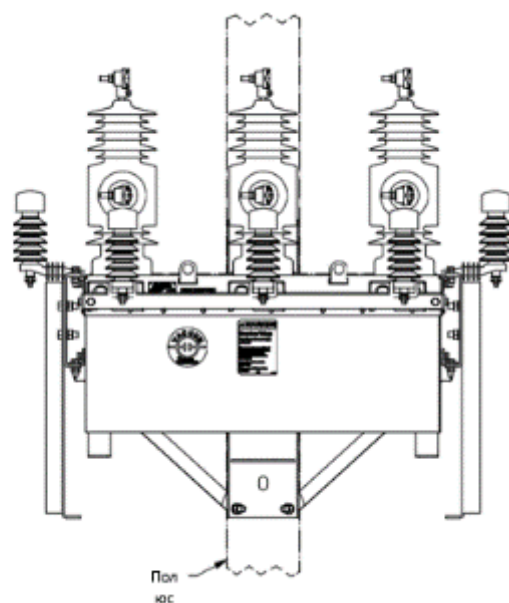
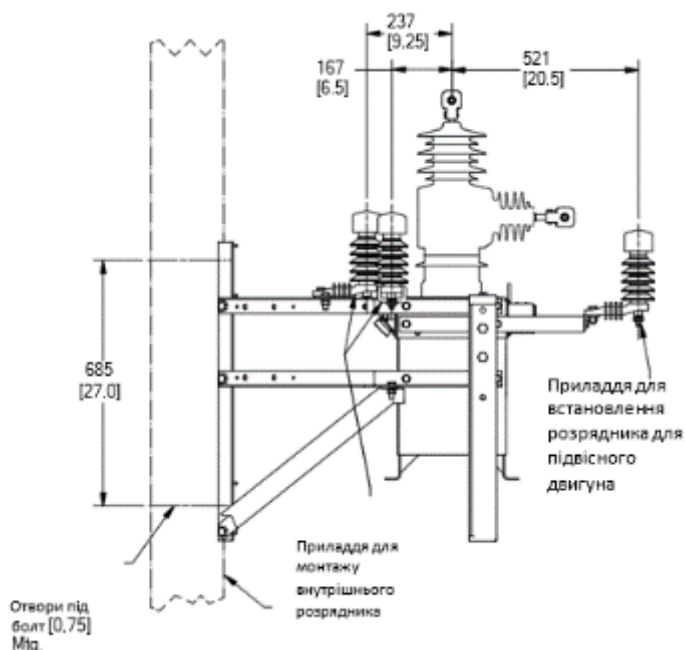


Рис. 12.28. Розміри АПВ NOVA STS з готовими до встановлення на місці кронштейнами для встановлення на опорі та кронштейном для встановлення розрядника.

АПВ NOVA STS потребує мінімального планового огляду для перевірки наявності фізичних пошкоджень та правильності роботи.

Доступ до механізму АПВ NOVA STS не повинен бути необхідним. Якщо доступ необхідний, перед будь-яким контактом з механізмом необхідно розрядити конденсатор відключення і замикання. Конденсатор зберігає електричний заряд, навіть якщо кабель керування від'єднано.

Відключення розряду і замикання конденсатора.

Тілесні ушкодження. Конденсатор вимикання та замикання зберігає електричний заряд. Завжди розряджайте конденсатор вимикання та замикання перед виконанням будь-яких робіт на механізмі. Контакт із зарядженим конденсатором може призвести до опіку шкіри або ураження електричним струмом.

Щоб розрядити тригер і закрити конденсатор:

Виведення АПВ з експлуатації. Зверніться до розділу Виведення АПВ з експлуатації цього посібника. Дотримуйтесь стандартних процедур щодо виведення АПВ з експлуатації. Зверніться до розділу цього посібника про переміщення та піднімання АПВ NOVA STS.

Під час підйому та встановлення обладнання використовуйте надійні підйомні петлі та дотримуйтесь усіх місцевих правил техніки безпеки. Підіймайте пристрій плавно і не допускайте його зсуву. Неправильне піднімання може призвести до серйозних травм, смерті та/або пошкодження обладнання.

Відкрутіть болти, що кріплять бак, і зніміть дно бака з верхньої частини.

Пошкодження обладнання. Перед розрядкою конденсатора завжди з'єднуйте кабель керування від пульта перед тим, як розряджати конденсатор. Невиконання цієї вимоги може призвести до пошкодження резистора.

Знайдіть білу кнопку розряду на кожній платі приводу, див. рис. 12.29.



Рис. 12.29. Розташування білої кнопки розряду та світлодіодного індикатора розряду на друкованій платі приводу.

Натисніть і утримуйте кнопку розрядки. Індикатор розряду загориться і поступово згасне, коли енергія конденсатора розрядиться. Це займе приблизно 45-60 секунд.

Коли світло повністю згасне, відпустіть кнопку.

Конденсатор розряджено.

Цю процедуру необхідно виконати на всіх трьох платах приводу перед проведенням технічного обслуговування.

Приблизно через двадцять хвилин розряджений конденсатор може зарядитися до 7 Вольт. Якщо це станеться, світлодіод розряду загориться, якщо натиснути кнопку розряду.

Зберіть бак. Затягніть дванадцять болтів, що кріплять бак, приблизно до 7 Нм.

Частота перевірок.

Оскільки ці пристрої АПВ застосовуються в різних експлуатаційних і кліматичних умовах, інтервали між технічним обслуговуванням найкраще визначати користувачеві на основі фактичного досвіду експлуатації. Однак АПВ з вакуумною ізоляцією слід перевіряти кожні десять років.

Високопотенційні випробування на витривалість

АПВ Eaton серії Cooper Power NOVA-STS ретельно випробовуються та налаштовуються на заводі для роботи відповідно до опублікованих даних. Кожне АПВ покидає завод готовим до встановлення, але щоб переконатися, що під час транспортування не було пошкоджень, Eaton рекомендує проводити високопотенціальні випробування перед встановленням.

Для перевірки діелектричної цілісності АПВ рекомендуються такі випробування та обладнання:

Високовольтна випробувальна установка — повинна забезпечувати відповідну напругу для визначення здатності АПВ витримувати діелектричну міцність. Для запобігання пошкодженням у разі перенапруги слід використовувати чутливі автоматичні вимикачі.

На результати випробувань АПВ NOVA, оснащених опцією вимірювання внутрішньої напруги, впливає чутливий резистор, підключений до заземлення, особливо якщо виконується випробування високим потенціалом постійного струму.

Небезпечна напруга. Розподільний пристрій (апаратура та управління) і високовольтний трансформатор повинні знаходитися у випробувальній клітці або аналогічній захищеній зоні, щоб запобігти випадковому контакту з високовольтними частинами. Надійно заземліть усе обладнання. Недотримання цієї вимоги може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Випромінювання. При напругах до вказаних випробувальних напруг випромінювання, що випускається вакуумним вимикачем, є незначним. Однак вище цих напруг може випромінюватися випромінювання, шкідливе для

персоналу. Додаткову інформацію див. в сервісній інформації S280-90-1, Інформація про номінальну випробувальну напругу вакуумного вимикача, що витримує випробування.

Виконуйте процедури для проведення випробувань на стійкість до високого потенціалу при 75% від номінальної низькочастотної витримуваної напруги протягом 60 секунд. Схеми випробувальних з'єднань наведено на рис.12.30.

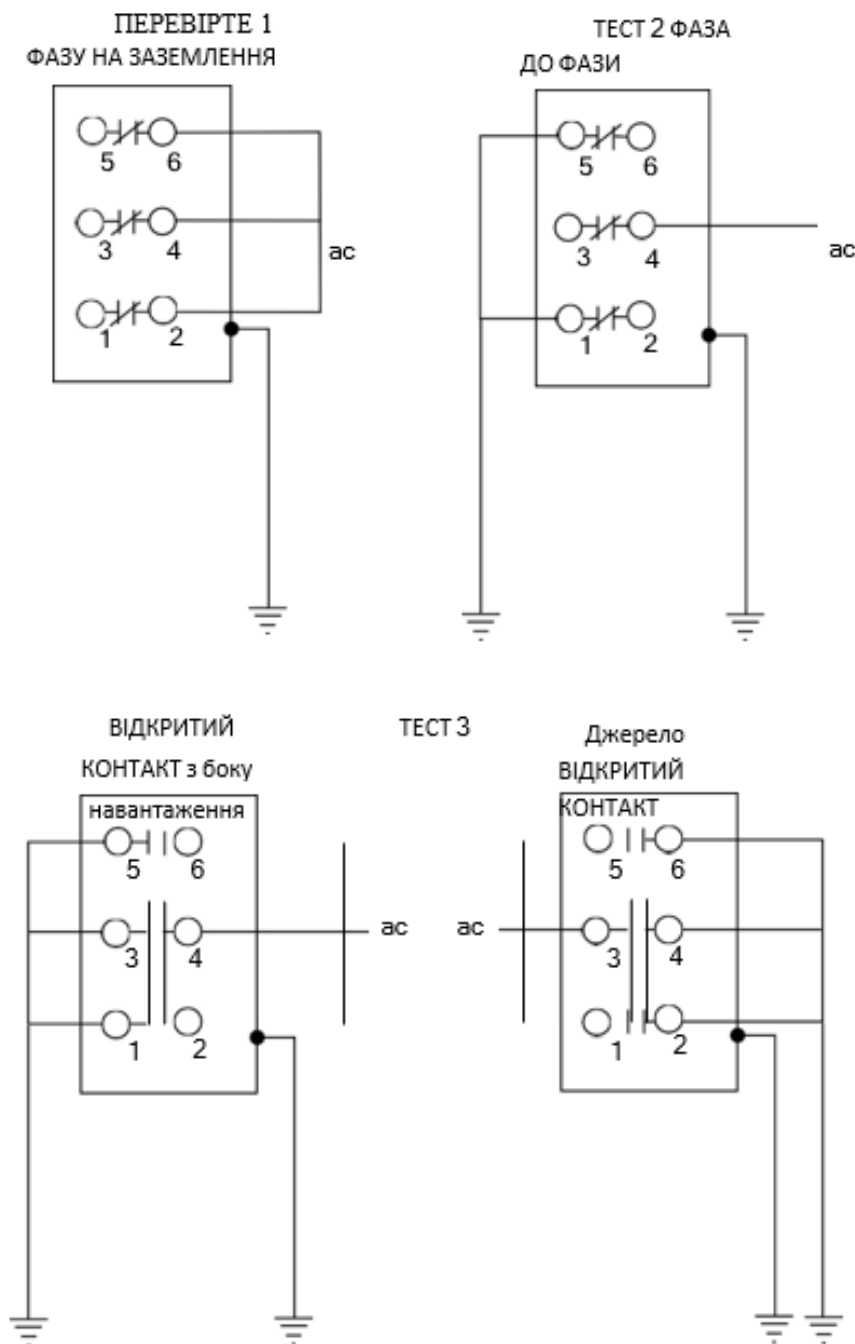


Рис. 12.30. Ідентифікація клем (вгорі) та схеми з'єднань (внизу) для випробування на стійкість до високого потенціалу.

На результати випробувань АПВ NOVA STS, обладнаних внутрішнім датчиком напруги, впливає чутливий резистор, підключений до заземлення.

Наступні випробування слід застосовувати до системи АПВ NOVA STS з одним баком, потрійним АПВ.

Тест 1

Замкніть контакти АПВ.

Заземліть пристрій АПВ.

З'єднайте клеми 2, 4 і 6 (див. рис.12.30) разом.

Подайте відповідну тестову напругу (див. табл. 12.13) на клеми 2, 4 і 6.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Тест 2

Замкніть контакти АПВ.

Заземліть пристрій АПВ.

Заземліть клеми 2 і клеми 6.

Подайте відповідну тестову напругу на клеми 3.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Тест 3

Відкрийте контакти АПВ.

Заземліть пристрій АПВ.

Підключіть і заземліть клеми 1, 3 і 5 (див. рис.12.30).

Підключіть клеми 2, 4 і 6.

Подайте відповідну тестову напругу на клеми 2, 4 і 6.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Поміняйте місцями підключення: клеми заземлення 2, 4 і 6.

Подайте тестову напругу на клеми 1, 3 і 5 на 60 секунд.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Витримати результати випробувань.

Випробування на стійкість до високого потенціалу надають інформацію про стан діелектрика АПВ і вакуумну цілісність вимикачів.

Якщо АПВ проходить випробування замкнутих контактів (випробування 1 і 2), але не проходить випробування розімкнутих контактів (випробування 3), причина, ймовірно, криється в блоці АПВ. Повторіть перевірку кожної фази окремо, щоб визначити несправну фазу або фази. Якщо АПВ не витримує випробування замкнутими контактами, причиною, ймовірно, є зменшення електричного зазору або пошкодження ізоляції.

Якщо АПВ не пройшло випробування 1, 2 або 3, зверніться до авторизованого сервісного центру або представника Eaton серії Cooper Power.

На результати випробувань АПВ NOVA, оснащених опцією вимірювання внутрішньої напруги, впливає чутливий резистор, підключений до заземлення, особливо якщо виконується випробування високим потенціалом постійного струму.

Перепрошивка модулів.

Якщо модуль АПВ NOVA піддавався зовнішньому перенапруженню, рекомендується провести перевірку, щоб переконатися в належному функціонуванні АПВ. Якщо АПВ NOVA має ознаки зовнішнього перевантаження (сліди нагару або зміна кольору), рекомендується виконати наступну процедуру:

Шунтуйте та виводьте АПВ з експлуатації, як описано в цьому посібнику.

Перевірте діелектричну міцність АПВ, провівши випробування на стійкість до високого потенціалу. Зверніться до розділу "Випробування на стійкість до високого потенціалу" цього посібника.

Перевірте корпус і підйомні петлі на наявність пошкоджень, які можуть вплинути на електричні та/або механічні характеристики. Якщо є пошкодження корпусу або підйомних затискачів, їх необхідно замінити або відремонтувати.

Огляньте модуль на предмет пошкодження клем. Зніміть пошкоджені клеми та замініть їх.

Перевірте модуль на наявність пошкоджень провідникових стрижнів (різьбові стрижні діаметром 0,63" зверху і збоку модуля для кріплення клем). Якщо є пошкодження стрижнів модуля, модуль необхідно замінити. Зверніться до авторизованого сервісного центру або представника Eaton серії Cooper Power.

Перевірте шток на наявність пошкоджень. Перевірте поверхню модуля, а також головні та другорядні навіси на наявність тріщин, отворів і великих відколів. За наявності пошкоджень модуль необхідно замінити. Зверніться до представника компанії Eaton, що займається продукцією серії Cooper Power.

Якщо пошкоджень не виявлено, очистіть модуль ізопропіловим спиртом і нейлоною губкою без подряпин, щоб видалити нагар.

Перед поверненням в експлуатацію перевірте електричну роботу, вмикаючи та вимикаючи АПВ за допомогою пульта керування. Перевірте діелектричну міцність АПВ, виконавши випробування на стійкість до високого потенціалу. Зверніться до розділу "Випробування на стійкість до високого потенціалу" цього посібника.

Усунення несправностей.

Якщо АПВ NOVA STS не працює так, як описано в розділі "Робота АПВ" цього посібника, наведена нижче інформація може допомогти в усуненні несправностей:

Пристрій не закривається:

Переконайтеся, що жовта ручка ручного керування повністю піднята (повернута в положення CLOSE).

Перевірте правильність підключення всіх кабелів.

Перевірте стан батареї, розташованої в шафі керування. Процедуру перевірки батареї див. у сервісній інформації S280-70-7 Форма 6 Інструкції з монтажу та експлуатації потрібного АПВ з мікропроцесорним керуванням, встановленим на полюсі, на основі мікропроцесора.

Пристрій не відкривається:

Перевірте правильність підключення всіх кабелів.

Перевірте стан батареї, розташованої в шафі керування. Процедуру перевірки батареї див. у сервісній інформації S280-70-7 Форма 6 Інструкції з монтажу та експлуатації потрібного АПВ з мікропроцесорним керуванням, встановленим на полюсі, на основі мікропроцесора.

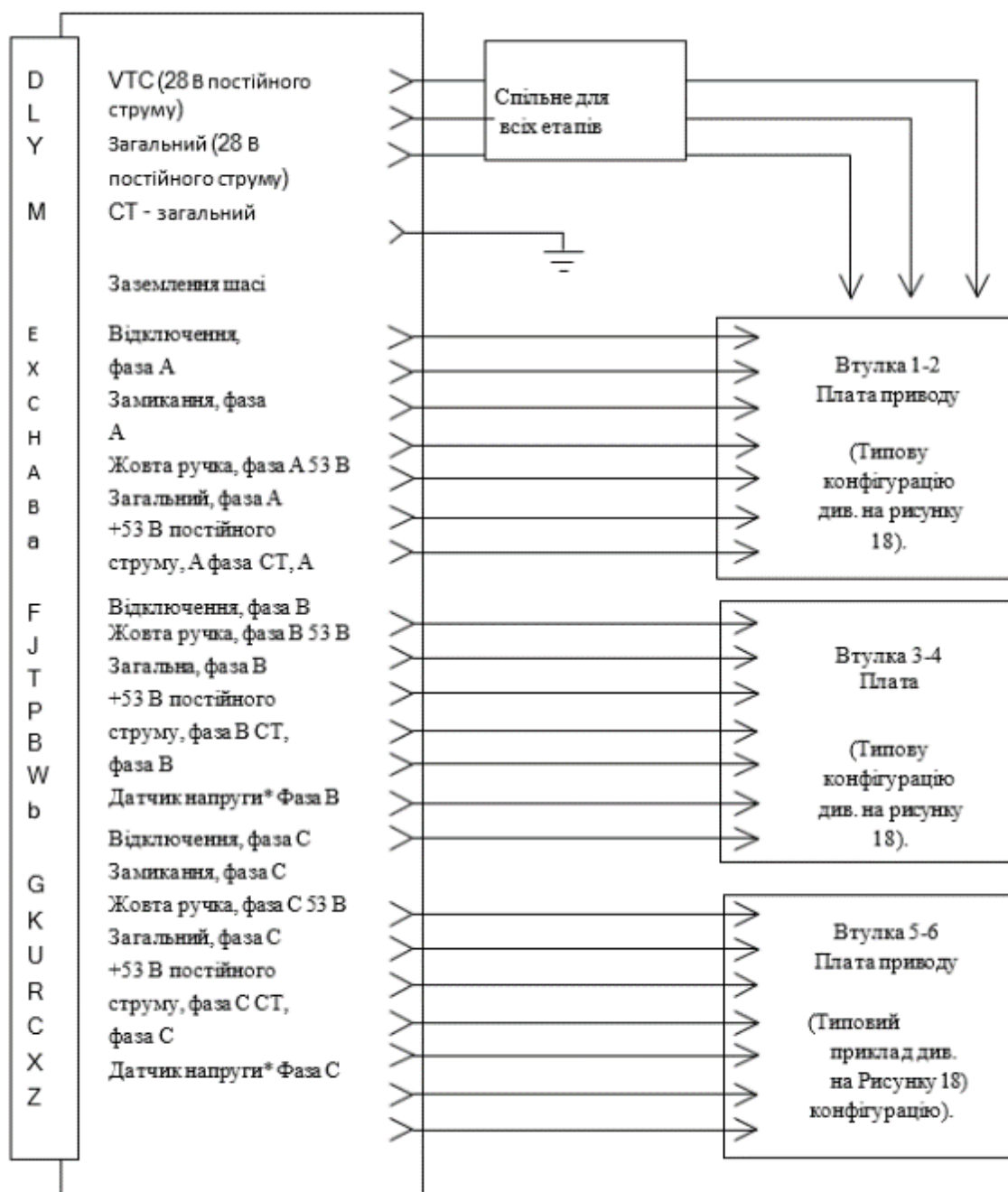


Рис. 12.31. Підключення АПВ та керування NOVA STS.

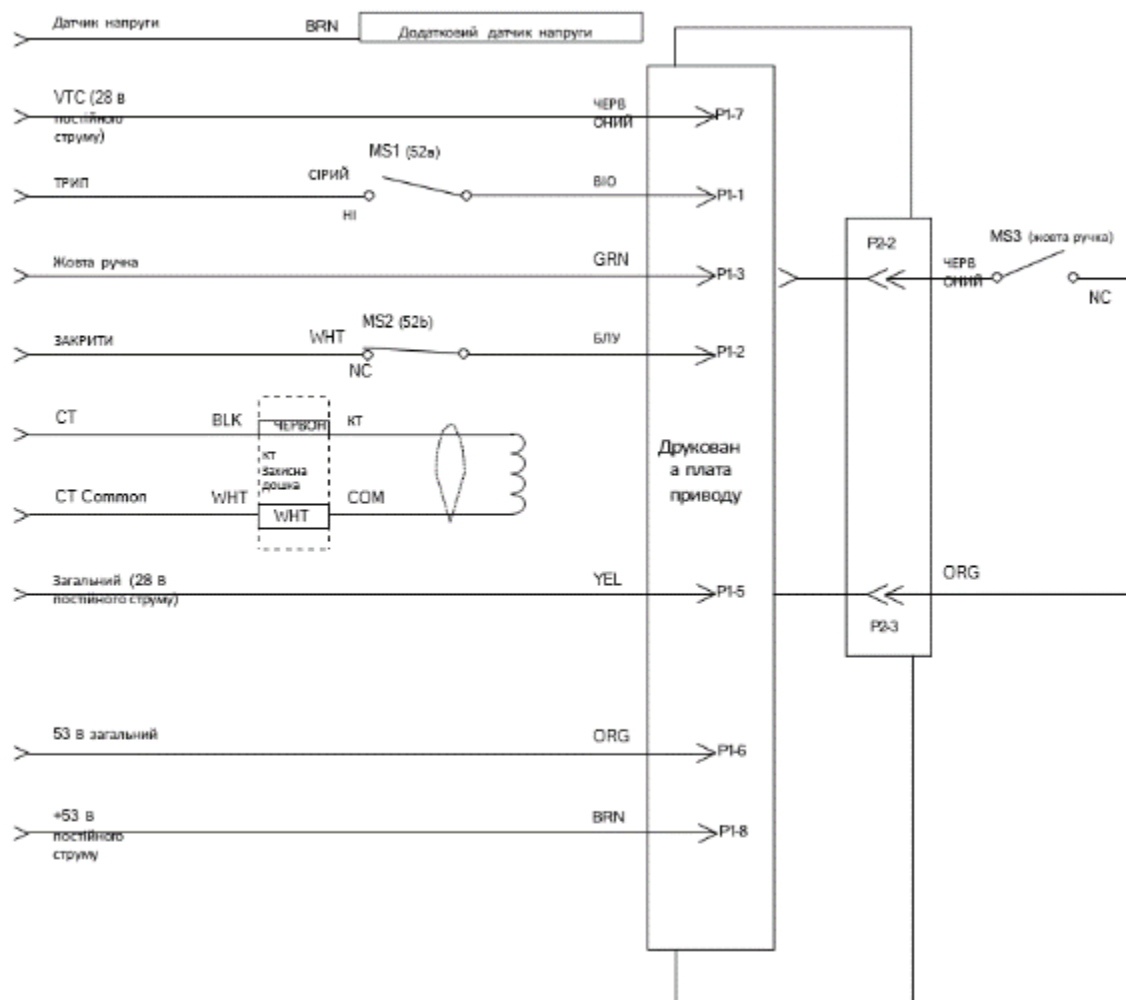


Рис. 12.32. Внутрішнє підключення потрійного АПВ NOVA STS.

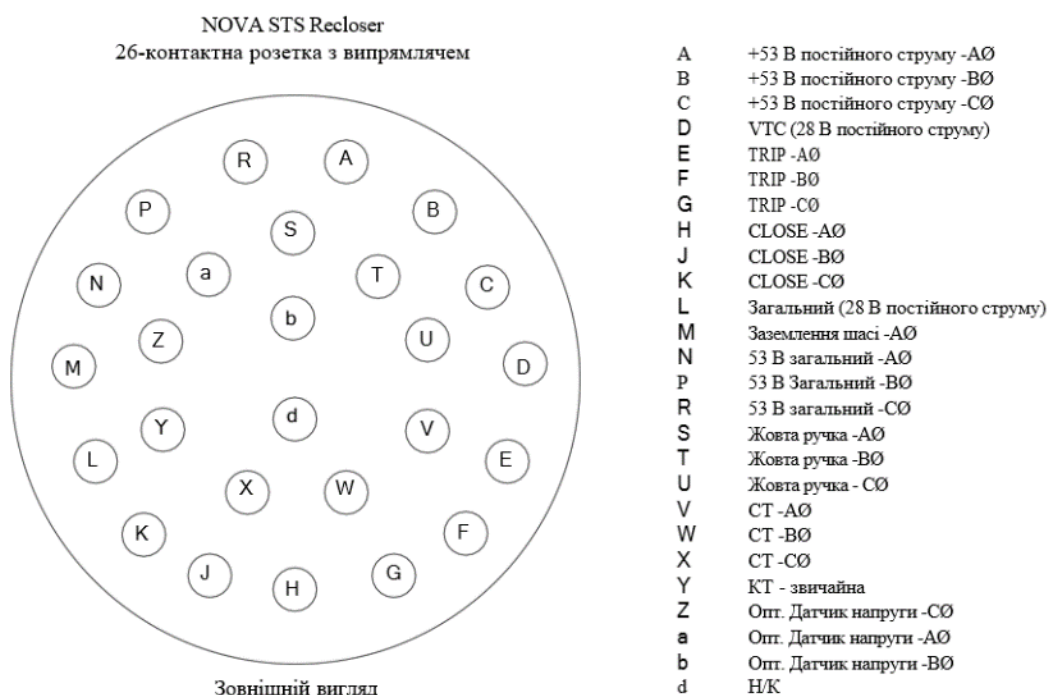


Рис. 12.33. Потрійне АПВ NOVA STS, ідентифікація контактів.

АПВ слід застосовувати в межах зазначених номінальних значень.

Перед установкою перевірте номінальні значення на заводській табличці та порівняйте з характеристиками системи в місці застосування. У таблицях 12.14 – 12.16 наведено номінальні значення та технічні характеристики АПВ типу NOVA.

У таблиці 12.17 наведено вимоги до потужності інтерфейсу з допоміжним живленням.

Таблиця 12.14

Номінальні значення напруги

Опис	15 кВ	15,5 кВ	27,0 кВ	38 кВ
Максимальна напруга	15,5 кВ	15,5 кВ	27,0 кВ	38,0 кВ
Номінальний базовий рівень імпульсу	110,0 кВ	125,0 кВ	150,0 кВ	170,0 кВ */**
Обмеження радішуму (мкВ)	100 @ 9,4 кВ	100 @ 9,4 кВ	100 @ 16,4 кВ	100 @ 23,0 кВ
Витривалість до частоти живлення, сухість	50 кВ	50 кВ	60 кВ	70 кВ
Витривалість до частоти живлення, вологий стан	45 кВ	45 кВ	50 кВ	60 кВ

Таблиця 12.15

Механічні характеристики

Опис	15 кВ	15,5 кВ	27 кВ	38 кВ
Номінальний безперервний струм	630 А*	630 А*	630 А*	630 А*
Струм короткого замикання, симетричний	12,5 кА***	12,5 кА***	12,5 кА***	12,5 кА
Створення струму, асиметричний пік	32,0 кА	32,0 кА	32,0 кА	32,0 кА
Струм зарядки кабелю	10 А	10 А	25 А	40 А

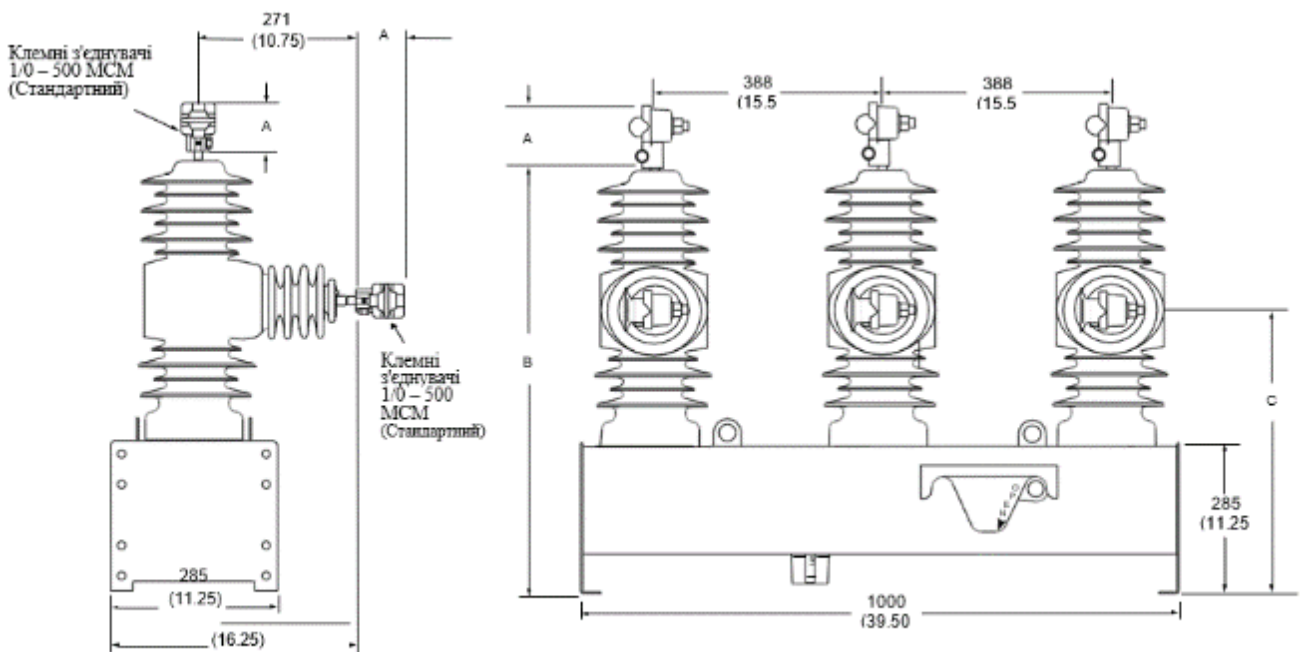
Таблиця 12.16

Робочий цикл

Тип	Відсоток рейтингу переривань	Кількість операцій підрозділу	Мінімум значення X/R ланцюга
NOVA	15–20	88	4
	45–55	112	8
	100	32	17*
	Всього	232	

Вимоги до живлення інтерфейсу з допоміжним живленням

Напруга	Нормальний струм	Робочий струм	Тривалість	Рекомендована потужність
120 В змінного струму	0,2 А	1,0 А	3 сек	150 ВА
240 В змінного струму	0,1 А	0,5 А	3 сек	150 ВА
48 В постійного струму	0,4 А	2,0 А	3 сек	150 ВА
125 В постійного струму	0,2 А	1,0 А	3 сек	150 ВА
250 В постійного струму	0,1 А	0,5 А	3 сек	150 ВА



Примітка: Всі розміри вказані в мм (дюймах). Наведені розміри є приблизними.

Рис. 12.34. Розміри АПВ типу NOVA (зображено NOVA 27).

Інтерфейс на основі управління.

Механізм АПВ типу NOVA з інтерфейсом, що живиться від контролера, повністю сумісний з мікропроцесорними контролерами Eaton Cooper Power серії Form 4C, Form 5 і Form 6, оснащеними необхідним перетворювачем постійного струму в постійний, інтерфейсною схемою та повністю екранованим 19-контактним кабелем. Він не сумісний з блоками керування типів F3A та FXB.

Інтерфейс з живленням від контролера включає 19-контактну розетку на АПВ і внутрішні нагрівачі (для контролю вологості), що живляться від вхідного джерела живлення (змінного або постійного струму).

АПВ NOVA з керуванням, виготовлені після вересня 2004 року, потребують інтерфейсу з відключенням/замиканням напруги (VTC) та пристрою керування з підтримкою VTC для відключення та замикання. Ця вимога VTC застосовується до трифазних пристроїв АПВ з керуванням АПВ NOVA з серійними номерами 100 000 і вище або такими, що починаються з символів CP57 (див. табл. 12.13).

АПВ NOVA із серійними номерами менше 100 000 не потребують пристрою керування з підтримкою VTC. Серійний номер вказано на заводській табличці АПВ.

Плата перетворювача постійного струму в постійний перетворює напругу акумулятора 24 В постійного струму в 53 В постійного струму для заряджання конденсаторів розмикання/замикання в механізмі NOVA. На платі перетворювача постійного струму в постійний також розміщені схеми моніторингу та кондиціонування напруги, які захищають батарею від виходу з ладу і забезпечують відмикання/замикання без живлення від мережі змінного струму. За живлення змінного струму на електронному блоці управління, керуюча батарея забезпечить операції відмикання та замикання. Повна послідовність з чотирьох відключень з мінімальними інтервалами АПВ, налаштованими для кожного елемента керування, може бути виконана без живлення змінного струму. Система АПВ і керування здатна виконувати більше однієї тисячі операцій АПВ лише від батареї.

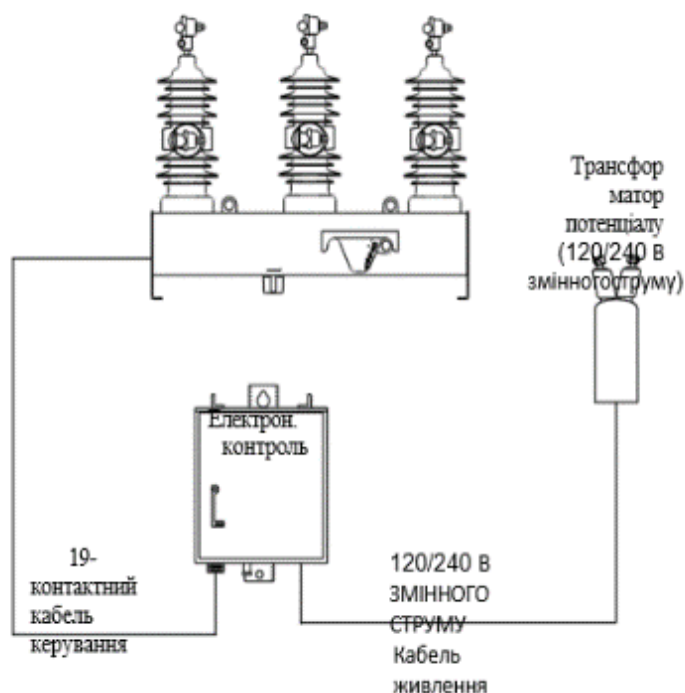


Рис. 12.35. Конфігурація АПВ NOVA з керуванням та потенційною входною потужністю трансформатора.

Інтерфейс з додатковим живленням.

Інтерфейс АПВ типу NOVA з додатковим живленням повністю сумісний зі стандартними мікропроцесорними пристроями керування Cooper Power серій FXB, Form 4C, Form 4D, Form 5 і Form 6 і стандартними 14-контактними кабелями керування. Він не сумісний з блоком керування типу F3A.

Інтерфейс з додатковим живленням включає в себе як 14-контактний роз'єм на пристрої АПВ, так і внутрішні нагрівачі (для контролю вологості) також включені.

Механізм АПВ типу NOVA з додатковим живленням сумісний з напругою 120 В змінного струму, 240 В змінного струму або 250 В постійного струму відповідно до конфігурації, вказаної під час замовлення.

Підключено допоміжне вхідне джерело живлення (змінного або постійного струму) до 2-контактного гнізда, розташованого поруч із 14-контактним гніздом керування. Це забезпечує живлення конденсаторів спрацьовування та замикання і нагрівачів АПВ.

Допоміжний вхід постійного струму.

Конденсатори вимикання та замикання живляться від джерела постійного струму. При втраті живлення постійного струму конденсатори АПВ підтримуватимуть потужність АПВ протягом декількох хвилин. Якщо конденсатори розряджаються, АПВ не працює до відновлення живлення постійного струму.

Допоміжний вхід змінного струму.

Конденсатори АПВ заряджаються як від допоміжної мережі змінного струму, так і від пристрою АПВ. Це стосується пристроїв АПВ з внутрішнім акумулятором, але не стосується пристроїв АПВ форми 6 для встановлення в стійку або на подвір'я, які використовують зовнішнє живлення від підстанції.

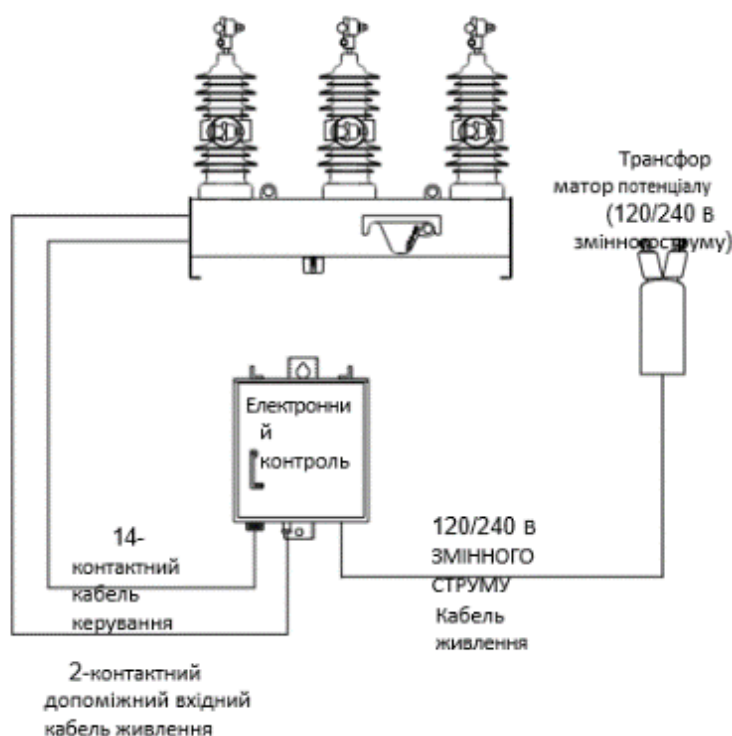


Рис.12.36. Конфігурація механізму АПВ NOVA з допоміжним живленням та потенційною вхідною потужністю трансформатора.

При втраті живлення змінного струму конденсатори будуть безперервно заряджатися від акумуляторної батареї керування для забезпечення відключення, а також буде заряджатися краплинно для забезпечення резервного закриття.

Заряд на конденсаторах буде підтримуватися протягом усього часу роботи керуючої батареї. Почекайте одну хвилину між операціями АПВ для перезарядки конденсаторів. Однак АПВ NOVA готове до спрацьовування одразу після виконання АПВ. Якщо заряд батареї розряджається до рівня відключення, АПВ відключається до відновлення живлення від мережі змінного струму.

Подайте на АПВ NOVA додаткове живлення змінного струму, щоб зарядити конденсатори.

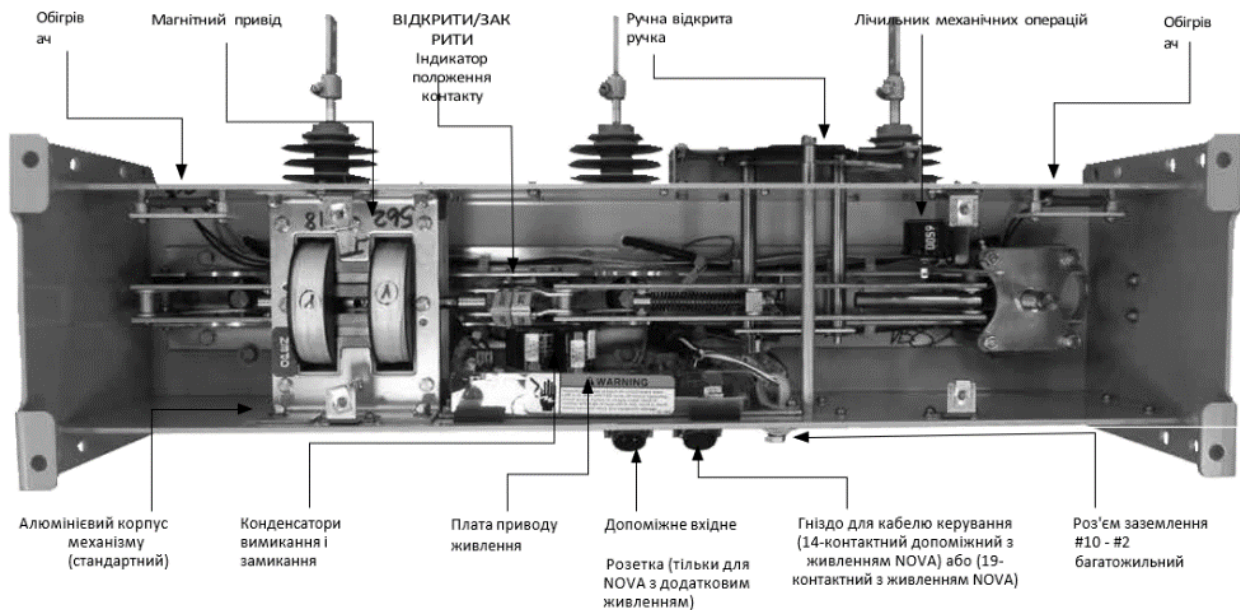


Рис. 12.37. Механізм АПВ типу NOVA (вигляд знизу АПВ зі знятою нижньою кришкою та захисним екраном плати приводу).

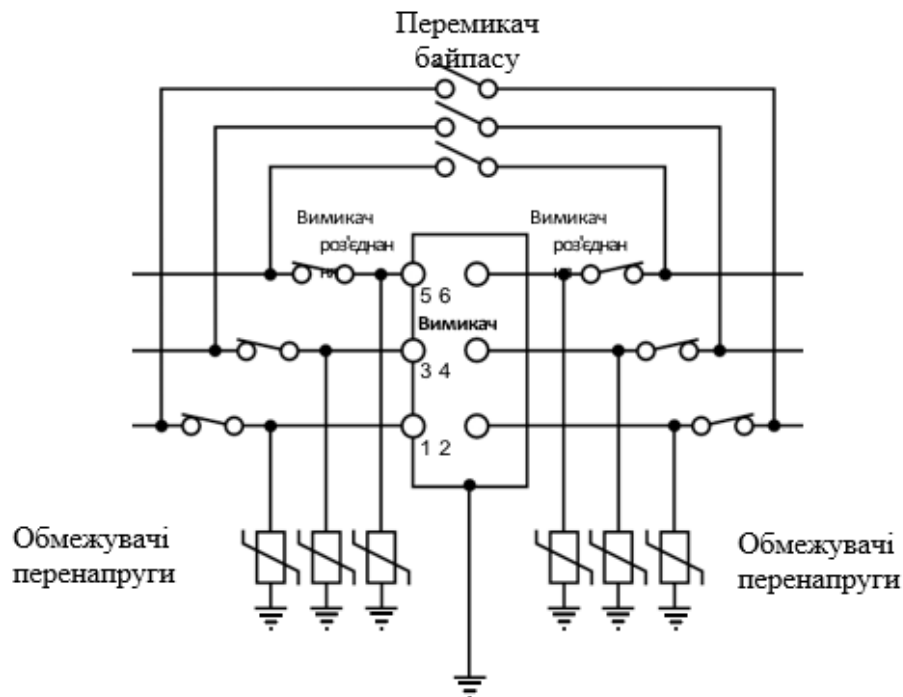


Рис. 12.38. Схема підключення показує повний захист від перенапруги та ілюструє вимикачі байпасу та роз'єднувачі.

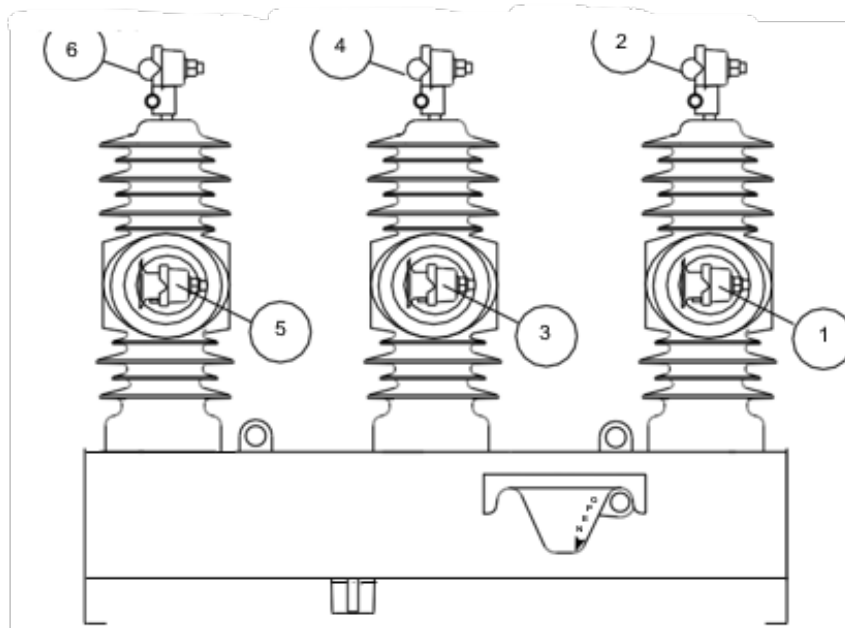


Рис.12.39. Ідентифікація клем АПВ типу NOVA.

Видалення Recloser з сервісу:

✓ Заблокуйте відключення на землю за допомогою панелі керування.
Зверніться до інструкцій до пульта керування, підключеного до АПВ.

✓ Замкніть усі три перемикачі байпасу.

✓ Потягніть вниз жовту ручку керування за допомогою гарячої палички.
Жовта ручка керування розташована під кожухом АПВ.

✓ Блок керування відчує, що АПВ розімкнене, і відобразить на передній панелі індикацію РОЗКР/ЗАКР на передній панелі.

✓ Відкрийте вимикачі джерела та навантаження.

✓ Від'єднайте батарею керування.

Неправильна робота обладнання. Перед від'єднанням або повторним підключенням кабелю керування до пульта керування відключіть усі джерела живлення пульта перед від'єднанням або повторним підключенням кабелю керування. Невиконання вимог може призвести до неправильного спрацювання АПВ під час від'єднання або повторного під'єднання кабелю керування до блока керування.

Вимикачі для датчиків змінного струму та підключення живлення необхідні для ізоляції системи керування для тестування та обслуговування.

Від'єднайте від контролера датчики змінного струму та силові з'єднання за допомогою окремого вимикача.

Від'єднайте кабель керування від АПВ.

Дотримуйтесь стандартних процедур щодо виведення АПВ з експлуатації.

Компанія Eaton рекомендує транспортувати АПВ NOVA в закритому положенні, щоб максимізувати експлуатаційні характеристики пристрою.

Небезпечна напруга. Відкриті вторинні обмотки ТН можуть генерувати високу напругу. Дотик до контактів ТТ від'єданого кабелю призвести до ураження електричним струмом і навіть до травм. Відкриті контакти АПВ та перед від'єднанням кабелю керування розімкніть роз'єднувачі перед від'єднанням кабелю керування.

Небезпечна напруга. Провідники кабелю, під'єдані до елементів керування, залишаються під напругою 53 В постійного струму та 120/240 В змінного струму, коли вони під'єдані до елемента керування. Дотик до будь-яких контактів на кінці кабелю, прямо чи опосередковано підключеного до блока керування, може призвести до травмування або пошкодження обладнання. Від'єднайте батарею та зовнішні джерела живлення в блоці керування, а потім від'єднайте кабель керування з боку блока керування, перш ніж від'єднувати його з боку АПВ.

Заземлення NOVA АПВ.

У разі на опорах, для належного захисту обладнання необхідно виконати заземлення між АПВ, трансформатором, пристроєм керування АПВ та обладнанням SCADA. Розмір заземлення полюса повинен відповідати місцевим нормам для мінімізації імпедансу між АПВ та блоком керування.

Усі зовнішні входи до контролера повинні бути прокладені в межах 8 дюймів від відповідного заземлення. Під час перенапруги в провідниках може розвинути потенціал приблизно 1,5 кВ на фут. Різниця між провідником і довжина заземлення може створювати додаткове навантаження на компоненти керування в разі стрибків напруги.

Будь-який зовнішній датчик напруги, встановлений з АПВ NOVA, повинен бути підключений до заземлення АПВ.

Використання заземлювального килимка може знадобитися залежно від місцевих правил безпеки, що визначають допустимі рівні кроку та потенціалу дотику. Ознайомтеся з місцевими правилами щодо належних процедур заземлення.

Заземлення за допомогою місцевого трансформатора напруги живлення: 4-провідний багатозаземлений, 3-провідний незаземлений або імпедансний заземлювач

Установка з місцевим трансформатором напруги живлення повинна включати наступне (див. рис.12.40.):

- ✓ Захист вводів АПВ і трансформатора живлення блискавковідводами.
- ✓ Заземлення головки АПВ і бака.
- ✓ Заземлення бака трансформатора.
- ✓ Заземлення шафи управління.
- ✓ Заземлення обладнання SCADA.

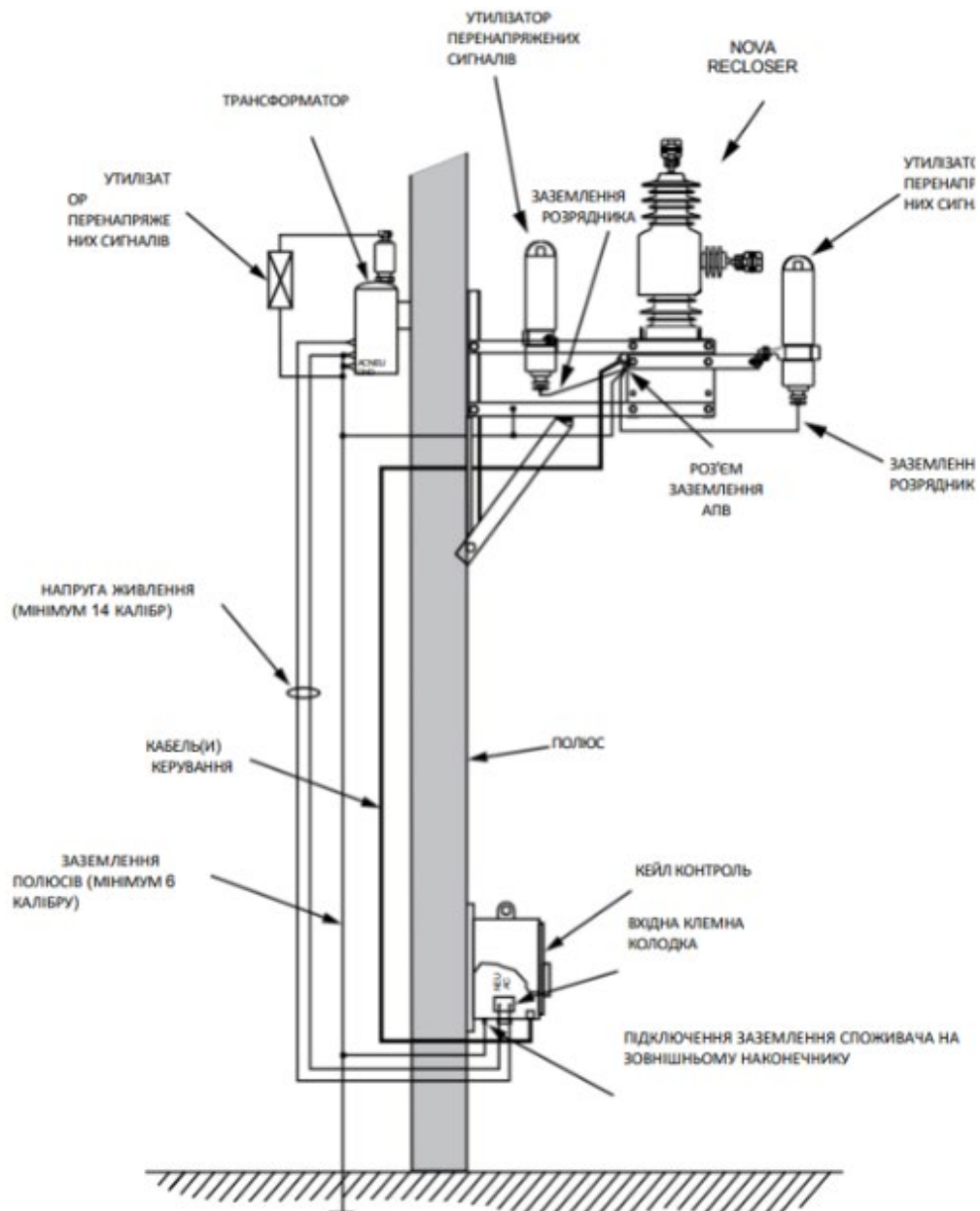


Рис. 12.40. Рекомендований спосіб заземлення для АПВ NOVA з мікропроцесорним керуванням і локальним трансформатором напруги живлення серії Cooper Power від Eaton.

Заземлення за допомогою дистанційного трансформатора напруги живлення: 4-провідний багатозаземлений, 3-провідний незаземлений або імпедансне заземлення

Установка з дистанційним трансформатором напруги живлення повинна включати наступне (див. рис. 12.41.):

- ✓ Захист ввів АПВ і трансформатора живлення блискавковідводами.
- ✓ Заземлення головки АПВ і бака.
- ✓ Заземлення бака трансформатора.
- ✓ Заземлення шафи управління.
- ✓ Заземлення обладнання SCADA.

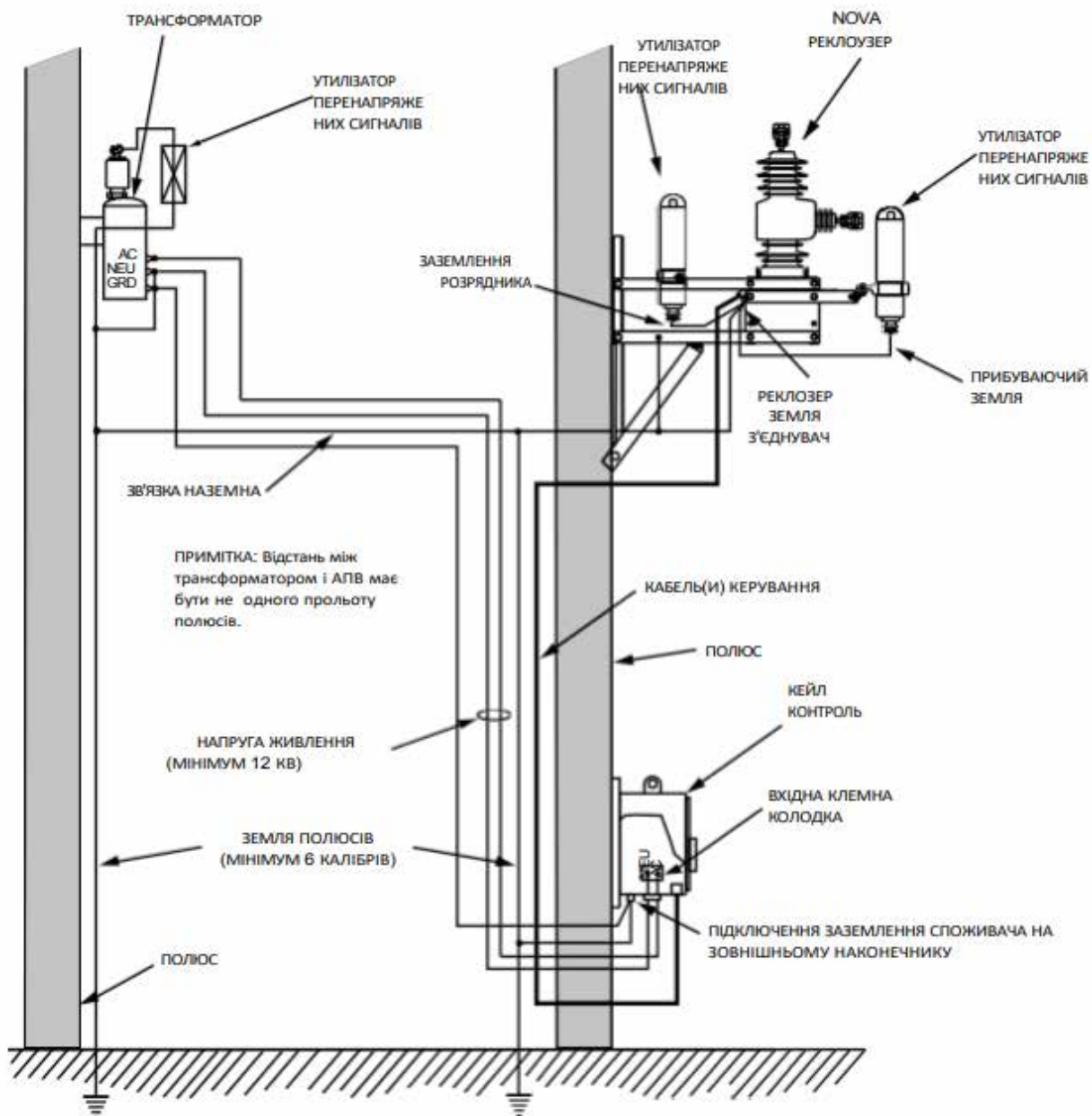


Рис. 12.41. Рекомендований спосіб заземлення для АПВ NOVA з мікропроцесорним керуванням і дистанційним трансформатором напруги живлення серії Cooper Power від Eaton.

Заземлення в 3-провідній системі з уніфікованим заземленням.

Установка в 3-провідній системі з уніфікованим заземленням повинна включати наступне (див. рис.12.42.):

- ✓ Захист введів АПВ і трансформатора живлення блискавковідводами.
- ✓ Заземлення головки АПВ і бака.
- ✓ Заземлення бака трансформатора.
- ✓ Заземлення шафи управління.
- ✓ Заземлення обладнання SCADA.

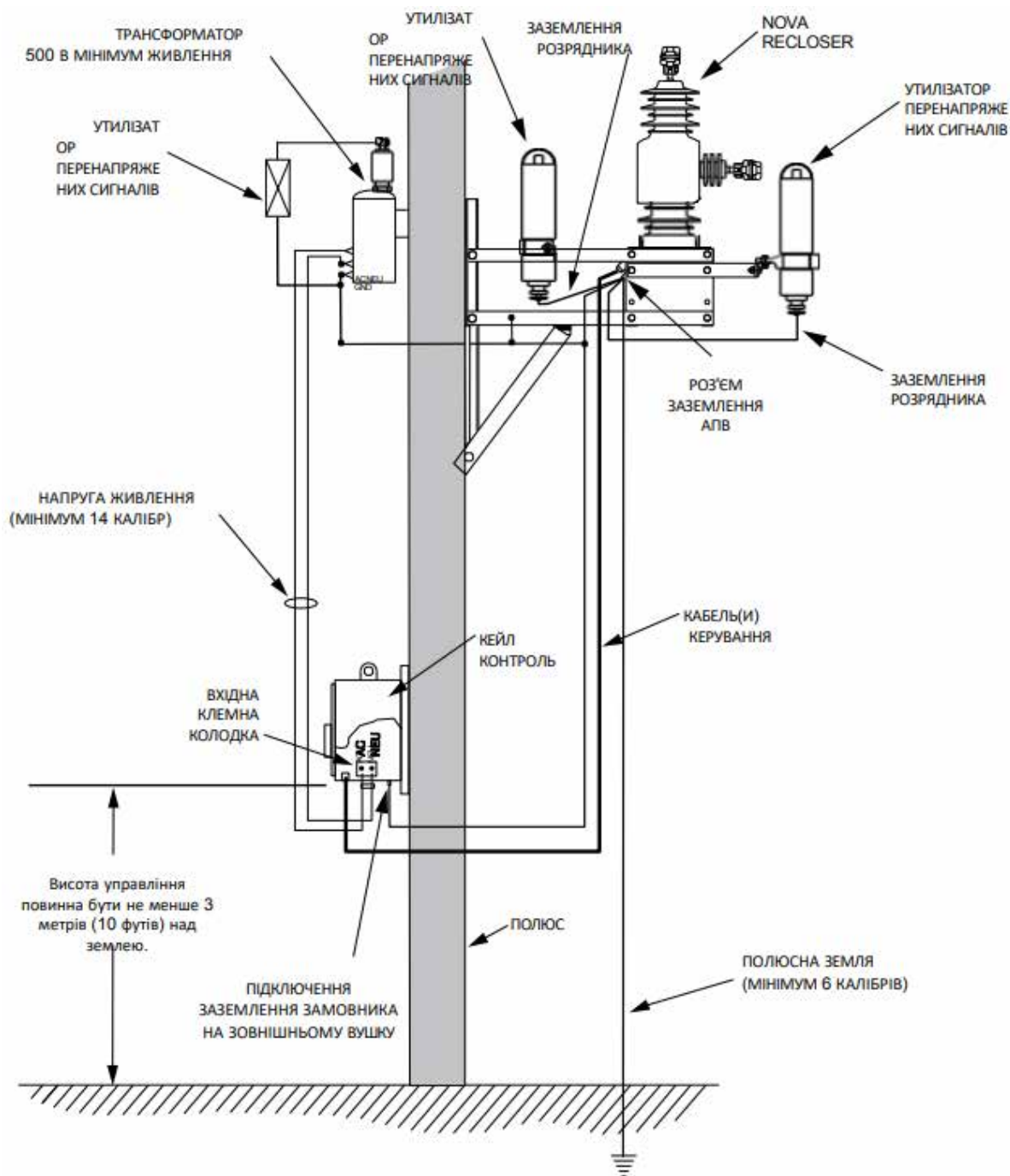


Рис. 12.42. Рекомендований спосіб заземлення для АПВ NOVA з мікропроцесорним керуванням Eaton серії Cooper Power на 3 дроти однозаземлена система.

Небезпечна напруга. Під час обслуговування цього обладнання використовуйте місцеві затверджені процедури безпеки оператора для забезпечення належної ізоляції. Висока напруга кроку та потенціал дотику характерні для систем із глухим заземленням. Недотримання вимог може призвести до смерті або серйозних травм.

Експортований потенціал. Не встановлюйте прямих електричних з'єднань з віддаленими пристроями. Все обладнання SCADA повинні бути встановлені

локально або підключені допомогою оптоволоконного або радіоканалу. Пряме з'єднання з віддаленими пристроями може призвести до випромінювання електромагнітного випромінювання, що може спричинити пошкодження обладнання або травмування людей.

Небезпечна напруга. Не використовуйте загальну низьковольтну мережу для живлення пристрою АПВ, якщо тільки мережа не розрахована на максимальне підвищення потенціалу заземлення. Замикання на землю у високовольтній мережі може призвести до підвищення потенціалу заземлення.

У разі на полюсі, для належного захисту обладнання необхідно виконати заземлення між АПВ, трансформатором, пристроєм керування АПВ та обладнанням SCADA. Розмір заземлення полюса повинен відповідати місцевим нормам для мінімізації імпедансу між АПВ та блоком керування.

Усі зовнішні входи до контролера повинні бути прокладені в межах 8 дюймів від відповідного заземлення. Під час перенапруги в провідниках може розвинути потенціал приблизно 1,5 кВ на фут. Різниця між провідником і довжина заземлення може створювати додаткове навантаження на компоненти керування в разі стрибків напруги.

Електрична експлуатація.

АПВ типу NOVA використовує інтерфейсну схему, розташовану в корпусі механізму. Електронна схема інтерфейсу керує сигналами розмикання та замикання, що подаються на магнітний привід. Доступні варіанти інтерфейсу є живленням від керування та допоміжним живленням.

Індикатор положення ВІДКР./ЗАКР.

Небезпечна напруга. Ніколи не покладайтесь на відкрите положення рукоятки керування або індикатор положення контакту; це не гарантує, що лінія знеструмлена. Дотримуйтесь усіх місцевих правил техніки безпеки. Недотримання цих правил може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить спричинити смерть або тяжкі тілесні ушкодження.

Індикатор положення контакту ВІДКРИТО/ЗАКРИТО складається з червоного індикатора ЗАКРИТО і зеленого індикатора ВІДКРИТО, розташовані на нижній частині корпусу механізму (рис. 12.43).

Керування гарячою паличкою (ручне відкриття, електричне закриття)

Небезпечна напруга. Під час роботи з цим обладнанням завжди використовуйте гарячу паличку. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми.

АПВ можна відкрити вручну, потягнувши вниз жовту ручку ручного розмикання, розташовану на передній панелі АПВ (рис.12.43). Щоб закрити АПВ після ручного розмикання, спочатку натисніть жовту ручку ручного розмикання вгору. Потім, використовуючи мікропроцесорне керування, замкніть вимикач.

Якщо жовта ручка ручного розмикання залишається в нижньому положенні, АПВ не може бути замкнено електрично.

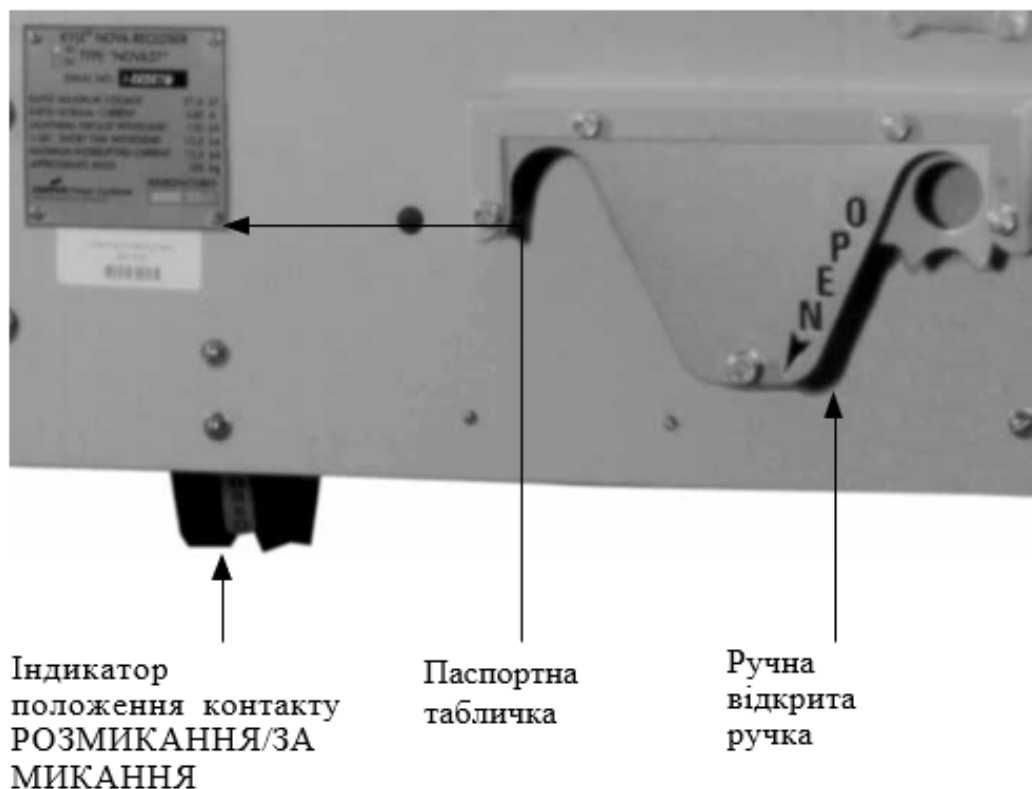


Рис. 12.43. Індикатор положення контактів АПВ типу NOVA "ВІДКР/ЗАКР", табличка з технічними даними та ручна рукоятка "ВІДКРИТО".

Внутрішня напруга. Варіант датчика встановлення.

Це обладнання не призначене для захисту людського життя. Під час встановлення та експлуатації цього обладнання дотримуйтесь усіх місцевих процедур і правил техніки безпеки. Недотримання цих вимог може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Небезпечна напруга. Під час роботи з цим обладнанням завжди використовуйте ізолюючу штангу. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми.

Небезпечна напруга. Надійно заземліть усе обладнання. Недотримання цієї вимоги може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Вимикачі живлення змінного струму необхідні для ізоляції системи керування для тестування та обслуговування.

Небезпечна напруга. Якщо клеми з'єднаннями місцями, внутрішній датчик напруги може показувати нульову напругу при розімкнених контактах. Не покладайтесь на внутрішнє вимірювання напруги, щоб переконатися, що напруга дорівнює нулю і лінія знеструмлена. Завжди дотримуйтесь належної техніки безпеки та використовуйте окремий метод виявлення для перевірки знеструмленого стану. Невиконання цієї вимоги може призвести до контакту з високою напругою, що спричинить смерть або серйозні травми чи поранення.

Пошкодження обладнання може статися, якщо значення крутного моменту перевищені.

Внутрішні датчики напруги використовують резистивний дільник напруги для забезпечення низьковольтного входу для керування АПВ NOVA.

Зверніться до розділу "Встановлення" цього посібника для отримання інформації про процедуру встановлення АПВ NOVA.

Під час встановлення регулятора виконуйте підключення опції датчика напруги, як зазначено в цих посібниках з технічного обслуговування.

Перевірте правильність заземлення пристрою АПВ NOVA та блоку керування перед виконанням будь-яких високовольтних з'єднань і перед випробуванням високим потенціалом. Належне заземлення складається з хорошого електричного заземлення до роз'єму заземлення перенапруги, розташованого на корпусі механізму. Забезпечте надійне електричне з'єднання із заземленням шафи керування.

Пофарбовані поверхні корпусу механізму можуть перешкоджати підключенню заземлення до корпусу АПВ. Завжди забезпечуйте надійне електричне з'єднання з роз'ємом заземлення перенапруги механізму. Погане заземлення корпусу механізму може призвести до наявності високої напруги на корпусі механізму, пов'язаної з високовольтними резисторними з'єднаннями, що використовуються з внутрішнім датчиком напруги.

Щоб забезпечити правильну установку цього кабелю, надійно закріпіть алюмінієве кільце кабельної муфти.

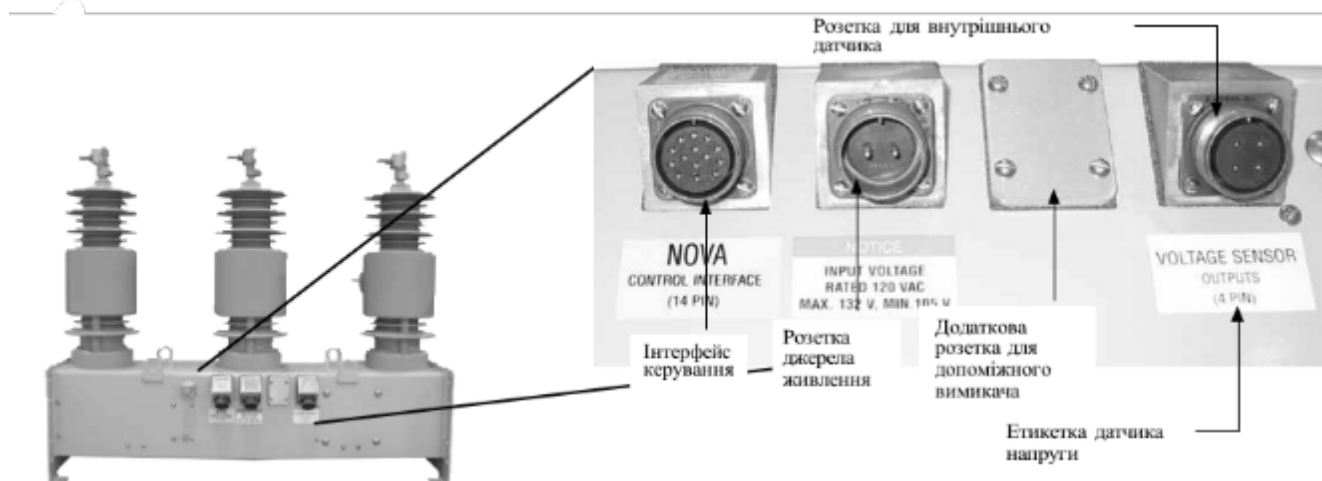


Рис. 12.44. Кабельні розетки АПВ типу NOVA з опцією внутрішнього датчика напруги (показано АПВ типу NOVA з 14-контактним інтерфейсом керування).

Небезпечна напруга. Не торкайтеся штепсельних з'єднань кабелю керування/вимірювання напруги. Якщо АПВ увімкнено, а кабель керування/вимірювання напруги від'єднано від АПВ або системи керування, на розетці буде присутня напруга 250 В змінного струму. Дотик до цієї напруги може призвести до травмування.

АПВ обладнано 4-контактною гніздовою розеткою (див. рис. 12.44), яка з'єднується з блоком керування за допомогою екранованого 4-провідного кабелю. Додаткове приладдя для керування містить 4-контактну штепсельну розетку на блоці керування (див. рис.12.45).

Несправність обладнання. Перед підключенням кабелів переконайтеся, що всі контакти роз'єму та обидві поверхні, що сполучаються, чисті та сухі. Забруднення може призвести до помилок вимірювання напруги. Недотримання цієї вимоги може призвести до неправильної роботи пристрою керування та АПВ.

Електричні роз'єми АПВ, керування та кабелю повинні бути чистими та сухими. Забруднені поверхні можна очистити денатурованим спиртом, а вологі поверхні роз'ємів можна висушити за допомогою теплової гармати. Сухість поверхонь особливо важлива для кабельних з'єднань внутрішнього датчика напруги. Може впливати на точність датчиків.

Неправильна робота обладнання. Не підключайте цей пристрій АПВ до увімкненого АПВ, доки всі параметри керування не будуть належним чином запрограмовані та перевірені. Зверніться до інформації з програмування для цього пристрою. Невиконання цієї вимоги може призвести до неправильної роботи пристрою керування та АПВ, пошкодження обладнання та травмування людей.

Підключіть кабелі керування, кабелі живлення та кабелі датчиків до блока керування. Перевірте правильність підключення кабелів/розеток. Неправильне підключення кабелів може призвести до пошкодження АПВ та/або блока керування.

Завершіть програмування керування перед підключенням високовольтної лінії. Зверніться до розділу Експлуатація цього посібника. Перевірте правильність номінальної напруги обладнання. Перевірте правильність програмування керування для корекції коефіцієнта передачі та кута зсуву фаз для номінальної напруги обладнання.

Виконайте відповідні електричні підключення до клем АПВ. Перевірте правильність клем з боку навантаження (вертикальні вводи) і з боку джерела (горизонтальні вводи). Це необхідно для правильної роботи внутрішнього датчика напруги. Увімкніть АПВ і перевірте вихідну напругу в системі керування.

Коли АПВ знаходиться під напругою, вихідний сигнал АПВ на блок керування становить приблизно 6 В (залежно від первинної напруги). Якщо кабель датчика від'єднано в блоці керування або АПВ, вимірювання напруги вихідний сигнал - 250 В змінного струму. Розетки як на АПВ NOVA, так і на кабелі вимірювання напруги (кінець керування) 4-контактні гніздові роз'єми для мінімізації випадкового контакту з виходами датчиків напруги. Вхідний опір керування АПВ на датчиках напруги знижує напругу до 6 В під час нормальної роботи.

Форма 5 Налаштування управлінням

Регулятор форми 5 має бути запрограмований з налаштованим коефіцієнтом датчика напруги та корекцією кута зсуву фаз (див. табл.12.18. – табл.12.19). Ці параметри вводяться на екрані Форма 5 Параметри датчика напруги (рис.12.46).

Модуль інтерфейсу АПВ (RIF) форми 5 повинен бути налаштований на 12 В для введів на стороні джерела. (Виводи на стороні навантаження не налаштовані на роботу з внутрішнім опцією датчика напруги і налаштовуються, як описано в Формі 5 Посібник з програмування).



Рис.12.45. Форма 5 гнізда датчика напруги керування.

	RIF Input Voltage Setting	Adjusted Voltage Sensor Ratio	Phase Angle Correction (DEG)
Bushing 1	12	140.84	-3.3
Bushing 2	120	120	0
Bushing 3	12	140.84	-3.3
Bushing 4	120	120	0
Bushing 5	12	140.84	-3.3
Bushing 6	120	120	0

Рис.12.46. Екран «Параметри датчика напруги форми 5 керування».

Крім того, функцію "Фантомна фаза" не можна ввімкнути на контролері Form 5, якщо використовується опція вимірювання напруги.

Для отримання інформації про встановлення та експлуатацію системи керування форми 5 зверніться до сервісної інформації S280-79-10.

Таблиця 12.18

Керування АПВ

Вимикач	Форма 4D співвідношення РТ	Форма 5 Коефіцієнт датчика напруги	Коефіцієнт РТ за формою 6
NOVA 15	1175:1	140.84:1	1100:1
NOVA 27	2360:1	281.69:1	2200:1
NOVA 38	2360:1	281.69:1	2200:1

Таблиця 12.19

Регулювання фазового кута

Довжина кабелю	Форма 4D	Форма 5	Форма 6
Фазовий зсув NOVA 15			
3,05 м (10 футів)	-2.9°	-3.3°	-177.8°
6,10 м (20 футів)	-3.5°	-4.1°	-177.0°
9,15 м (30 футів)	-4.1°	-4.9°	-176.4°
12,2 м (40 футів)	-4.7°	-5.6°	-175.8°
15,25 м (50 футів)	-5.3°	-6.3°	-174.6°
NOVA 27 і NOVA 15 з розширенням ВІЛ			
3,05 м (10 футів)	-3.3°	-4.0°	-176.0°
6,10 м (20 футів)	-3.9°	-4.8°	-175.2°
9,15 м (30 футів)	-4.5°	-5.6°	-174.4°
12,2 м (40 футів)	-5.0°	-6.4°	-173.6°
15,25 м (50 футів)	-5.6°	-7.2°	-172.8°
NOVA 38 і NOVA 27 з розширенням ВІЛ			
3,05 м (10 футів)	-5.9°	-6.6°	-174.3°
6,10 м (20 футів)	-7.3°	-7.4°	-173.4°
9,15 м (30 футів)	-7.3°	-8.2°	-172.5°
12,2 м (40 футів)	-7.8°	-9.0°	-171.6°
15,25 м (50 футів)	-8.3°	-9.8°	-170.7°

Елементи керування Form 4D з прошивкою версії 1.2.0 або новішої використовують регулювання кута зсуву фаз, перелічені в таблиці 12.19. Елементи керування Form 4D з попередніми версіями прошивки потребують додавання зсуву фази на 180 градусів до значень, перелічених у таблиці 12.19..

*Максимальна довжина кабелю - 15,25 м (50 футів).

Налаштування контролю форми 4D та форми 6.

Регулятори Form 4D і Form 6 повинні бути запрограмовані з коефіцієнтом РТ і регулюванням кута зсуву фаз (див. табл. 12.18 і табл. 12.19). Вони вводяться у вікні Конфігурація системи (рис. 12.47 і рис.12.48).

Під час програмування будь-якого з елементів керування, з'єднання РТ повинно бути встановлено для з'єднання Wye. Крім того, функцію фантомної фази має бути вимкнено.

Зверніться до сервісної інформації S280-104-2 для отримання додаткової інформації про програмування елемента керування Form 4D.

Зверніться до сервісної інформації S280-70-4 для отримання додаткової інформації про програмування елемента керування форми 6.

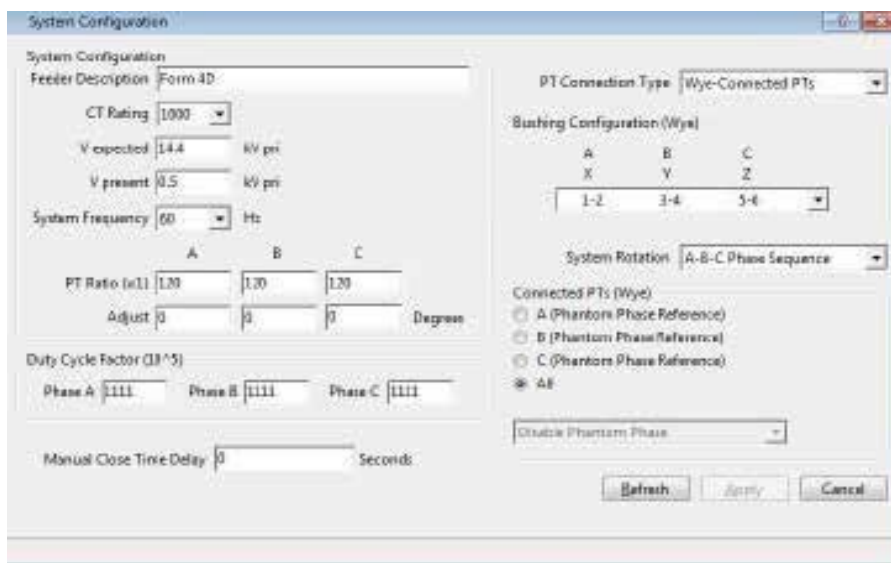


Рис.12.47. Екран конфігурації системи керування формою 4D.

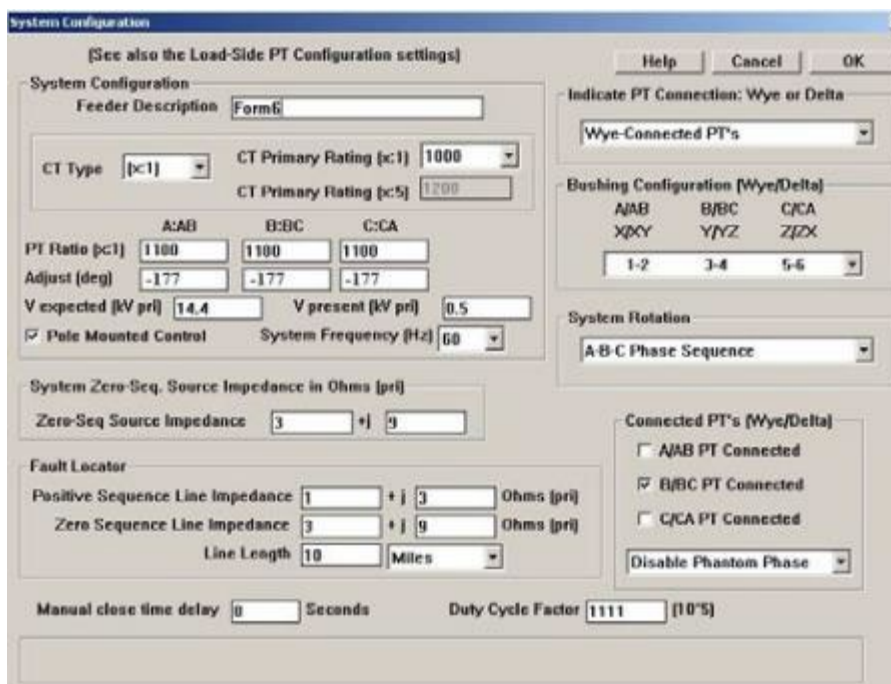


Рис.12.48. Екран конфігурації системи управління за формою 6.

Аксесуари.

Допоміжний Перемикач. Триступеневий допоміжний вимикач може бути наданий як аксесуар. Кожен ступінь має два незалежні контакти, які дозволяють будь-яку бажану комбінацію положень "а" (за станом контактів АПВ) і "b" (протилежних контактів АПВ).

Контакти вимикача ізолювані на 600 В і мають номінальний безперервний струм 10 А. Їхні номінальні струми відключення наведені в табл. 12.20.

Таблиця 12.20

Номінали переривання допоміжного вимикача

Вольт	Індуктивний змінний струм (А)	Неіндуктивний змінний струм (А)	Індуктивний постійний струм (А)	Неіндуктивний постійний струм (А)
24	—	—	15,0	20,0
48	—	—	7,5	10,0
120	60	80	—	—
125	—	—	1,5	2,0
240	30	60	—	—
250	—	—	0,45	0,5

Стандартна клемма - це рим-болт 1/0-500 мкм (630 А). Рим-болт 4/0-1000 мкм (800 А), 2- і 4-дирні клеми з плоскою колодкою, а також клеми зі шпилькою доступні в якості аксесуарів (рис.12.49).

Рим-болт, плоскі та шпилькові клеми виготовлені зі сплавів міді. Компанія Eaton рекомендує підключати клеми до мідних проводів для оптимізації електричного з'єднання.

Алюмінієві кабелі можуть утворювати оксид алюмінію, достатній для порушення електричних з'єднань.

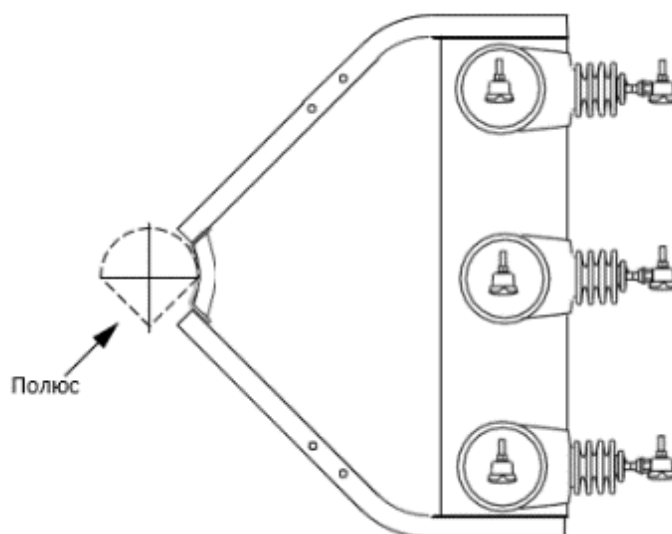


Рис.12.49. Допоміжні аксесуари. Клеми для приєднання.

Антиоксидантні покриття для тимчасового захисту з'єднань алюмінієвого кабелю з дрітчастою щіткою до плоских або шпилькових клем необхідно оновлювати через проміжки часу, визначені замовником на основі струму навантаження, клімату та інших умов монтажу. Клемники з рим-болтом рекомендуються тільки для мідних провідників.

Для встановлення на стовпі доступний кронштейн для монтажу на стовпі (рис.12.50), який кріпиться безпосередньо до рами АПВ.

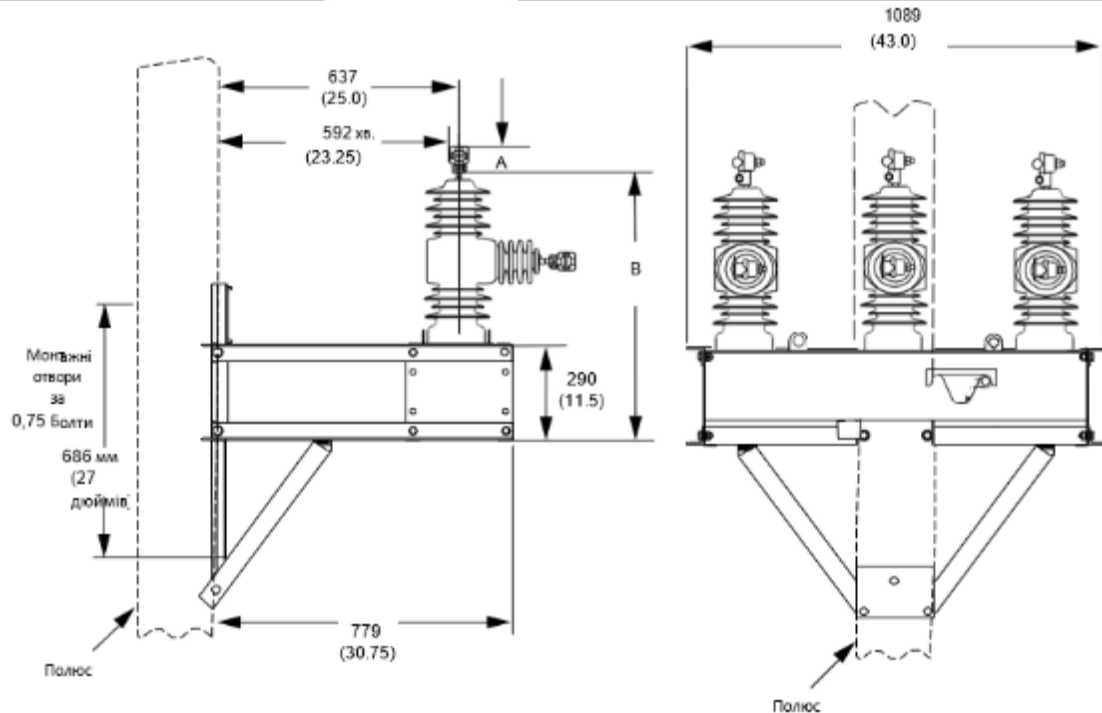
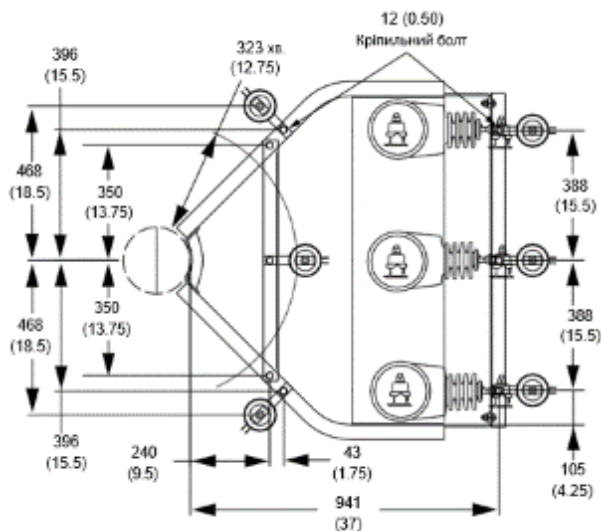


Рис.12.50. Розміри АПВ типу NOVA з аксесуаром для встановлення на опорі.

Розрядник монтажний. Кронштейни.

Кронштейн для встановлення розрядників (рис.12.51) можна прикрутити до рами АПВ та для встановлення на стовпі, щоб додати внутрішні та зовнішні розрядники. Розрядники не входять до комплекту кронштейнів.



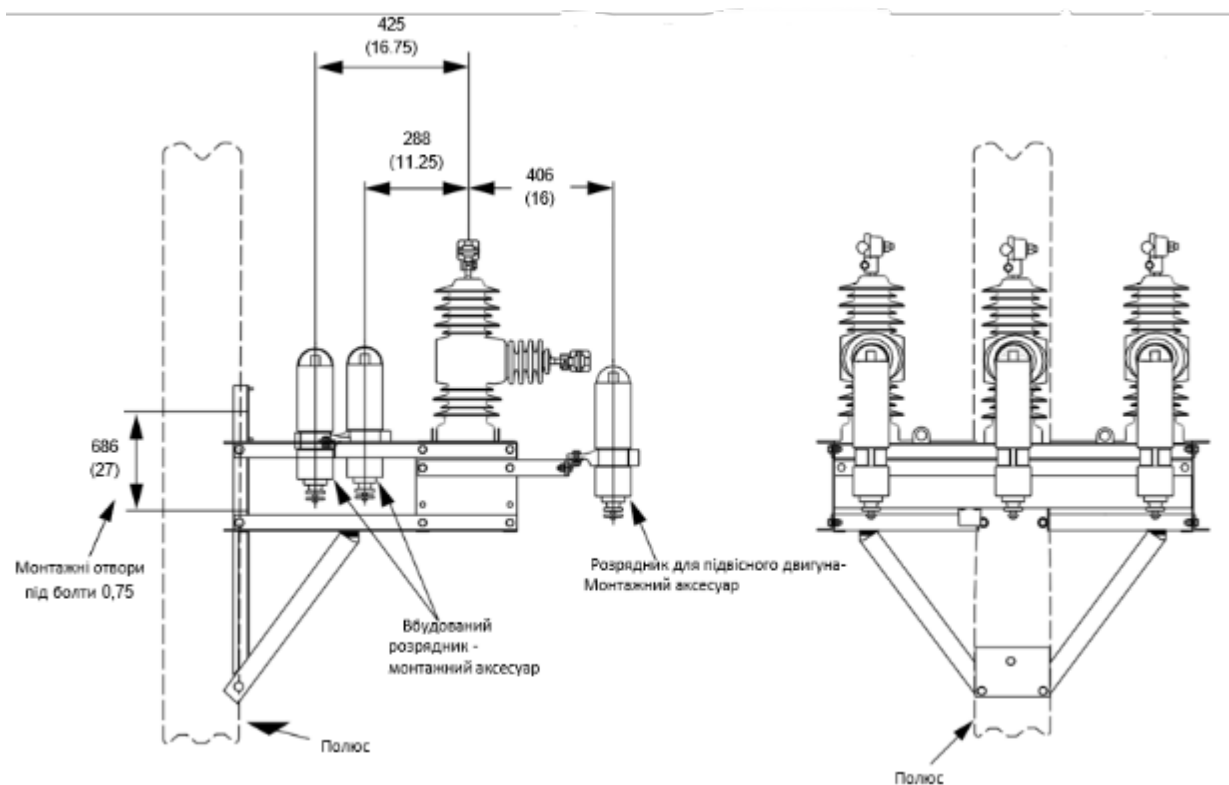


Рис. 12.51. Розміри АПВ типу NOVA з аксесуарами для кріплення на стовпі та кронштейном для кріплення розрядника.

Для монтажу на підстанції доступна додаткова монтажна рама (рис.12.52).

Таблиця 12.21

Параметри терміналів

Опис	A	Варіанти терміналів	B	C
Рим-болт, 1/0 - 500 мкм. Діапазон кабелю (максимум 630 А)	80 (3,25)	NOVA STS 15 110 кВ BIL	791 (31,25)	508 (20)
Рим-болт, 4/0 - 1000 мкм Діапазон кабелю (максимум 800 А)	108 (4,25)	NOVA STS 15 125 кВ BIL	847 (33,25)	564 (22,25)
Плоска панель, 2 отвори (макс. 630 А)	114 (4,5)	NOVA STS 27 125 кВ BIL	847 (33,25)	564 (22,25)
Плоска колодка, 4 отвори (максимум 800 А)	121 (4,75)	NOVA STS 27 150 кВ BIL	946 (37,25)	663 (26,0)
Тип шпильки, 1.125 - 12 різьблень (максимум 800 А)	82 (3,25)	NOVA STS 38 170 кВ BIL	946 (37,25)	663 (26,0)

АПВ типу NOVA розроблено з мінімальним механічним ресурсом 10 000 спрацьовувань. АПВ NOVA слід перевіряти кожні десять років для виявлення фізичних пошкоджень і перевірки правильності роботи.

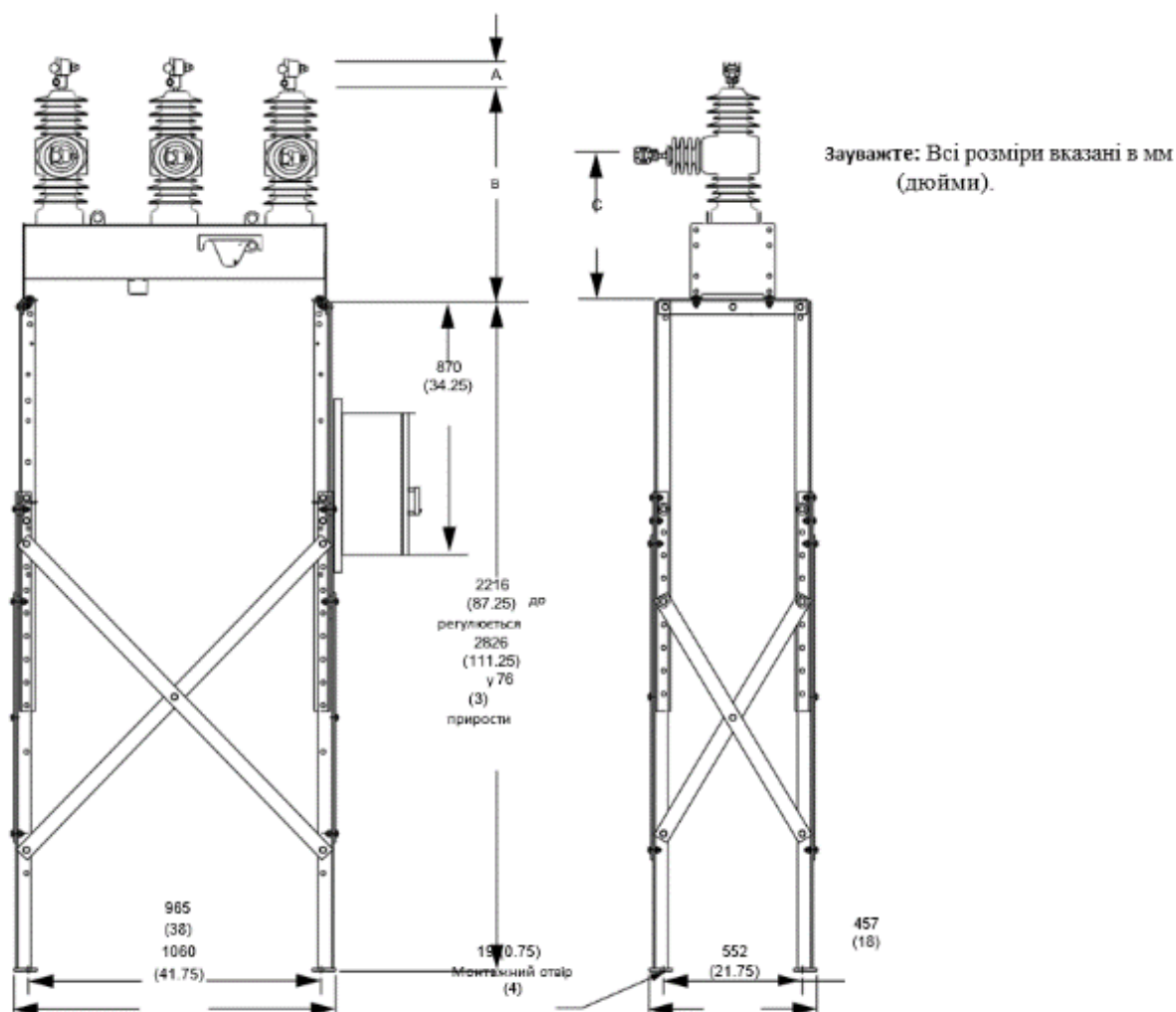


Рис. 12.52. Розміри АПВ типу NOVA з додатковою рамою для монтажу на підстанції.

Періодичність перевірок.

Оскільки ці пристрої АПВ застосовуються в різних експлуатаційних і кліматичних умовах, інтервали між технічним обслуговуванням найкраще визначати користувачеві на основі фактичного досвіду експлуатації. Однак АПВ з вакуумною ізоляцією слід перевіряти кожні десять років.

Тестування. Це АПВ використовується з мікропроцесорними пристроями керування АПВ серії Cooper Power компанії Eaton. Зверніться до посібника з експлуатації пристрою керування.

Під час встановлення та експлуатації цього обладнання дотримуйтесь усіх місцевих процедур і правил техніки безпеки. Недотримання може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Перевірте номінали на табличці з технічними даними. Переконайтеся, що номінали, налаштування та параметри інтерфейсу на паспортній табличці АПВ відповідають запланованим випробуванням.

Перевірте електричне розмикання та замикання. Замкніть і розімкніть контакти АПВ за допомогою мікропроцесорного керування. Переконайтеся, що контакти замкнулися і розімкнулися:

- Індикатор положення контакту ВІДКРИТО/ЗАКРИТО
- Перевіркою безперервності між клемми АПВ.

Випробувальне ручне розмикання. Потягніть жовту ручку ручного розмикання (рис.12.52) вниз, щоб розімкнути контакти АПВ. Переконайтеся, що контакти розімкнулися:

- Індикатор положення контакту ВІДКР/ЗАКР.
- Перевіркою безперервності між клемми АПВ.

Замкнути контакти АПВ:

Спочатку натисніть жовту ручку ручного відкривання вгору.

Замкніть АПВ за допомогою мікропроцесорного керування.

Якщо операції ручного зачинення та відчинення виконуються з передньої панелі керування, рекомендується зачекати 60 секунд після кожної операції. Четверте замикання/розмикання. Ця рекомендація також застосовується у разі виконання чотирьох операцій при подачі на пристрій струму короткого замикання.

Високопотенційне випробування. Тестування.

Для проведення цього тесту необхідне наступне обладнання:

Високовольтна випробувальна установка - повинна забезпечувати відповідну напругу для визначення здатності АПВ витримувати діелектричну міцність. Для запобігання пошкодженням у разі перенапруги слід використовувати чутливі автоматичні вимикачі.

На результати випробувань АПВ NOVA, оснащених опцією вимірювання внутрішньої напруги, впливає чутливий резистор, підключений до заземлення, особливо якщо виконується випробування високим потенціалом постійного струму.

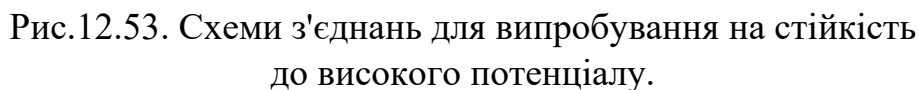
Небезпечна напруга. Розподільний пристрій (апаратура та управління) і високовольтний трансформатор повинні знаходитися у випробувальній клітці або аналогічній захищеній зоні, щоб запобігти випадковому контакту з високовольтними частинами. Надійне заземлення все обладнання. Невиконання цієї вимоги може призвести до смерті, серйозних травм і пошкодження обладнання.

Попередження!

Випромінювання. При напругах до вказаних випробувальних напруг випромінювання, що випускається вакуумним вимикачем, є незначним. Однак, якщо напруга перевищує ці значення, випромінювання може бути небезпечним для персоналу. Додаткову інформацію див. у сервісній інформації MN280062EN,

Інформація про номінальну випробувальну напругу вакуумного вимикача, що витримує випробування.

На результати випробувань АПВ NOVA, оснащених опцією внутрішнього вимірювання напруги, впливає вимірювальний резистор, підключений між джерелом і заземленням.



АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

233

Заземліть пристрій АПВ.

Заземліть клему 2 і клему 6.

Подайте відповідну тестову напругу на клему 3.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Тест 3

Відкрийте контакти АПВ.

Заземліть пристрій АПВ.

Підключіть і заземліть клеми 1, 3 і 5 (див. рис.12.53)

Підключіть клеми 2, 4 і 6.

Подайте відповідну тестову напругу на клеми 2, 4 і 6.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Поміняйте місцями підключення: клеми заземлення 2, 4

Подайте тестову напругу на клеми 1, 3 і 5 на 60 секунд.

АПВ має витримувати випробувальну напругу протягом 60 секунд.

Витримати результати випробувань.

Випробування на стійкість до високого потенціалу надають інформацію про стан діелектрика АПВ і вакуумну цілісність вимикачів.

Якщо АПВ проходить випробування замкнутих контактів (випробування 1 і 2), але не проходить випробування розімкнутих контактів (випробування 3), причина, ймовірно, криється в блоці АПВ. Повторіть перевірку кожної фази окремо, щоб визначити несправну фазу або фази.

Якщо АПВ не витримує випробування замкнутими контактами, причиною, ймовірно, є зменшення електричного зазору або пошкодження ізоляції.

Якщо АПВ не пройшло випробування 1, 2 або 3, зверніться до авторизованого сервісного центру або представника Eaton серії Cooper Power.

На результати випробувань АПВ NOVA, оснащених опцією вимірювання внутрішньої напруги, впливає чутливий резистор, підключений до заземлення, особливо якщо виконується випробування високим потенціалом постійного струму.

Модуль Flashover Сервіс.

Якщо модуль АПВ NOVA піддався зовнішньому перенапруженню, рекомендується провести перевірку, щоб переконатися в належному функціонуванні АПВ. Якщо АПВ NOVA має ознаки зовнішнього перевантаження (сліди нагару або зміна кольору), рекомендується виконати наступну процедуру:

Зabloкуйте та виведіть АПВ з експлуатації, як описано в цьому посібнику.

Перевірте діелектричну міцність АПВ, провівши випробування на стійкість до високого потенціалу. Зверніться до розділу "Випробування високим потенціалом" цього посібника.

Перевірте корпус і підйомні петлі на наявність пошкоджень, які можуть вплинути на електричні та/або механічні характеристики. Якщо є пошкодження корпусу або підйомних затискачів, їх необхідно замінити або відремонтувати.

Огляньте модуль на предмет пошкодження клем. Зніміть пошкоджені клеми та замініть їх.

Перевірте модуль на наявність пошкоджень провідникових стрижнів (різьбові стрижні діаметром 0,63" зверху і збоку модуля для кріплення клем). Якщо є пошкодження стрижнів модуля, модуль необхідно замінити. Зверніться до авторизованого сервісного центру або до представника Eaton серії Cooper Power.

Перевірте шток на наявність пошкоджень. Якщо шток пошкоджений, модуль необхідно замінити. Зверніться до авторизованого сервісного центру або представника Eaton серії Cooper Power.

Якщо пошкоджень не виявлено, очистіть модуль ізопропіловим спиртом і нейловою губкою без подряпин, щоб видалити нагар.

Перед поверненням в експлуатацію перевірте електричну роботу, вмикаючи та вимикаючи АПВ за допомогою пульта керування. Перевірте діелектричну міцність АПВ, виконавши випробування на стійкість до високого потенціалу.

РОЗДІЛ 13

АВТОНОМНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ

13.1. Особливості використання автономних електростанцій у сільському господарстві

З широким впровадженням електроенергії в технологічні процеси сільськогосподарського виробництва та побут підвищились вимоги до надійності електропостачання. Належну надійність можна забезпечити вибором мережного резервування, але у зв'язку з малою густиною навантаження воно не завжди дає бажаний техніко-економічний ефект. Капіталовкладення при цьому великі, річні витрати на мережне резервування часто перевищують економічний ефект від зменшення перерв у електропостачанні.

Підвищення надійності електропостачання можна досягти шляхом застосування резервних електростанцій з первинними двигунами внутрішнього згорання. Вони мають досить високий ККД (32...33%), але потребують дефіцитного палива.

Резервні електростанції у відповідності з їх призначенням працюють тільки у перервах в електропостачанні від основних джерел живлення. Перерва в електропостачанні при живленні споживачів від сільських електричних мереж навіть при несприятливих умовах не перевищує зазвичай 150...200 годин на рік. Фактично резервні електростанції можуть працювати ще менше через неспівпадання перерв в електропостачанні та технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, оскільки це впливає на режим і графік роботи електростанцій.

Системи малої автономної електроенергетики резервують електропостачання, як основних об'єктів сільськогосподарського виробництва так і забезпечують електроенергією сезонних споживачів: насосні станції, зрошувальні системи, пункти післязбиральної переробки зернових культур, агрегати готування кормів, фермерські та присадибні господарства. Резервні електростанції у відповідності до їх призначення працюють тільки при перервах в електропостачанні від основних джерел живлення. Перерва в електропостачанні при живленні споживачів від сільських електричних мереж навіть при несприятливих умовах не перевищує зазвичай 200...250 годин на рік. Фактично резервні електростанції можуть працювати ще менше через неспівпадання перерв в електропостачанні та технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, оскільки це впливає на режим і графік роботи електростанцій.

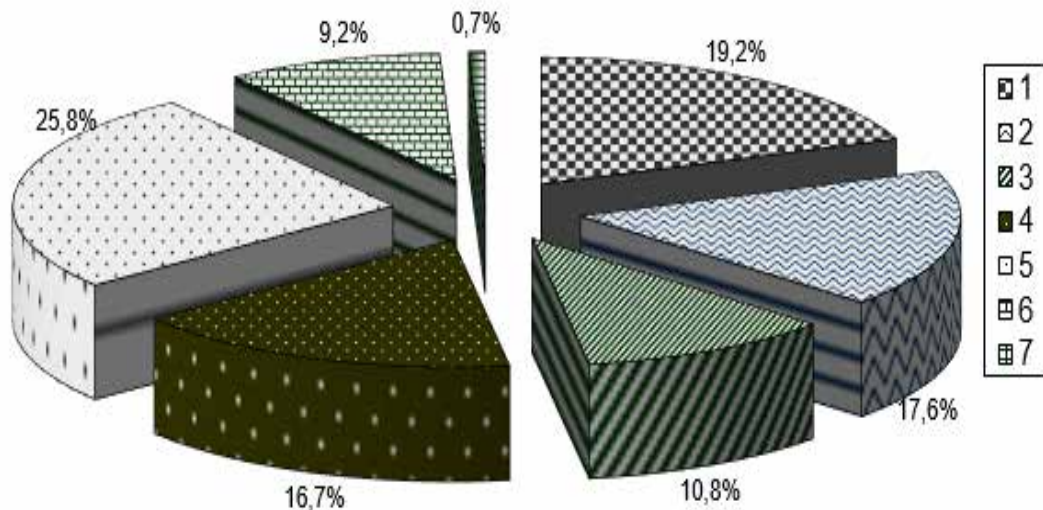


Рис. 13.1. Структура розподілу потужностей автономних дизель-генераторів у сільському господарстві: 1- потужністю 10-12кВт; 2- потужністю 20-30кВт; 3- потужністю 50-60кВт; 4- потужністю 75-100кВт; 5- потужністю 150кВт; 6- потужністю 200кВт; 7- потужністю понад 200кВт.

Автономні системи малої електроенергетики, як незалежні джерела електроенергії, являються ефективним засобом підвищення надійності електропостачання сільських споживачів. Найбільш поширене резервування електроспоживачів здійснюється шляхом застосування автономних електростанцій з двигунами внутрішнього згорання, перш за все дизельними та синхронними генераторами малої і середньої потужності. Дизель-генератори (ДГ) найпростіші у експлуатації, можуть повністю виключити аварійні та планові перерви електропостачання і дають економічний ефект, навіть при наявності мережного резервування.

13.2. Загальні відомості та класифікація автономних електростанцій

Автономні електростанції з приводом від двигунів внутрішнього згорання (далі - електростанції) являються автономними джерелами електроенергії, пристосованими для стаціонарного встановлення або мають мобільне виконання, призначені для живлення різних споживачів змінним струмом промислової чи підвищеної частоти та постійним струмом в залежності від призначення.

Електростанції характеризуються наступними вихідними параметрами: потужність, напруга, вид та частота струму.

Потужність розрізняють номінальну, максимальну та експлуатаційну.

Номінальною називається потужність, при якій електростанція працює надійно протягом тривалого часу в умовах оточуючого середовища, що відповідають розрахунковим.

Максимальна – це найбільша допустима потужність, яку розвиває електростанція при розрахункових умовах зовнішнього середовища протягом короткого проміжку часу, що гарантується заводом-виробником.

Експлуатаційною називається потужність, яку електростанція може розвивати протягом довготривалого періоду в будь-яких умовах оточуючого середовища. При цьому тепловий режим повинен відповідати тепловому режиму, визначеному для роботи з номінальною потужністю.

Напруга електростанцій, як правило складає 230 або 400В для змінного струму частотою 50 або 400Гц і 30, 115В постійного струму.

До теперішнього часу розроблені і набули поширення ряд типів електроагрегатів резервного електроживлення, кожен з яких має свої характеристики, які визначають можливість і доцільність його використання в конкретних умовах експлуатації.

Електроагрегати, що використовуються у агропромисловому комплексі поділяються на наступні групи:

1. За способом переходу від основного живлення на резервне (і у зворотному напрямку):

- безперебійного живлення, у яких перехід здійснюється нерозривно (час перемикання дорівнює нулю). Сюди відносяться дизельні установки з оберненими генераторами, що працюють при нормальних умовах від мережі в режимі синхронного компенсатора;

- гарантованого живлення, у яких час перемикання має деяке значення, обумовлене, звичайно, часом запуску і приймання навантаження дизель-електричною установкою.

2. За типом первинного приводного двигуна:

- бензинові;
- дизельні;
- газодизельні;
- газові.

3. За видом струму:

- змінного однофазного струму;
- змінного трифазного струму;
- постійного струму.

4. За виконанням (способом захищеності від впливу атмосферних факторів):

- відкрите (автономна електростанція змонтована на рамі), для установки в закритому приміщенні;

- капотне (у захисному кожусі) чи контейнерне, призначене для захисту устаткування автономної електроустановки і системи керування від атмосферних і механічних впливів. Крім того, кожухи і контейнери є звуковим екраном, що зменшують негативний вплив шуму від працюючої установки на навколишнє

середовище і людей. Автономні електростанції в кожусі чи контейнері встановлюють під відкритим небом чи під навісом.

5. За ступенем мобільності:

- стаціонарні;
- пересувні.

6. За способом охолодження первинного двигуна:

- з повітряною системою охолодження;
- з водо-повітряною (радіаторною) системою охолодження;
- з водо-водяною (двоконтурною) системою охолодження.

7. За видом пускового пристрою первинного двигуна:

- електричний (стартерний пуск);
- пневматичний (повітряний пуск).

Пересувною електростанцією називається комплект електроустановка, яка змонтована на транспортних засобах і захищена від атмосферних дій. Вона складається з агрегату, комплекту кабельної мережі, комплекту запасних частин, інструменту й допоміжних елементів. Такі електростанції можна переміщувати на будь-які відстані без порушення готовності до роботи.

Як резервні джерела електроенергії можуть використовуватися також стаціонарні дизель-електричні агрегати. При потужності до 200кВт вони поставляються комплектними. На відміну від автономних, вони не пристосовані для перевезення на значні відстані в стані готовності до роботи. Стаціонарні електроагрегати змонтовані на рамі і встановлюються безпосередньо на ґрунт (при потужностях до 12 кВт) або на підготовлений фундамент у спеціальне, спроектоване для цих потреб приміщення.

Випускаються пересувні електростанції й електроагрегати з карбюраторними (бензиновими) двигунами потужністю 0,5...16 кВт. Порівняно з дизель-електричними вони мають менші розміри і масу, зручні в експлуатації в польових умовах влітку і взимку. Недоліком бензоелектричних агрегатів є порівняно малий строк служби і підвищені витрати палива. Такі електростанції випускаються потужністю 0,5, 1, 2, 4, 8, 10, 12 кВт.

При потужностях 16 кВт і більше переваги електростанцій і електроагрегатів з дизельними двигунами стають більш помітними, тому потужні електростанції і електроагрегати випускають як правило з дизельними двигунами. Пересувні електростанції з дизельними двигунами виготовляють на потужність 4, 8, 10, 12, 16, 20, 30, 50, 60, 75, 100, 200, 315, 500, 1000 кВт лінійною напругою 230 і 400 В.

Існують автоматизовані стаціонарні дизельні агрегати типу АСДА потужністю до 200 кВт для використання їх як основних, резервних і аварійних джерел електропостачання в різних галузях народного господарства. Агрегати АСДА розраховані для роботи в автоматичному режимі з повним навантаженням протягом 72 год. Основним елементом в них є дизель-генератор, зібраний на

загальній звареній рамі. Первинний двигун (дизель) та генератор з'єднані між собою жорсткою муфтою.

Автономна електростанція включає в себе:

- ✓ первинний двигун внутрішнього згорання;
- ✓ системи охолодження дизеля з насосами, баками та трубопроводами;
- ✓ системи живлення паливом дизеля з паливними баками, оливовими радіаторами, насосами і оливопроводами;
- ✓ системи запуску дизеля з електричним стартером, акумуляторною батареєю, зарядним генератором або повітряним з балонами компресорів, пусковими клапанами і трубопроводами;
- ✓ системи підігріву дизеля з підігрівачами та змішувачами для підігріву, опалювально-вентиляційні установки з щитами керування, захисту, сигналізації та комплектом з'єднувальних кабелів;
- ✓ синхронний генератор з системою збудження та корекції напруги;
- ✓ перехідну з'єднувальну муфту;
- ✓ акумуляторну батарею з зарядним пристроєм, яка служить для запуску дизеля і живлення постійним струмом схем управління, сигналізації та кіл збудження синхронного генератора.

Резервні електростанції працюють з автоматичним або напівавтоматичним керуванням. За рівнем автоматизації дизельні електростанції бувають нульового, першого, другого та третього ступеня.

Ступені автоматизації забезпечують (табл.12.1):

нульовий ступінь (0) - ручне управління ДЕС, індикація значень параметрів, які контролюються, автоматичну стабілізацію параметрів електроенергії і температури охолоджуючої рідини, автоматична підзарядка стартерних акумуляторних батарей, захист генератора від перевантаження за струмом і короткого замикання;

перший ступінь (1) - виконання операцій нульового ступеня, а також захист дизеля від перегріву охолоджувальної рідини, падіння тиску оливи, різкого зростання частоти обертання валу дизеля ("рознос");

другий ступінь (2) — виконання операцій першого ступеня, а також автоматичну підготовку до пуску, пуск, приймання навантаження, зупинка і контроль за робочими параметрами ДЕС;

третій ступінь (3) - виконання операцій другого ступеня, а також автоматичне поповнення витратних паливних баків, системи змащення та, при необхідності, охолоджуючої рідини.

Таблиця 12.1

Ступені автоматизації автономних електростанцій

Функція системи автоматики автономної електростанції	Ступінь автоматизації			
	0	1	2	3
Ручне керування пуском і зупинкою з пульта, розміщеного на електростанції	+	+	+	+
Автоматична стабілізація вихідних параметрів електричної енергії	+	+	+	+
Індикація значень параметрів на пульті керування, розміщеного на електростанції та щиті керування. Інформація про значення параметрів з використанням аналогових приладів або світлодіодів	+	+	+	+
Сигналізація включення і відключення споживачів – наявність напруги на шинах генератора	+	+	+	+
Стійка робота під навантаженням з миттєвим стрибком навантаження з мінімуму до номінального значення до максимуму і навпаки	+	+	+	+
Автоматичне регулювання температури охолоджуючої рідини (наявність термостату)	+	+	+	+
Автоматична підзарядка акумуляторних батарей зарядним генератором дизеля (або спеціальним пристроєм)	+	+	+	+
Аварійна сигналізація та захист від аварій	+	+	+	+
Автоматизоване керування ДЕС з панелі щита керування	-	-	+	+
Автоматичне керування пуском та зупинкою зовнішніми сигналами (телесигналами та ін.) або при зникненні напруги резервної мережі	-	-	+	+
Автоматичне підтримання заданої частоти обертання (частоти струму) в межах регулюючої характеристики	+	+	+	+
Стійка паралельна робота з іншими дизель-електричними агрегатами, які мають пристрій паралельної роботи, при цьому характеристики первинних двигунів повинні бути ідентичними	-	-	+	+
Стійка робота паралельно з електричною мережею централізованого електропостачання	-	-	+	+
Автоматичне поповнення витратних ємностей паливом і оливою	-	-	-	+

Параметри аварійної сигналізації та захисту				
Перевищення допустимих температур: охлаждающей рідини	-	+	+	+
оливи	-	-	+	+
Падіння тиску оливи нижче допустимого	-	+	+	+
Перевищення допустимої частоти обертання («рознос»)	-	+	+	+
Перевантаження за струмом	+	+	+	+
Коротке замикання	+	+	+	+
Незакінчена зупинка, невдалий пуск	-	-	+	+

Система керування забезпечує автоматичне керування пуском та зупинкою агрегату при зникненні або появі напруги в резервованій електричній мережі, а також контроль, регулювання, автоматичну стабілізацію параметрів та захист від ненормальних режимів роботи.

Електричною схемою електростанцій забезпечується автоматичне ввімкнення в роботу при перервах електропостачання від основного джерела та зупинка працюючих агрегатів при відновленні напруги у мережі.

Живлення кіл управління і виконавчих пристроїв автономних електростанцій здійснюють від незалежного джерела постійного струму номінальною напругою 24 (27)В чи 12 В. Допускається також застосування схем живлення з іншими джерелами, у тому числі пневматичними і комбінованими - електропневматичними. Останні використовують, зокрема, при застосуванні в дизель-електричних установках дизелів з повітряним пуском.

Обов'язковою для автономних електростанцій зі стартерним пуском є наявність пристрою для підзарядки акумуляторних батарей.

12.3. Вимоги до резервних електростанцій для АПК

Найбільш просто і порівняно дешево місцеве електроенергетичне резервування сільськогосподарських об'єктів здійснюється використанням порівняно недорогих комплектних автономних дизельних електростанцій, до складу яких входять синхронні генератори. До синхронних генераторів, які використовуються в якості джерел електроживлення в автономних системах, висувають жорсткі вимоги з точки зору надійності їх роботи та якості електроенергії. Конструктивне виконання повинне забезпечувати здатність автоматичного підтримання заданих параметрів в статичних і динамічних режимах, а також зберігати стійкість при паралельній роботі.

Для забезпечення надійного резервного електропостачання можна сформулювати основні вимоги до автономних джерел електроживлення:

- швидкий запуск та прийняття навантаження;

- надійність роботи у різних режимах функціонування;
- висока економічність;
- наявність широкого ряду потужностей;
- мінімальний об'єм робіт з обслуговування або наявність розгалужених сервісних та ремонтних служб.

Вимоги, що висуваються до агрегатів резервного електроживлення, можуть бути розділені на дві групи. Виконання цих вимог визначає можливість застосування агрегатів резервного електроживлення.

До першої групи відносяться загальні вимоги, яким повинні відповідати всі електроагрегати й електростанції з двигунами внутрішнього згоряння, незалежно від виду забезпечуваного ними електроживлення (основне, резервне чи аварійне). Ці вимоги визначені діючими нормативними документами (ГОСТ) і визначають характеристики, якими повинні володіти, зокрема, агрегати резервного електроживлення.

Основними з них є наступні:

- призначення (номінальні потужність, напруга, частота, коефіцієнт потужності);
- умови експлуатації (температура навколишнього середовища, вологість, запиленість, висота над рівнем моря і м. п.);
- стійкість при зовнішніх впливах та способі транспортування (перевезенню автомобільним, залізничним чи іншими видами транспорту);
- якість електроенергії;
- умови консервування та збереження.

Попередній вибір резервної дизель-електричної установки полягає в підборі агрегату, у якого перераховані вище характеристики найбільш близькі до необхідних.

До другої групи відносяться вимоги, що враховують особливості експлуатації агрегатів резервного електроживлення, у тому числі можливість їхньої роботи на конкретне навантаження, зокрема:

1. Автономність: роботоздатність агрегатів резервного електроживлення не повинна залежати від стану устаткування, його систем. Паливні цистерни (баки) бажано виконувати такої ємності, щоб була забезпечена робота агрегату протягом усього необхідного часу резервування. При неможливості варто передбачати їхнє автоматичне поповнення. Система охолодження, як правило, повинна бути радіаторною. Не допускається об'єднання систем агрегатів резервного й основного електроживлення. Допускається устаткування агрегатів двома пусковими пристроями, один з яких є дублюючим.

2. Час пуску дизеля, його виходу на номінальний швидкісний режим, а також тепловий, що допускає підключення часткового чи номінального навантаження, не повинен перевищувати 10 с (при потужності до 100 кВт) і 20 с (при потужності до 500 кВт).

Виконання цієї вимоги дозволяє скоротити час живлення споживачів електроенергією від акумуляторних батарей і, у свою чергу, визначає необхідність:

- підтримки дизеля в стані гарячого резерву, не допускаючи виходу (зниження чи підвищення) температури охолоджувального середовища (на ряді дизелів і мастильної оливи) за граничні значення. Для цього повинні бути застосовані спеціальні підігрівачі, які встановлюються безпосередньо на дизель-електричних установках чи поза ними;

- прогріву забірної повітря (останній полягає в підігріві при пуску повітря, що надходить на горіння, дозволяє здійснити автоматичний пуск автономної електростанції, встановленої в звичайному неопалюваному кожусі, при температурі навколишнього повітря до -20°C);

- пуску двигуна на максимально допустиму (бажано номінальну) частоту обертання.

При цьому слід відзначити, що попереднє прогрівання дизеля (тобто підтримка його в гарячому резерві) підвищує імовірність його успішного пуску і знижує зношування деталей.

3. Величина навантаження, яким допускається навантажувати агрегат відразу після його виходу на номінальний швидкісний режим (при перебуванні дизеля перед пуском у стані гарячого резерву після пуску і досягнення теплового режиму, що допускає включати навантаження), повинна бути максимально можливою (бажано номінальною). Ця вимога викликана прагненням з першого моменту навантаження максимально використовувати можливості двигуна, що, зокрема, дозволяє зменшити його установлену потужність.

4. Час з моменту подачі команди на пуск агрегату (при зникненні чи недопустимої зміни напруги мережі) до прийняття ним номінального навантаження повинен бути мінімальним.

5. Надійна, без обмеження часу, робота агрегату повинна забезпечуватися при мінімальному навантаженні не менше 25...40% номінального. При меншому навантаженні (до холостого ходу включно) відбувається коксування первинного двигуна (здебільшого це стосується дизельних двигунів), тому після такого режиму повинна забезпечуватися робота протягом не менше 1...2 годин з наступним, можливо коротким, пропалюванням двигуна.

Ця вимога пояснюється тим, що при роботі дизеля на малому навантаженні через низьку температуру вихлопних газів на цьому режимі, олива потрапляє в камеру згорання, частково в колектор і вихлопний трубопровід, цілком не згорає, а осідає на елементах турбонагнітача, голівці поршнів, вихлопних клапанах, кришці та стінках колектора, вихлопного трубопроводу, де коксується. При тривалій роботі дизеля в такому режимі без пропалювання це призводить до коксування та зменшення перерізу сопла турбонагнітача і, як наслідок, порушення нормальної роботи дизеля. Більш того, при наступних пусках і потраплянні палива у вихлопну систему це може привести до вибуху, що часто супроводжується пошкодженням дизеля.

6. Кількість відмов на один пуск, що відбувся, не повинна перевищувати 0,001...0,002 (у залежності від типу первинного двигуна).

Виконання цієї вимоги при обладнанні електроагрегата стартером забезпечується проведенням трьох спроб пуску, тривалістю до 8с кожна з

інтервалом між ними близько 10 с. У той же час, при пуску стисненим повітрям, тривалість його подачі повинна складати до 8с при одній спробі. Збільшення кількості спроб при повітряному пуску недоцільно, тому що при цьому охолоджуються циліндри дизеля і погіршуються умови запалювання палива.

Сказане пояснює, чому більшість агрегатів резервного живлення обладнують електричним (стартерним) пусковим пристроєм. Пневматичні пускові пристрої встановлюють, як правило, тільки на агрегатах великої потужності, де необхідний значний обертовий момент, який би забезпечував достатню пускову швидкість, досягти електростартером якої важко.

Слід відзначити, що в залежності від характеристик конкретного споживача, можливість задоволення частини вимог, вказаних вище, являється вирішальним для вибору агрегату резервного живлення, у той час як виконання інших є тільки бажаним, а самі вимоги можуть бути спрощені чи пом'якшені.

Перехідні режими синхронних генераторів автономних електростанцій при пуску асинхронних двигунів сумірної потужності.

Розвиток колективних та фермерських господарств, індивідуального сільськогосподарського виробництва, призводить до підвищення попиту на автономні джерела електропостачання. Особливою увагою користуються автономні електростанції на базі теплових двигунів внутрішнього згорання - дизель – генератори (ДГ) [33, 34].

Більшість резервних дизельних електростанцій (ДЕС) експлуатуються у режимах, що характеризується різко змінюваним навантаженням. Особливо це стосується випадків, коли від дизель-генераторів здійснюється прямий пуск асинхронних короткозамкнених двигунів сумірної потужності (АДСП). Пускові струми, які при цьому виникають, настільки великі, що напруга на шинах ДЕС без прийняття спеціальних заходів може зменшитись до значень, коли усталена робота ввімкнених споживачів стає неможливою, а електродвигуни, що вмикаються, розганяються досить повільно або і зовсім не розвертаються. Так, асинхронні двигуни потужністю до 50 кВт при постійному статичному моменті навантаження, рівному номінальному крутному моменту, за умови збереження стійкості роботи, допускають зниження напруги на 25...30 %, в кращому випадку не більш ніж на 0,2 с [23].

Крім того, при визначенні максимального спаду напруги слід враховувати зниження напруги внаслідок зменшення швидкості обертання первинного двигуна електростанції, яке становить у випадку пуску АДСП не більше 4...5 % від повного падіння напруги.

Стає очевидним, що вимоги до генераторів ДЕС та регуляторів автономних електростанцій малої і середньої потужності за допустимим зниженням напруги та тривалості такого зниження напруги є досить жорсткими.

Для забезпечення стійкої роботи дизель-генератора у пусковому режимі з асинхронними двигунами сумірної потужності необхідний запас потужності дизель-генератора. Обирання завищеної потужності дизель-генератора, який би забезпечував успішний запуск потужних електродвигунів, неминуче веде до

зростання його масогабаритних показників, вартості, а також витрат на експлуатацію. При цьому суттєво зростає собівартість електроенергії, що відпускається з шин автономного генератора.

Найпоширеніші типи синхронних генераторів, що працюють у складі автономних електростанцій та характер зміни їх основних параметрів наведено у [6]. Синхронні генератори з машинними збуджувачами з регуляторами електромеханічного типу, зокрема з вугільними (ДГФ, ДГС), синхронні генератори зі статичною системою збудження (типу ГСФ, ГСС), безщіткові електрогенератори з електронними пристроями регулювання напруги (Leroy Somer (Франція), MessAlte (Італія), та ін.) мають різні експлуатаційні характеристики, зокрема форсувальну здатність.

Форсувальна здатність системи збудження характеризується величиною верхньої межі напруги, що може бути прикладена до обмотки збудження генератора і швидкістю її зростання. Чим вища форсувальна здатність, тим стійкішим є генератор, вищі параметри регулювання у сталих і перехідних режимах.

На рис.12.1 наведена ідеалізована крива напруги збудження безщіткового генератора з тиристорною системою збудження u_f . Крива складається з випрямлених й інверторних ділянок. Середнє значення напруги на затискачах обмотки збудження u_{cp} визначається кривою u_f , тобто дорівнює різниці площ випрямлених й інверторних ділянок кривій u_f за період. У перехідному процесі (при нахилі навантаження, короткому замиканні і т.д.) інверторні ділянки кривої u_f зникають, а випрямлені змикаються, тобто відбувається практично миттєве наростання напруги збудження до верхньої межі значення u_P . Оскільки $u_P/u_{cp} \approx 5 \div 7$, то в перехідному процесі має місце максимальне значення u_P при миттєвому його зростанні. Саме ця обставина спричиняє винятково високу швидкодію тиристорної системи збудження.

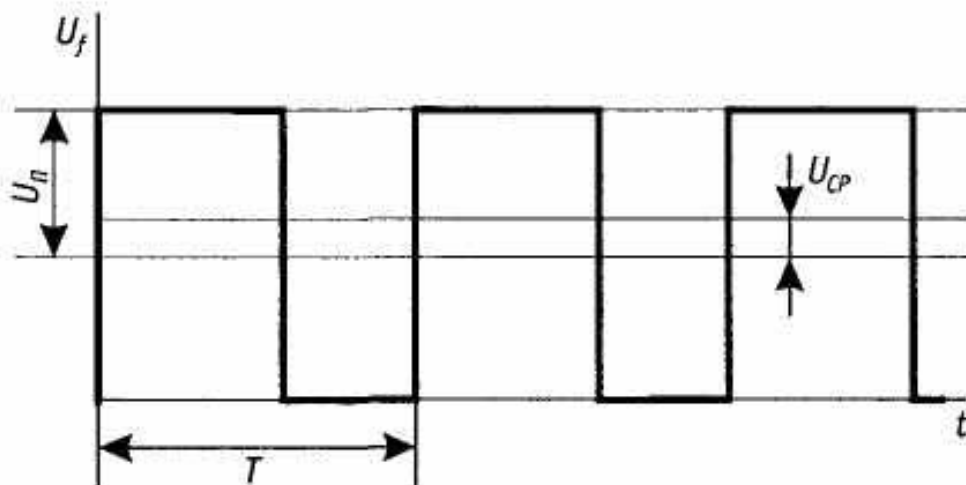


Рис.12.1. Крива напруги на затискачах обмотки збудження безщіткового генератора в тиристорному варіанті.

$$u_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T u_f dt \quad (12.1)$$

В діодній системі описаний процес відбувається на стороні обмотки збудження збудника, тому зростання напруги збудження на затискачах обмотки збудження генератора відбувається із запізненням, обумовленим постійною часу збудника. Звідси більш низькі параметри регулювання в перехідних режимах, а в деяких випадках і схильність до автоколивань.

З метою вивчення вищезазначених особливостей проведені експериментальні дослідження синхронного генератора зі статичною системою збудження та компаундуючим трансформатором типу ГСФ-100 з коректором напруги КН-3 (назовемо його генератором з інерційною системою збудження) та безщіткового електрогенератора LSA 44.1L6 Leroy Somer (Франція) з електронним регулятором напруги AVR-12 (швидкодіючий генератор) однакової потужності, які агрегатуються з однотипними дизелями. На рис.2 наведені експериментальні криві перехідного процесу в електрогенераторах ГСФ-100 та LSA 44.1L6 при прямому підключення на шини електрогенератора ненавантаженого асинхронного двигуна номінальною потужністю 75 кВт. У генераторі зі швидкодіючою системою перехідний процес носить аперіодичний характер.

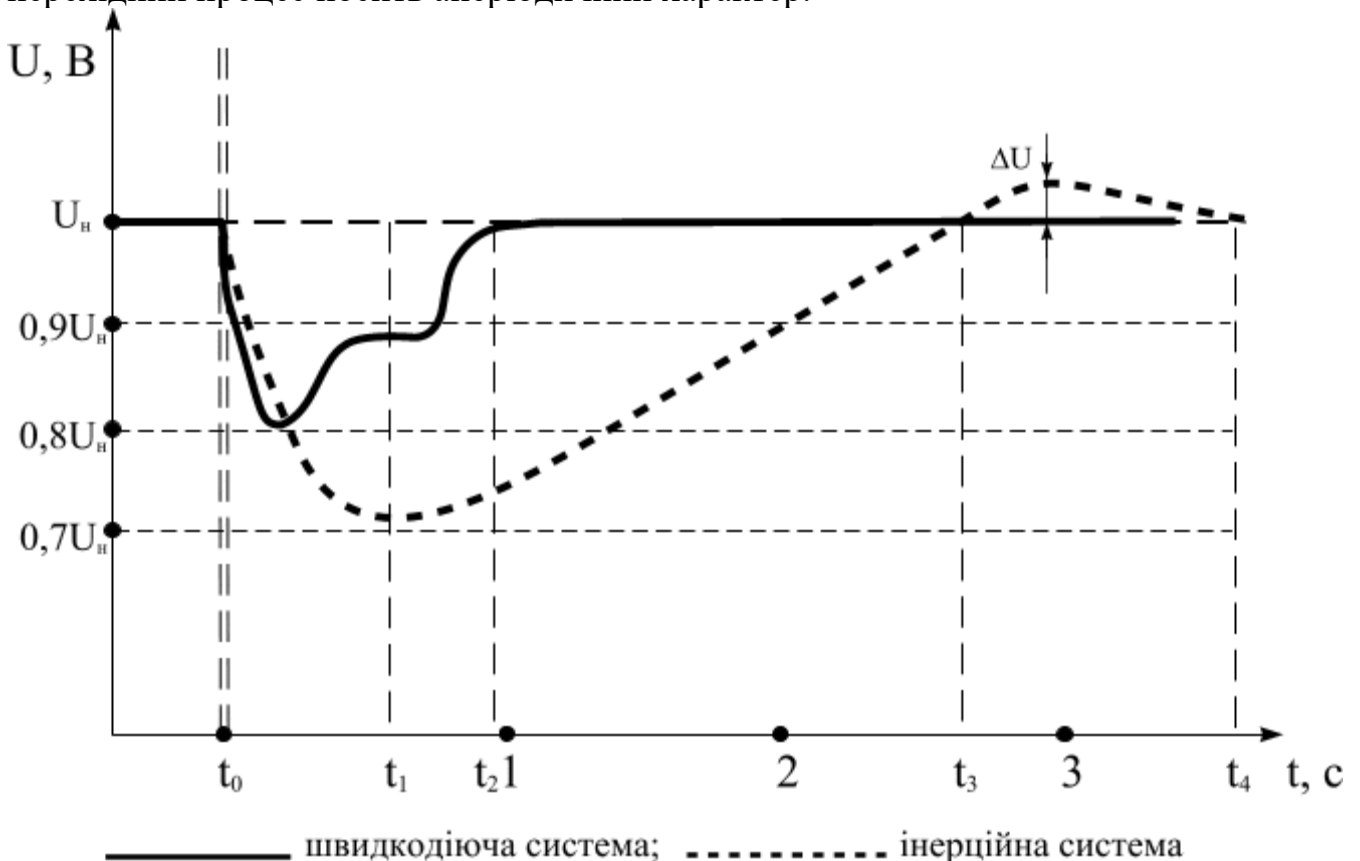


Рис. 12.2. Криві перехідного режиму у генераторах LSA 44.1L6 (швидкодіюча система) та ГСФ-100 (інерційна система).

Час першого досягнення напругою номінального значення t_2 для генератора з швидкодіючою системою, збігається з часом остаточного відновлення напруги $t=\infty$. У випадку інерційної системи збудження максимальний провал напруги настає через час t_1 , крива $u=f(t)$ має «кишеню», поява якої пояснюється, з одного боку, збільшенням в інтервалі часу $(t_0 - t_2)$ індуктивного опору x''_d до деякого значення $x(t)$, так що $x''_d < x(t) < x'_d$, а з іншої — слабким впливом на перехідний процес у зазначеному інтервалі часу системи збудження. Перехідний процес у цьому випадку носить коливальний характер. Йому властиве перерегулювання Δu та істотне збільшення часу відновлення. Так, якщо час першого досягнення напругою сталого значення t_3 , то час остаточного відновлення t_4 . Враховуючи те, що накид навантаження відбувається у довільній фазі напруги, провал проявляється у вигляді спотвореної форми кривої напруги. У момент часу $t=0$ потокозчеплення зі статорною обмоткою зберігається і ЕРС обертання залишається незмінною, тому початковий провал напруги визначається тільки трансформаторними зв'язками. У моменти часу $0 < t < 3T_a$ провал визначається як трансформаторними зв'язками, так і ЕРС обертання, а при $t < 3T_a$ тільки ЕРС обертання (T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової).

Можна вважати, що у початковий момент часу після накиду навантаження $(0,01 \div 0,02 \text{ с})$ в швидкодіючих системах збудження тенденція до підвищення провалу компенсується дією системи збудження. Перехідний процес носить аперіодичний характер, перерегулювання відсутнє, а час відновлення напруги у даному безщітковому генераторі складає $0,9 \div 1,0 \text{ с}$, а в генераторі зі статичною системою збудження $2,9 \div 3,2 \text{ с}$.

Очевидно, що характер протікання перехідного процесу визначається не тільки параметрами генератора, а залежить від форсувальної здатності системи збудження. Для забезпечення стійкості роботи автономного електрогенератора при запуску АДСП форсувальну здатність системи збудження безщіткових генераторів необхідно обирати таким чином, щоб кратність струму усталеного трифазного короткого замикання у відношенні до номінального струму в прогрітому генераторі становила не менше $5 \div 7$. Зазначена кратність забезпечує захист генератора при аварійних коротких замиканнях і достатня для забезпечення перевантажувальної здатності генератора, включаючи режими перевантаження 25% і 50% та запуск АДСП.

12.4. Підстанції з генераторами і паралельна робота з трансформаторами

Автономні генератори, які не працюють паралельно з мережею живлення.

Якщо електроустановка вимагає високої надійності живлення, можна використовувати один або кілька резервних генераторів середньої напруги. У будь-якому випадку електроустановка повинна включати в себе систему автоматичного введення резерву (АВР) від мережі, в разі виходу генераторів з ладу (див. рис. 12.3).

Для захисту генератора передбачені спеціальні захисні пристрої. Для генераторів середнього розміру, як правило, використовуються такі засоби захисту:

- захист від міжфазного замикання і замикання фази на землю;

- диференціальний захист з гальмуванням;
- захист від перевантаження по струму зворотної послідовності;
- захист від перевантаження;
- захист від несправності корпусу статора;
- захист від несправності обмотки ротора;
- захист від втрати активної потужності;
- захист від втрати реактивної потужності, або втрати поля;
- захист від втрати синхронізму;
- захист від підвищеної / зниженої напруги;
- захист від підвищеної / зниженої частоти;
- захист від перегріву підшипників.

Слід зазначити, що в зв'язку з тим, що потужність короткого замикання при живленні від генератора дуже мала в порівнянні з потужністю короткого замикання при живленні від мережі, необхідно звертати особливу увагу на селективність (вибірковість) захисту. Рекомендується при замовленні генератора(ів), щоб виробник протестував його(їх) струмом короткого замикання, для забезпечення надійності роботи міжфазного захисту від короткого замикання. У разі виникнення труднощів при порушенні генератора обов'язково слід зафіксувати несправності і передати виробникові.

Управління напругою і частотою.

Напруга і частота управляються первинним регулятором(ами) генератора(ів). Частота контролюється регулятором(ами) швидкості, в той час як напруга контролюється регулятором(ами) збудження.

Коли кілька генераторів працюють паралельно під керуванням АРН, потрібно встановити зв'язок активної і реактивної потужності між паралельно підключеними генераторами.

Принцип роботи полягає в наступному:

- активна потужність, що передається від генератора, збільшується, коли робоча машина прискорюється, і навпаки;
- реактивна потужність, що передається від генератора, зростає, коли його струм збудження збільшується, і навпаки.

Виділені модулі, встановлені для виконання цього завдання, в основному забезпечують виконання інших завдань, таких як автоматична синхронізація і з'єднання генераторів [34].

12.5. Генератори, що працюють паралельно з мережею

Коли один або кілька генераторів призначені для паралельної роботи з мережею, зазвичай потрібна згода постачальника електроенергії. Постачальником електроенергії задаються умови експлуатації генераторів і характеристики обладнання, що застосовується.

Енергопостачальна організація, як правило, вимагає інформацію, що стосується генераторів, таку як:

- рівень струму короткого замикання, що виробляється генератором в

мережу, в разі виникнення несправності;

- максимальна активна потужність виробляється генератором в мережу, у разі виникнення несправності;

- принцип дії контролем керуючої напруги;

- можливість генератора управляти коефіцієнтом потужності установки.

У разі несправності в електромережі зазвичай потрібне миттєве відключення генераторів. Це досягається за допомогою спеціального захисту, зазначеного енергопостачальною організацією. Цей захист спрацьовує в наступних умовах:

- підвищена / знижена напруга;

- підвищена / знижена частота;

- підвищена напруга нульової послідовності.

Захист, як правило, керує відключенням головного вимикача, що забезпечує підключення установки до мережі, в той час як генератори продовжують постачати групу внутрішніх споживачів або її частину, в залежності від необхідної повної потужності. В цьому випадку скидання навантаження повинно бути одночасно виконано з відключенням головного вимикача.

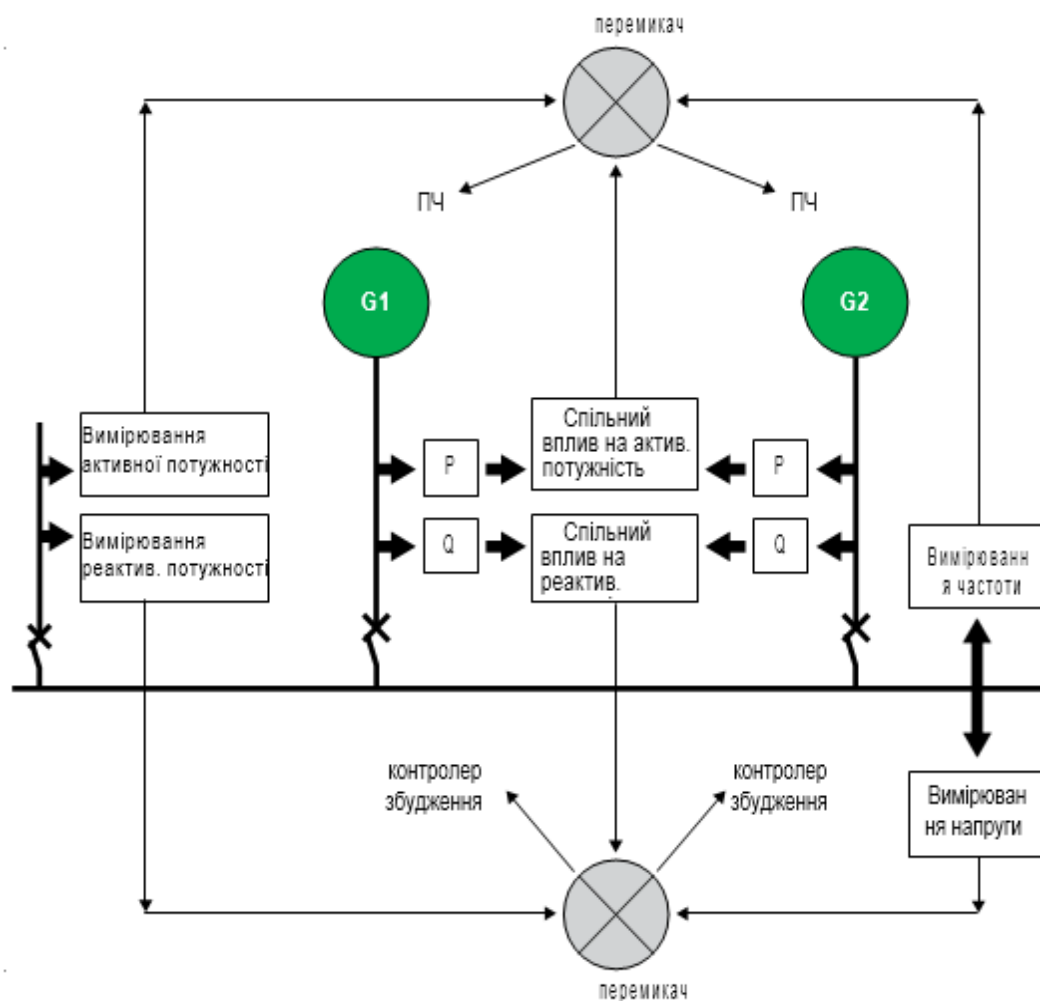


Рис. 12.3. Управління генераторами, що працюють паралельно з мережею.

Управління.

Коли генератори на споживчій підстанції працюють в острівному режимі (енергоживлення від мережі відсутнє), напруга і частота виробляються генераторами на рівні основної підстанції і, отже, системи управління генераторами працюють в сталому режимі по напрузі / частоті (див. рис. 12.3).

Коли енергопостачальна мережа підключається, то напруга і частота фіксуються за допомогою зовнішньої мережі, і системи управління генераторами повинні бути переключені з режиму напруги / частоти (режим V / F управління) в режим активної / реактивної потужності (режим P / Q управління) (див. рис. 12.3).

Функцією режиму управління P / Q є контроль обміну активної і реактивної потужності за допомогою мережі живлення. Типовий принцип роботи використовується в більшості стандартних програмних продуктах і є наступним:

- ✓ сума активної та реактивної потужності задаються відповідно до вимог до мережі живлення і встановлюються оператором. Ці установки можуть бути визначені енергопостачальною організацією;

- ✓ система управління підтримує відношення активної і реактивної потужності на необхідному рівні шляхом впливу на швидкість обертання генератора для контролю активної потужності і струму, шляхом впливу на збудження генератора для контролю реактивної потужності;

- ✓ ставлення активної і реактивної потужності між генераторами залишається в необхідних параметрах.

Режим управління P / Q дозволяє:

- ✓ обмежити споживання активної потужності з мережі живлення відповідно до можливості генераторів, коли вимоги установки перевищують їх потужність;

- ✓ обмеження постачаючої активної потужності, коли вимоги установки нижче можливостей генераторів;

- ✓ підтримання коефіцієнта потужності установки на рівні договірної вартості, зазначеної енергопостачальною організацією.

При недостатніх можливостях генераторів для забезпечення необхідного рівня реактивної потужності потрібне залучення додаткових коштів для дотримання договірної коефіцієнта, наприклад, використання додаткових конденсаторних батарей.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
2. Про енергетичну ефективність : Закон України від 21.10.2021 № 1818-IX [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20>
3. Кодекс системи передачі: постанова НКРЕКП [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/kodeks-sistemi-peredachi>
4. НЕК «Укренерго»: офіційний вебсайт [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/>
5. Козирський В.В., Волошин С.М. Основи електропостачання: підручник. – Київ : ЦП «Компринт», 2021. – 527 с.
6. Каплун В.В., Козирський В.В., Петренко А.В. Комбіновані системи електроживлення з поновлюваними джерелами енергії: монографія. – Київ: ЦТІ «Аграр Медіа Груп», 2011. – 330 с.
7. Структурно-параметричний синтез гібридних систем електроживлення та їх інтеграція до розподільних електричних мереж в сільських регіонах / В.В. Козирський, А.В. Петренко, А.Л. Приступа, О.В. Гай, Л.В. Мартинюк та ін. – К.: ЦП «Компринт», 2017. – 360 с.
8. Козирський В.В., Макаревич С.С., Волошин С.М. Електрична частина станцій і підстанцій: метод. вказівки до вивчення дисципліни. – Київ: НУБіП України, 2015. – 84 с.
9. Коваленко М. А., Щерба М. В., Ковальова А. В., Баранов М. М. Основи електропостачання: навч. посібник [Електронний ресурс]. 2025. Режим доступу: <https://nvkarta.com/project/library/uploads/engineering/electricity/osnovy-elektropostachannia.pdf>
10. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Харків: Форт, 2017. – 760 с. Режим доступу: <https://forca.com.ua/knigi/pravila/pue.html>
11. ДСТУ EN 50110-1:2019 Експлуатування електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги (EN 50110-1:2013, IDT) [Електронний ресурс]. — Режим доступу: [https://online.:contentReference\[oaicite:14\]{index=14}page.html?id_doc=8](https://online.:contentReference[oaicite:14]{index=14}page.html?id_doc=8)
12. ДСТУ EN 60076-1:2016 Трансформатори силові. Частина 1. Загальні відомості (EN 60076-1:2011, IDT) [Електронний ресурс]. — Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=65978
13. ДСТУ EN 60076-2:2016. Трансформатори силові. Частина 2. Нагрівання (temperature rise). — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016.
14. ДСТУ EN 60076-3:2015. Трансформатори силові. Частина 3. Рівні ізоляції, діелектричні випробування та зовнішні повітряні зазори. — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015.
15. ДСТУ EN 60076-5:2016. Трансформатори силові. Частина 5. Стійкість до короткого замикання. — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016.

16. ДСТУ EN 60214-1:2016. Перемикачі відгалужень. Частина 1. Експлуатаційні характеристики та методи випробування. — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016.
17. Реклоузери в системі електропостачання: опис та застосування [Електронний ресурс]. E.NEXT-Україна. Режим доступу: <https://enext.ua/uk/catalog/reklouzery>
18. Комплектні розподільні пристрої КРУ-10 ВА. Каталог [Електронний ресурс]. ТОВ «Укрелком». Режим доступу: <https://ukrelcom.com/catalog/10ua.pdf>
19. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму [Електронний ресурс]. Київ, 2007. Режим доступу: https://www.ksv.biz.ua/GOST/DSTY_ALL/DSTU5/dstu_ies_60909-0-2007.pdf
20. Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10. Опис та технічні характеристики [Електронний ресурс]. Forca (каталог електротехнічної продукції). Режим доступу: <https://forca.com.ua/vymyikachi/vakuumni-vymyikachi/vv-tel-10.html>
21. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://uis.zp.ua/wp-content/uploads/2021/12>
22. МЕК 60071-1 (Координація ізоляції. Частина 1. Визначення, принципи та правила)
23. EN IEC 61936-1:2021. Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC – Part 1: AC. – Geneva: IEC, 2021. [Electronic resource]. – Available at: <https://webstore.iec.ch/en/publication/64490>
24. Schneider Electric. Electrical Distribution Fundamentals Design Guide: System Arrangements (radial / ring / feeder arrangements) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.productinfo.schneider-electric.com>
25. ДСТУ ІЕС TR 60909-4:2008 Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, IDT)
26. ДСТУ EN 61869-1:2017. Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Загальні вимоги (EN 61869-1:2009, IDT). – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017.
27. АБВ. Quality power with shunt reactors (PDF) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107046A6499>
28. Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства «Таврида Електрик» для електричних мереж 6 – 35 кВ. Наказ Мінпаливенерго України № 4 від 02.08.2001. – 36 с.
29. ДСТУ EN 60896-11:2016. Акумуляторні батареї свинцево-кислотні стаціонарні. Частина 11. Вентильовані типи. Загальні вимоги та методи випробування. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.
30. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : затверджені наказом Міністерства соціальної політики України від 09.01.2018 № 4. – Київ, 2018. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0138-18>

31. IEC 62271-200:2021. High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV [Електронний ресурс]. – Geneva : IEC, 2021. –Режим доступу: <https://webstore.iec.ch/en/publication/63466>
32. Automation 2000. DGPT2® (опис виробу: функції, опції, комплектація) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.automation2000.com/en/2017/04/06/dgpt2/>
33. Обґрунтування гібридних систем електроживлення та їх інтеграція до розподільних електричних мереж в сільських регіонах / В.В. Козирський, А.В. Петренко, Л.В. Мартинюк //Монографія.– К.: ЦП "Компринт", 2016. – 126 с.
34. Стационарні дизель-генераторні установки: вибір та експлуатація [Електронний ресурс]. Довідкові матеріали виробників. Режим доступу: <https://www.schneider-electric.com/ua>

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

МАКАРЕВИЧ СВІТЛАНА СЕРГІЇВНА
ПЕТРЕНКО АНДРІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ
МАРТИНЮК ЛІЛІЯ ВОЛОДИМИРІВНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК
2-ге видання, доповнене і перероблене