

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

ЕЛЕКТРИЧНІ ЧАСТИНИ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

**Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи
для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

СУМИ – 2025

Укладачі:

Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Савойський О. Ю., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Рясна О. В., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

К 19 Електрична частина станцій і підстанцій :

Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, О. Ю. Савойський, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 163 с.

У методичних вказівках зібраний допоміжний теоретичний матеріал з електричної частини станцій і підстанцій, що не увійшов до конспекту лекцій.

Методичні вказівки будуть корисними під час вивчення дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій», підготовки до проходження практик, написання кваліфікаційних робіт, а також при вирішенні практичних завдань, пов'язаних з проблемами електропостачання об'єктів різних сфер діяльності та побуту людини.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;

Лобода В. Б., к. ф.-м. н., професор кафедри охорони праці та фізики СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А. В., к. т. н., доцент, завідувач кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.

Протокол № 4 від «28» січня 2025 року

З М І С Т

	С.
Вступ.....	4
Перелік умовних позначень та скорочень.....	5
1 Загальні відомості про електроенергетичну систему.....	7
2 Трансформаторні підстанції систем електропостачання.....	12
3 Трансформатори і автотрансформатори.....	16
4 Генератори електричних станцій.....	53
5 Високовольтні вимикачі.....	60
6 Роз'єднувачі, короткозамикачі, відокремлювачі.....	93
7 Вимірювальні трансформатори струму.....	104
8 Вимірювальні трансформатори напруги.....	107
9 Ізолятори.....	109
10 Розрядники, обмежувачі перенапруги нелінійні.....	111
11 Запобіжники.....	114
12 Струмopрoвідні частини розподільчих установок.....	116
13 Комплектні розподільчі установки.....	120
14 Керування трансформаторними підстанціями.....	150
15 Перенапруги в електроустановках та захист від них.....	156
Список літератури.....	161

ВСТУП

Сучасні системи електропостачання агропромислових підприємств складаються з обладнання виробництва електроенергії або пунктів приймання її з енергосистеми – головних знижувальних підстанцій, головних розподільчих пунктів, проміжних розподільних пунктів, десятків і навіть сотень трансформаторних підстанцій, а також перетворювальних підстанцій, ліній електропередачі значної довжини мережевих об'єктів, пов'язаних між собою певними схемами. Ці схеми характеризуються значним різноманіттям і мають розвинену складну структуру.

Електропостачання промислових підприємств в основному здійснюється від районних електроенергетичних систем (централізоване електропостачання). Можливі варіанти й комбінованого живлення, при яким підприємство отримує електричну енергію від електроенергетичних систем і власної електростанції, а також у рідких випадках забезпечення підприємства живленням тільки від власної електростанції. Доцільність спорудження власної електростанції обумовлюється техніко-економічними міркуваннями, серед яких: потреба в тепловій енергії для виробничих потреб, віддаленість підприємства від енергосистем, наявність і можливість використання вторинних енергоресурсів як палива для електростанції, рівень надійності електропостачання.

Отже, як бачимо, електроенергетичний комплект є дуже розвинутою і складною системою взаємопов'язаних елементів. І від того як правильно виконано таких взаємозв'язок, від правильності вибору електрообладнання та багатьох інших факторів залежить ефективність перетворення, розподілу і використання енергії, що є ключовим фактором ефективності суспільства в цілому. Тому вивчення цієї дисципліни є дуже важливою і актуальною задачею.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення
АРЗ – автоматичний регулятор збудження
АРЧО – автоматичний регулятор частоти обертання
АТ – автотрансформатор
АЧР – автоматичне частотне розвантаження
БВН – блок вимірювання напруги
БВЧ – блок вимірювання частоти
В – вимикач
ВДТ – вольтододатковий трансформатор
ВЕ – випрямний елемент
ВН – обмотка вищої напруги
ВП – власні потреби
ВТ – випрямний трансформатор
ГАВ – графіки аварійних вимкнень
ГЕС – гідравлічна електрична станція
ГОЕ – графіки обмеження споживання енергії
ГОН – графіки обмеження навантаження
ДРП – джерело реактивної потужності
ЕЕ – електрична енергія
ЕЕС – електроенергетична система
ЕРС – електрорушійна сила
ЗШ – збірні шини
КБ – конденсаторна батарея
КЗ – коротке замикання
ЛЕП – лінія електропередачі
ЛР – лінійний роз'єднувач
МЕК – Міжнародна електротехнічна комісія
МН – місцеве навантаження

ОЗГ – обмотка збудження генератора
ОЗЗ – обмотка збудження збудника
ПБЗ – перемикання без збудження
ПВ – прилади вимірювальні
ПЗ – підзбудник
ПТЕ – Правила технічної експлуатації
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
Р – роз'єднувач
РЗіА – релейний захист і автоматика
РУ – розподільча установка
РПН – регулювання напруги під навантаженням
С – природне повітряне охолодження
САОН – спеціальна автоматика обмеження навантаження
СВ – секційний вимикач
СГ – синхронний генератор
СГАВ - спеціальні графіки аварійних вимкнень
СД – синхронний двигун
СК – синхронний компенсатор
СКТ – система керування тиристорами
СН – обмотка середньої напруги
СР – секційний роз'єднувач
Т – трансформатор
ТВП – трансформатор власних потреб
ТЕС – теплова електрична станція
ТЕЦ – теплова електроцентраль
ТС – трансформатор струму
ТН – трансформатор напруги
УПК – установка поздовжньої компенсації

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕМУ

План

1.1 Оперативне забезпечення балансу генерації і споживання електроенергії у ЕЕС. Основні засоби

1.2 Загальна характеристика електричної частини електричної станції

1.1 Оперативне забезпечення балансу генерації і споживання електроенергії у ЕЕС. Основні засоби

Планові заходи дуже приблизно забезпечують дотримання умови балансу: $P_G = P_H$. Перехідний процес, який виникає в ЕЕС при порушенні цього балансу, залежно від характеру і величини сил, що виникають при цьому, може бути таким, що сходиться або розходиться. У першому випадку зберігається стійка робота системи, у другому виникає аварійна ситуація, у результаті якої відключаються джерела і споживачі, система поділяється на кілька частин, одна з них є дефіцитними, інші – надлишковими. Це збільшує аварію.

Першими на виникнення небалансу за сигналом зміни частоти реагують, як вказано вище, АРЧО турбін. Це автоматичні засоби дотримання балансу потужності у генеруючій частині ЕЕС, вони вирішують задачу так званого первинного регулювання частоти і потужності в ЕЕС і забезпечують статичне регулювання зі сталою похибкою, яка відмінна від нуля. Якщо можливості АРЧО вичерпані, то починає діяти вторинне регулювання частоти і потужності, яке може виконуватись вручну або у автоматичному режимі. Для автоматичного вторинного регулювання (і первинного також) створюють системи автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП). Така система має системний регулятор (верхній рівень вторинного регулювання), який забезпечує стабілізацію частоти в ОЕС на заданому рівні та перетікань потужностей між системними ЛЕП. Його реалізують на базі спеціального апаратного і програмного забезпечення і розташовують у диспетчерському центрі ОЕС. На станціях вторинного регулювання (нижній – станційний рівень вторинного

регулювання у САРЧП) є станційний (або блокові) автоматичні регулятори потужності (АРП), які відпрацьовують завдання від системного регулятора. Вторинне регулювання забезпечує астатичне регулювання з нульовою сталою похибкою. АРП та АРЧО за підтримки автоматичних регуляторів парогенеруючої частини блока створюють також дворівневу систему регулювання, у якій АРЧО виконує завдання від АРП.

В автоматичному режимі працюють автоматичне частотне розвантаження (АЧР), яке має декілька черг обмеження, що спрацьовують при різних значеннях частоти. В такому ж режимі працює спеціальна автоматика обмеження навантаження (САОН).

Для полегшення умов дотримання балансу потужності в ЕЕС із обмеженими можливостями автоматичного регулювання при зниженні частоти застосовують ряд оперативно-диспетчерських заходів, які спрямовані на обмеження навантаження. Це спеціально розроблені графіки обмежень:

- а) графіки обмеження споживання електроенергії (ГОЕ);
- б) графіки обмеження навантаження (ГОН);
- в) графіки аварійних вимкнень споживачів (ГАВ);
- г) спеціальні графіки аварійних вимкнень (СГАВ).

Застосування цих графіків регулюється відповідними договорами між електропостачальними організаціями та споживачами. ГОЕ, як правило, застосовують під час виникнення дефіциту палива або гідроресурсу. ГОН використовують у випадку виникнення небезпеки дефіциту генерації (вважається, що це має місце при зниженні частоти до $49,5 \text{ Гц}$). ГАВ застосовують у таких випадках:

- а) раптового виникнення дефіциту генерації і відповідного зниження частоти до $49,5 \text{ Гц}$;
- б) небезпеки порушення нормальної роботи ГЕС;
- в) порушення режиму граничних перетікань потужностей між системними ЛЕП із неприпустимим зниженням напруги у контрольних точках ЕЕС;

г) за відсутності часу на введення ГОН. Якщо після застосування ГАВ частота у системі продовжує знижуватись, то використовують СГАВ.

У випадку, якщо застосування графіків обмежень не дає позитивного результату, настає черга вищезазначених систем автоматичного обмеження навантаження – АЧР, САОН.

1.2 Загальна характеристика електричної частини електричної станції

Електрична станція – це складний електротехнологічний комплекс, що містить велику кількість основного і допоміжного електрообладнання.

Основне електрообладнання призначене для виробництва, перетворення, передачі і розподілу електроенергії. *Допоміжне* – забезпечує нормальну роботу основного та виконує допоміжні функції – вимірювання, сигналізації, управління, захисту, автоматики та ін.

До *основного електрообладнання* відносять синхронні генератори та силові трансформатори (автотрансформатори), тобто потужні обертові та статичні електричні машини. *Допоміжне електрообладнання* об'єднує комутаційні апарати, струмообмежувальні реактори, апарати захисту від перенапруг, вимірювальні трансформатори, а також систему власних потреб (ВП) разом з її джерелами, розподільчими установками (РУ), електроприводом механізмів ВП тощо. Сюди також відносять схеми та апарати управління, вимірювання, сигналізації, блокувань, контролю та захисту, які мають назву *вторинних пристроїв* (кіл).

Елементи допоміжного електрообладнання первинних і вторинних кіл разом з допоміжними пристроями і будівельною частиною утворюють *розподільчий пристрій електричної станції або підстанції*. Залежно від місця і способу розміщення апаратури РУ поділяють на *внутрішні (закриті)* та *зовнішні (відкриті)*. Як правило кожний РУ містить збірні шини і ряд відгалужень від збірних шин з відповідним обладнанням.

На рис. 1.1, як приклад взаємного з'єднання основного і допоміжного електрообладнання, показана принципова електрична схема ТЕЦ зі збірними шинами генераторної напруги.

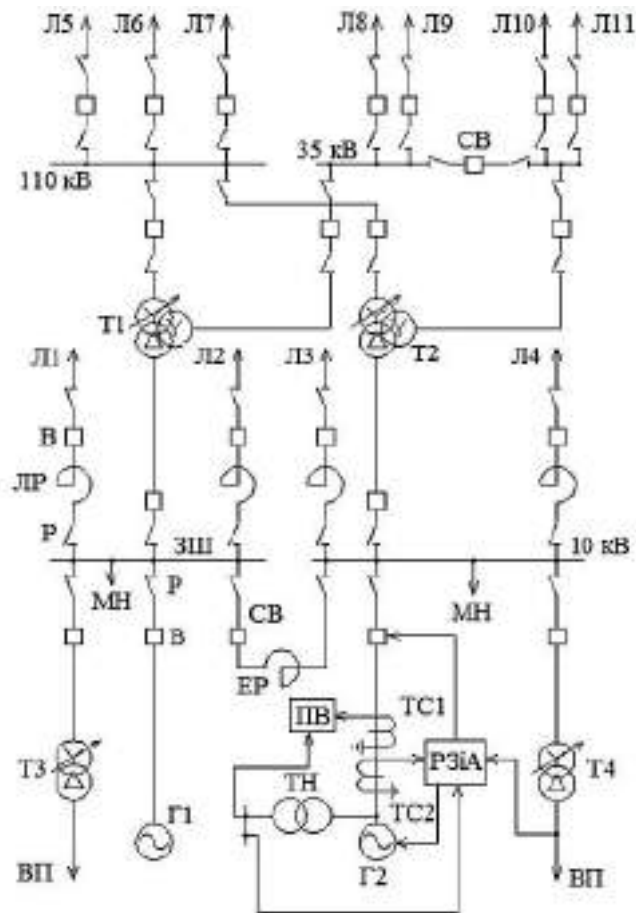


Рисунок 1.1 – Спрощена однолінійна схема з'єднань ТЕЦ і РП 10, 35 кВ

Електроенергія, що виробляється генераторами Г1 і Г2, надходить до збірних шин 10 кВ і далі розподіляється між споживачами власних потреб (ВП), які живляться від трансформаторів власних потреб (ТВП) Т3, Т4, та споживачами місцевого навантаження (МН), які одержують електроенергію за допомогою чотирьох кабельних ліній Л1–Л4. Надлишок електроенергії через два трьохобмоткові трансформатори зв'язку Т1 і Т2 надходить до РП вищої напруги 110 кВ, через який здійснюється зв'язок станції з ЕЕС (лінії Л5–Л7), а також до РП 35 кВ, а потім до віддалених споживачів (лінії Л8–Л11).

Коротко розглянемо функції обладнання, показаного на рис. 1.9.

Вимикачі (В) – призначені для вмикання та вимикання електричних приєднань у нормальних і аварійних режимах; СВ – секційні вимикачі.

Роз'єднувачі (Р) – для ізолювання на термін (час) виконання ремонтних робіт знеструмлених електроустановок або їхніх частин від суміжних частин, що знаходяться під напругою.

Збірні шини (ЗШ) – для приймання електроенергії від джерел та розподілу її між споживачами.

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН) – для перетворення робочих параметрів функціонування електроустановки до значень таких, що є зручними для використання у схемах вторинних кіл (вимірювання, сигналізації, блокувань, релейного захисту тощо).

Пристрої релейного захисту (РЗ) – для виявлення факту, місця пошкодження в електроустановці і видачі команди на відключення пошкодженого елемента.

Прилади вимірювальні ПВ – призначені для контролю за якістю електроенергії та роботою електрообладнання станцій та підстанцій, а також для обліку виробленої і відпущеної електроенергії.

Струмообмежувальні реактори: лінійний (ЛР), секційний (СР) – це індуктивні опори, які призначені для обмеження струмів КЗ та забезпечення мінімально необхідної залишкової напруги на шинах РП при КЗ на лініях, що відходять від цих шин.

Струмопроводи – короткі лінії з гнучкими або жорсткими провідниками, які призначені для з'єднання елементів основного і допоміжного електроустаткування електричних станцій та підстанцій.

Пристрої автоматики (А) – для автоматичного увімкнення або перемикавання електричних кіл і пристроїв, а також для автоматичного регулювання режимів роботи елементів електроустановки.

2 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

План

Схеми розподільчих пристроїв електроустановок

Схеми розподільчих пристроїв електроустановок

Схема двотрансформаторних підстанцій з РП ВН спрощеного типу застосовуються для тупикових, відгалужувальних і прохідних підстанцій (табл. 2.1).

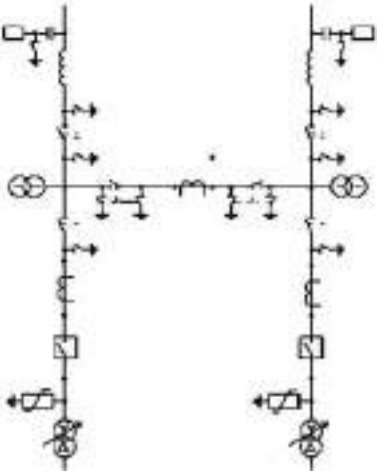
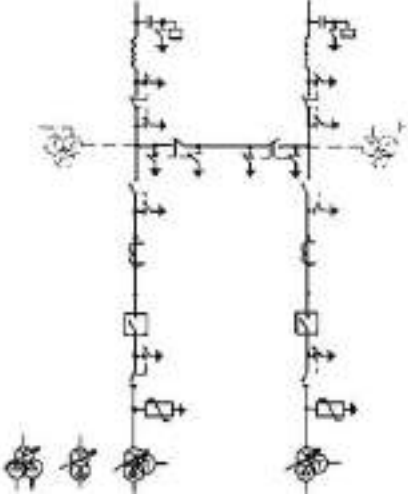
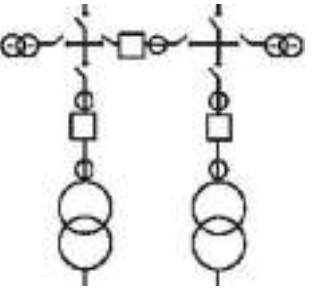
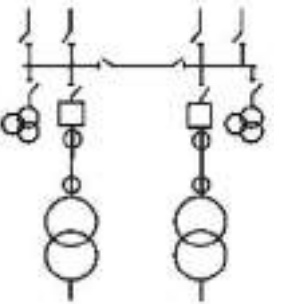
Для подібних підстанцій як правило РП ВН виконується для 4-х приєднань (2 лінії і 2 трансформатора).

У сучасних електроустановках при типовому проектуванні прийнято встановлювати трансформатори струму у всіх трьох фазах ввідних комірок 10 кВ. Це пов'язано з організацією захисту однофазних КЗ на землю. Трансформатори струму напругою 110 кВ застосовуються зазвичай з чотирма вторинними обмотками, а в комірках 6–35 кВ встановлюються сучасні трансформатори струму з трьома вторинними обмотками (як правило 0,5; 0,5S; 10P). У нейтралі трансформаторів 150 і 110 кВ прийнято встановлювати комплект: заземлювач або короткозамикач відповідної напруги і паралельно включений ОПН напругою 55–75 кВ. Це характерно для мереж з ефективно-заземленою нейтраллю. Для мереж 220 кВ і вище розземлення нейтралі трансформаторів не рекомендується. Нейтралі автотрансформаторів у всіх випадках заземлюються. Для сучасних РП напругою 35 кВ випускається досить велика кількість КРП-35. Застосування КРП дозволяє використовувати сучасні технології в спорудженні підстанцій, зменшити площу відведену для РП-35.

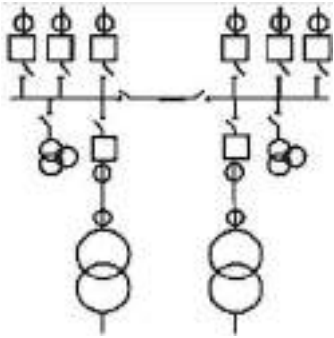
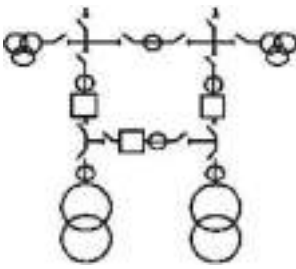
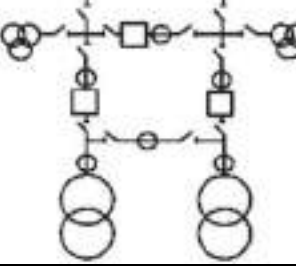
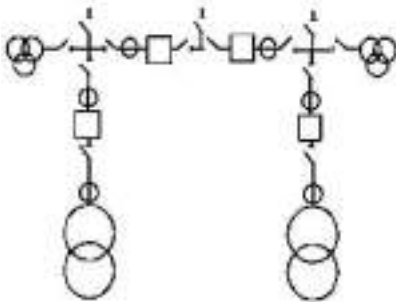
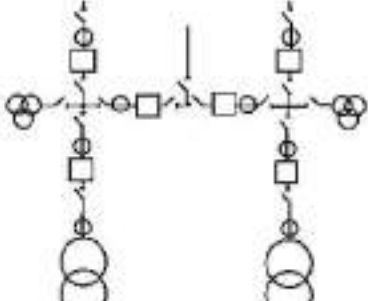
У сучасних електроустановках не рекомендується застосування оливних і повітряних вимикачів. У комплектних РП 6–35 кВ як правило застосовуються вакуумні вимикачі, встановлення елегазових вимикачів вимагає додаткового обґрунтування, наприклад, при частих комутаціях. У відкритих РП 35 кВ і вище встановлюються як правило елегазові вимикачі. При цьому всі фірми випускають

на класи напруг 35 кВ і вище два типи елегазових вимикачів: колонкові і бакові. В бакових вимикачах на вводах є вбудовані трансформатори струму (два або три на введення). Застосування бакових вимикачів створює принципову можливість зменшити розміри РП.

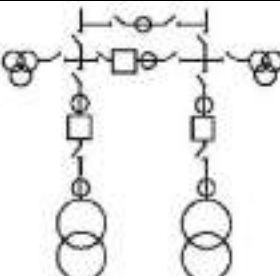
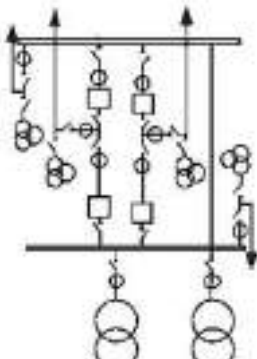
Таблиця 2.1 – Типові схеми розподільчих пристроїв високої напруги двотрансформаторних підстанцій

Позначення і найменування схеми	Схема зображення ТП 35 кВ	Схема зображення ТП 110 кВ
№ 35-4Н; № 110-4Н Два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній Область застосування: 2Л + 2Т. Тупикові або відгалуджувальні ПС		
№ 35-5АН Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів		2Л + 2Т. Прохідні ПС з двостороннім живленням за необхідності збереження транзиту при пошкодженні в трансформаторі
№ 110-4АН Два блоки трансформатор-лінія з вимикачами в колах трансформаторів, неавтоматичною перемичкою з боку ліній і додатковими лініями		Схема «захід-вихід» застосовується при відповідному обґрунтуванні на відгалуджувальних підстанціях

Продовження таблиці 2.1

Позначення і найменування схеми	Схема зображення ТП 35 кВ	Схема зображення ТП 110 кВ
№ 110-4БН Одна секціонована роз'єднувачами система шин		При парних лініях або лініях, що резервуються від інших ПС, за відсутності необхідності збереження в роботі всіх приєднань при виведенні в ревізію робочої секції шин
№ 110-5Н; 220-5Н Місток з вимикачами у ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній		2Л + 2Т. Прохідні ПС, за необхідності збереження в роботі трансформаторів при пошкодженні на ПЛ
№ 110-5АН Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів		2Л + 2Т. Прохідні ПС, за необхідності збереження транзиту при пошкодженні у трансформаторі
№ 110-6 Місток з вимикачами у колах трансформаторів і додаткової лінії, приєднаної через два вимикача		3Л + 2Т. Напруга 110 кВ, застосовується для прохідних і відгалуджувальних підстанцій
№ 110-6А Місток з вимикачами у колах трансформаторів і додаткової лінії, приєднаної через два вимикача		3Л + 2Т. Напруга 110 кВ, при трьох лініях і відсутності перспективи розширення. Застосовується при необхідності АВР на шинах 110 кВ

Продовження таблиці 2.1

Позначення і найменування схеми	Схема зображення ТП 35 кВ	Схема зображення ТП 110 кВ
№ 220-5 Місток з вимикачами у перемичці і ланцюгах трансформаторів		2Л + 2Т. Для прохідних підстанцій 220 кВ
№ 220-8 Розширений чотирикутник		4Л + 2Т. Застосовується на напрузі 220 кВ за відсутності перспективи розширення

На рис. 2.1 приведена головна схема електричних з'єднань підстанції з трансформаторами 2хТДТН5405110/35/10. Як РП високої напруги 110 кВ взято схему «Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній».

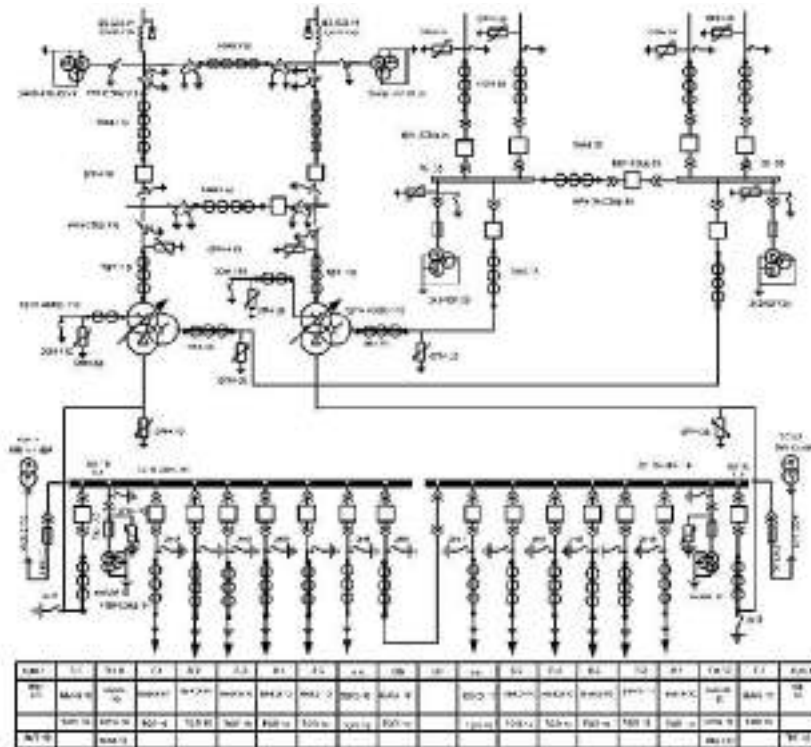


Рисунок 2.1 – Головна схема електричних з'єднань підстанції з трансформаторами 2хТДТН5405110/35/10

3 ТРАНСФОРМАТОРИ І АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

План

3.1 Системи охолодження трансформаторів та автотрансформаторів

3.2 Паралельна робота трансформаторів

3.3 Регулювання напруги трансформаторів

3.4 Режими навантаження та зношування ізоляції трансформаторів

3.5 Вибір трансформаторів

3.5.1 Вибір типу трансформаторів підстанцій

3.5.2 Вибір місця встановлення трансформаторів

3.5.3 Вибір кількості трансформаторів підстанцій

3.5.4 Вибір потужності трансформаторів підстанцій

3.1 Системи охолодження трансформаторів та автотрансформаторів

При роботі трансформатора відбувається нагрів обмоток і магнітопроводу внаслідок втрат енергії в них. Граничний нагрів частин трансформатора обмежується класом нагрівостійкості ізоляції, термін служби якої залежить від температури нагріву.

Втрати потужності в трансформаторі пропорційні його потужності в степені $3/4$, а поверхня охолодження пропорційна потужності в степені $1/2$, тобто зі збільшенням потужності трансформаторів втрати ростуть швидше, ніж площа поверхні охолодження. Тому чим більша потужність трансформатора, тим інтенсивнішим повинно бути його охолодження. Види систем охолодження силових трансформаторів, що знаходяться в експлуатації на даний час подані у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Види систем охолодження трансформаторів

Види системи охолодження	Умовне позначення	
	за ГОСТ 11677	за IEC 6007652:2011; IEC 60076511:2004
Сухі трансформатори		
природне повітряне при відкритому виконанні	С	AN
природне повітряне при захищеному виконанні	СЗ	ANAN
природне повітряне при герметичному виконанні	СГ	ANAN
повітряне з дуттям	СД	ANAF
Масляні трансформатори		
природна циркуляція повітря та мастила	М	ONAN
примусова циркуляція повітря та природна циркуляція мастила	Д	ONAF
природна циркуляція повітря та примусова циркуляція мастила з неспрямованим потоком мастила	МЦ	OFAN
природна циркуляція повітря та примусова циркуляція мастила зі спрямованим потоком мастила	НМЦ	ODAN
примусова циркуляція повітря та мастила з неспрямованим потоком мастила	ДЦ	OFAF
примусова циркуляція повітря та мастила зі спрямованим потоком мастила	НДЦ	ODAF

Продовження таблиці 3.1

Види системи охолодження	Умовне позначення	
	за ГОСТ 11677	за IEC 6007652:2011; IEC 60076511:2004
примусова циркуляція повітря та мастила з неспрямованим потоком мастила	ДЦ	OFAF
примусова циркуляція повітря та мастила зі спрямованим потоком мастила	НДЦ	ODAF
примусова циркуляція води та мастила з неспрямованим потоком мастила	Ц	OFWF
примусова циркуляція води та мастила із спрямованим потоком мастила	НЦ	ODWF
Трансформатори з негорючим рідким діелектриком		
природна циркуляція повітря та негорючого рідкого діелектрика	Н	LNAN
примусова циркуляція повітря та природна циркуляція негорючого рідкого діелектрика	НД	LNAF
примусова циркуляція повітря зі спрямованим потоком негорючого рідкого діелектрика	ННД	LF AF

У трансформаторах з охолодженням типів С (AN) і СЗ (ANAN) активна частина безпосередньо контактує з довкіллям, тому її охолодження відбувається шляхом природної конвекції повітря та частково – випромінюванням.

У трансформаторах з охолодженням типу СГ (ANAN) активна частина розміщена у баку, що заповнений газом, наприклад, елегазом. У цьому випадку охолодження відбувається за рахунок природної конвекції газу та повітря.

У трансформаторах з охолодженням типу СД (ANAF) застосовується примусова циркуляція повітря, яка створюється спеціально встановленими вентиляторами. Допустиме перевищення температури обмоток сухого трансформатора над температурою охолоджуючого середовища залежить від класу нагрівостійкості ізоляції, і складає: для класу А – не більше 60 °С, для класу Е – 75 °С, для класу В – 80 °С, для класу F – 100 °С; для класу Н – 125 °С. Системи охолодження типів С, СЗ, СГ та СД низькоефективні, тому застосовуються лише для трансформаторів з номінальною потужністю до 1600–2500 кВА й вищою напругою до 15–20 кВ.

У трансформаторах з охолодженням типу М (ONAN) активна частина розміщена у баку, що заповнений ретельно очищеною трансформаторним мастилом. Омиваючи нагріті поверхні магнітопроводу та обмоток мастило нагрівається. Внаслідок чого воно піднімається у верхню частину бака, де віддає його стінкам частину своєї теплоти. Якщо бак трансформатора обладнаний охолоджуваними трубами або радіаторами частина мастила проходить по них і також віддає їм свою теплоту. Охолоджене мастило опускається у нижню частину бака і знову підходить до магнітопроводу та обмоток. У результаті створюється безперервний конвертний потік мастила (рис. 3.1 а).

Система охолодження типу М виконується для трансформаторів потужністю до 16 МВА включно. При номінальному навантаженні трансформатора температура мастила у верхніх, найбільш нагрітих шарах не повинна перевищувати 95 °С. Для трансформаторів потужністю 25–40 кВА застосовують гладкі баки. Трубчасті баки застосовуються для трансформаторів потужністю до 1600 кВА, для трансформаторів потужністю 63–6300 кВА також широко використовуються баки з навісними радіаторами.

У трансформаторах з охолодженням типу Д (ONAF) встановлюються вентилятори, за допомогою яких здійснюється примусова циркуляція повітря вздовж зовнішніх поверхонь радіаторів і бака за умови природної циркуляції мастила у них (рис. 3.1 б). У цьому випадку теплопередача збільшується майже вдвічі порівняно зі системою охолодження типу М. Така система охолодження

застосовується у трансформаторах потужністю 10–80 МВА. Для трансформаторів з таким охолодженням у випадку вимкнення електродвигунів вентиляторів допускається тривале навантаження, яке становить не більше 50 % від номінального значення потужності трансформатора. Максимально допустима температура мастила у верхніх шарах при роботі з номінальним навантаженням становить 95 °С.

У трансформаторах з охолодженням типів МЦ (OFAN) та НМЦ (ODAN) на кожному радіаторі встановлюють насос для створення примусової циркуляції мастила. З метою виключення потрапляння повітря до мастильної системи насос і його приводний електродвигун вбудовується у мастилопровід, що йде від бака до радіатора. Система НМЦ (ODAN), крім того має додаткові перегородки, за допомогою яких забезпечується направлений потік мастила у каналах обмоток і магнітопроводу. При відключенні мастильних насосів системи МЦ і НМЦ допускають тривалу роботу трансформатора, якщо його навантаження не перевищує 30–40 % від номінального.

У трансформаторах з охолодженням типів ДЦ (OFAF) та НДЦ (ODAF) використовується примусова циркуляція мастила через спеціальні малогабаритні теплообмінники з примусовим повітряним охолодженням. У таких теплообмінниках мастило протікає через тонкостінні ребристі труби, що обдуваються повітрям (рис. 3.1 в). Таке технічне рішення дозволяє розсіювати кожним охолоджувачем до 200 кВт тепла. Завдяки значній швидкості циркуляції мастила, розвиненій поверхні охолодження та інтенсивному дуттю теплообмінники мають високу теплопередачу та компактні розміри. За номінального навантаження трансформатора температура верхніх шарів мастила не повинна перевищувати 75 °С. Така система охолодження застосовується для трансформаторів потужністю 80–400 МВА.

У трансформаторах з охолодженням типів Ц (OFWF) та НЦ (ODWF) використовується примусова циркуляція мастила через теплообмінники, що мають примусове водяне охолодження. У таких теплообмінниках вода рухається по трубах, а мастило у міжтрубному просторі, що розділений спеціальними

перегородками. Щоб запобігти потраплянню води у мастильну систему трансформатора, тиск мастила в мастилоохолоджувачі має перевищувати тиск циркулюючої в них води не менше ніж на 10 кПа ($0,1 \text{ кгс/см}^2$). Ця система охолодження ефективна, але має більш складне конструктивне виконання і застосовується на потужних трансформаторах (160 МВА і більше). Така система охолодження більш ефективна ніж ДЦ, оскільки коефіцієнт теплопередачі між водою та мастилом, значно вищий ніж між повітрям та мастилом. Тому такі охолоджувачі більш компактні ніж повітряні, і можуть розсіювати потужність до 1000 кВт . Однак ця система потребує великої кількості води і не дозволяє працювати трансформатору з відключеними насосами. За номінального навантаження трансформатора температура верхніх шарів мастила на вході до мастилоохолоджувача повинна бути не вище ніж 70°C .

У трансформаторах з охолодженням типів Н (LNAF), НД (LNAF) і НДД (LFAF) активну частину розміщують у баку, що заповнений рідким негорючим діелектриком. У конструктивному плані, система охолодження Н (LNAF) аналогічна системі охолодження типу М (ONAN), а НД (LNAF) – Д (ONAF).

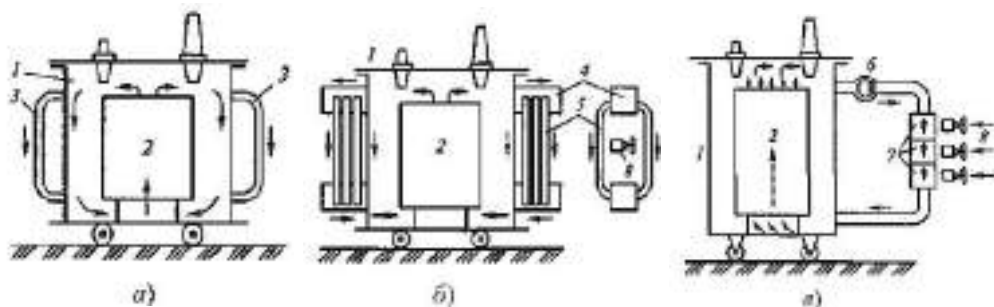


Рисунок 3.1 – Системи охолодження трансформаторів:

а – типу М (ONAN); *б* – типу Д (ONAF); *в* – типу ДЦ (OFAF):

1 – бак; *2* – активна частина; *3* – охолоджувальна поверхня; *4* – колектор;
5 – трубчатий радіатор; *6* – електронасос; *7* – охолоджувачі; *8* – вентилятори

3.2 Паралельна робота трансформаторів

Паралельною називають роботу двох або більше трансформаторів за схемою вмикання, при якій їх первинні обмотки підключені до загальної первинної

мережі (первинні шини), а вторинні обмотки – до загальної вторинної мережі (вторинні шини) (рис. 3.2 а). Слід відрізняти паралельну роботу трансформаторів від сумісної, коли ввімкнена лише одна сторона на загальні шини (рис. 3.2 б).

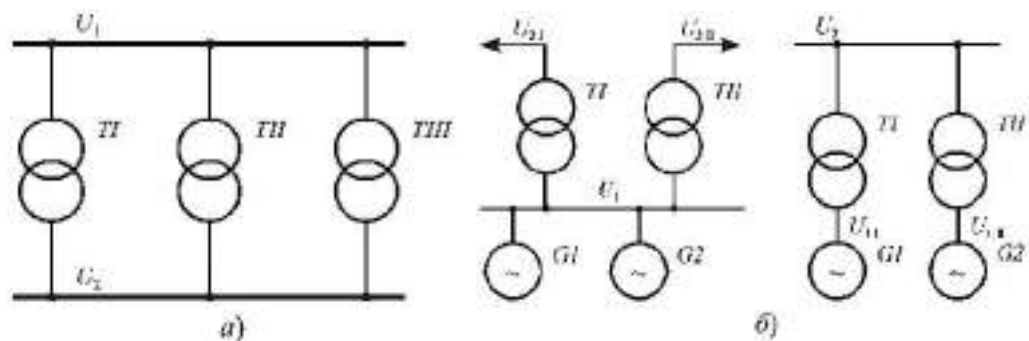


Рисунок 3.2 – Робота трансформаторів:

а – паралельна; б – сумісна

Паралельна робота декількох трансформаторів має такий ряд *технічних та економічних переваг* порівняно з роботою одного потужного трансформатора:

а) вища надійність електропостачання, так як відмова одного з трансформаторів не знеструмлює споживачів, а його навантаження може бути тимчасово повністю або частково компенсоване трансформаторами, що залишилися в роботі;

б) резервна потужність трансформаторів при їх паралельному вмиканні значно менша, ніж при живленні споживачів від одного потужного трансформатора;

в) у періоди зменшеного навантаження, наприклад, впродовж доби, в енергосистемі на трансформаторних підстанціях частина трансформаторів може бути відключена, що забезпечить більш економічний режим роботи ПС, за рахунок зменшення втрат холостого ходу трансформаторів та їх завантаження на максимальний ККД;

г) поступовий розвиток підстанцій. При підключенні нових споживачів електричної енергії збільшення потужності ПС може бути виконано додатковим вмиканням одного або декількох трансформаторів на паралельну роботу. Це

особливо важливо для районних знижуючих підстанцій, що постачають енергією великі промислові райони, які постійно розвиваються.

При паралельній роботі двохомоткових трансформаторів навантаження між ними буде розподілюватися рівномірно лише при виконанні таких умов:

а) рівність коефіцієнтів трансформації рівнів лінійної напруги:

$$k_{m1} = k_{m2} = \dots = k_{mn}; \quad (3.1)$$

б) рівність напруги короткого замикання трансформаторів:

$$u_{\kappa 1} = u_{\kappa 2} = \dots = u_{\kappa n}; \quad (3.2)$$

в) схеми та групи з'єднання обмоток трансформаторів повинні бути однакові.

Паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше трьох не рекомендується.

Невиконання умов паралельної роботи призводить нерівномірного завантаження трансформаторів або появу зрівняльних струмів $\overline{I}_{zp}$ вже у режимі холостого ходу. Ці струми циркулюють по замкнутих контурах, що утворені вторинними обмотками паралельно включених трансформаторів та провідниками спільних шин. У загальному вигляді формула для визначення зрівняльного струму двох трансформаторів T1 і T2 має вигляд:

$$\overline{I}_{zp} = \frac{\overline{E}_{2I} - \overline{E}_{2II}}{\underline{Z}_{\kappa I} - \underline{Z}_{\kappa II}}, \quad (3.3)$$

де $\overline{E}_{2I}$, $\overline{E}_{2II}$ – вектори вторинних фазних ЕРС трансформаторів, В;

$\underline{Z}_{\kappa I}$, $\underline{Z}_{\kappa II}$ – комплексні опори КЗ трансформаторів, Ом.

Якщо умова рівності коефіцієнтів трансформації ($k_{mI} \neq k_{mII}$) не виконується у їх вторинних обмотках виникне зрівняльний струм, який перевантажить трансформатор з меншим значенням k_m .

Паралельна робота трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації допускається у випадках:

– якщо $\Delta k_m = \pm 1\%$ для трансформаторів з $k_m \leq 3$;

– якщо $\Delta k_m = \pm 0,5 \%$ для всіх інших трансформаторів.

де Δk_m – відносна різниця коефіцієнтів трансформації трансформаторів:

$$\Delta k_m \% = \frac{k_{mI} - k_{mII}}{k_m} 100\%, \quad (3.4)$$

де $k_m = \sqrt{k_{mI} \cdot k_{mII}}$ – середньгеометричне значення коефіцієнтів трансформації.

На практиці величину $I_{зр}$ при різних k_m визначають так

$$I_{зр} = \frac{\Delta U_2 \cdot I_{2I,ном}}{u_{кI} + \frac{u_{кII}}{\beta}}, \quad (3.5)$$

де $u_{кI}$ і $u_{кII}$ – напруга короткого замикання, відповідно, I-го та II-го трансформаторів, %; ΔU_2 – різниця вторинних рівнів напруги, %:

$$\Delta U_2 = \frac{U_{2I} - U_{2II}}{U_{2,ном}} \cdot 100\%, \quad (3.6)$$

де $\beta = I_{2,номI} / I_{2,номII}$ – відношення номінального струму II-го (більшого за потужністю) трансформатора до номінального струму I-го (меншого за потужністю) трансформатора. Якщо потужності трансформаторів дорівнюють, то $\beta = 1$.

При паралельній роботі трансформаторів з неоднаковими напругами короткого замикання ($u_{кI} \neq u_{кII}$) трансформатор, що має меншу $u_{кI}$ буде перевантаженим.

Допускається паралельна робота трансформаторів з різними $u_{кI}$, якщо

$$\Delta u_{кI} = \frac{u_{кI} - u_{кII}}{u_{ксер}} \cdot 100\% \leq \pm 10\%, \quad (3.7)$$

де $u_{ксер}$ – середньоарифметичне значення $u_{кI}$ та $u_{кII}$: $u_{ксер} = 0,5(u_{кI} + u_{кII})$.

При паралельній роботі групи із n трансформаторів навантаження i -го трансформатора складе:

$$S_i = \frac{S}{\sum \frac{S_{номi}}{u_{кi}}} \cdot \frac{S_{номi}}{u_{кi}}, \quad (3.8)$$

де S_i – навантаження i -го трансформатора, кВА ;

S – загальне навантаження всієї паралельної групи, кВА ;

$u_{\kappa i}$ – напруга КЗ i -го трансформатора, %;

$S_{\text{ном } i}$ – номінальна потужність i -го трансформатора, кВА ;

$$\sum \frac{S_{\text{ном}}}{u_{\kappa}} = \frac{S_{\text{ном } I}}{u_{\kappa I}} + \frac{S_{\text{ном } II}}{u_{\kappa II}} + \dots + \frac{S_{\text{ном } n}}{u_{\kappa n}}. \quad (3.9)$$

Якщо трансформатори мають різні групи з'єднання обмоток, то паралельна робота їх неможлива: між обмотками трансформаторів виникає різниця потенціалів, що викликає значні зрівняльні струми ще у режимі холостого ходу:

$$I_{\text{зр}} = \frac{200 \sin \frac{\alpha}{2}}{\frac{u_{\kappa I}}{I_{I.\text{ном}}} + \frac{u_{\kappa II}}{I_{II.\text{ном}}}}, \quad (3.10)$$

де α – кут між векторами вторинних лінійних напруг (ЕРС);

$I_{I.\text{ном}}$ та $I_{II.\text{ном}}$ – номінальні струми трансформаторів, A .

За паралельної роботи трансформаторів сумарне навантаження на ПС повинне забезпечити достатнє навантаження кожному з них, про що судять за показами відповідних амперметрів, встановлення яких для трансформаторів номінальної потужності 1000 кВА є обов'язковим.

3.3 Регулювання напруги трансформаторів

Необхідна умова забезпечення технічно допустимих режимів роботи в електромережах – це регулювання напруги. Яке певною мірою дозволяє компенсувати зміну втрат напруги, які автоматично виникають при зміні графіків навантаження. Регулювання напруги трансформаторів здійснюється шляхом зміни числа витків їх вторинної обмотки

$$E_2 = 4,44 \omega_2 f \Phi_m \quad (3.11)$$

де f – частота струму мережі;

ω_2 – кількість витків вторинної обмотки;

Φ_m – основний магнітний потік.

Для цього обмотки трансформаторів виконують з певною кількістю відгалуджень, кожне з яких відповідає певній кількості витків. При перемиканні відгалуджень обмотки, вторинна напруга змінюється ступенево.

У силових масляних трансформаторах перемикання регулювальних відгалуджень здійснюється спеціальними перемикаючими пристроями.

Перемикаючий пристрій – це комутаційний виріб, що містить велику кількість різних за призначенням контактів і деталей ізоляції, механізм привода та інші допоміжні частини. Його встановлюють всередині трансформатора з виводом привода на кришку або бічну стінку бака. Пристрій перемикання, його привод та система керування утворюють систему регулювання напруги трансформатора.

Системи регулювання напруги силових трансформаторів підрозділяють на три основних типи: *механічні, тиристорно-механічні та безконтактні*.

На сьогодні у силових трансформаторах на основі механічних перемикаючих пристроїв найбільшого розповсюдження отримали два *типи систем регулювання напруги*: ПБЗ (перемикання без збудження) та РПН (регулювання під навантаженням).

РПН та ПБЗ встановлюються в обмотці ВН трансформатора, так як при меншому струмі навантаження, незважаючи на високу напругу, пристрій регулювання отримується більш економічним у порівнянні з пристроєм перемикання на стороні НН.

ПБЗ здійснює регулювання напруги лише при повному відключенні трансформатора від первинної та вторинної електричних мереж. Основними частинами його є контактна система, що складається з рухомих 4 і нерухомих контактів 5, та приводний механізм 3 для приведення в дію рухомих контактів (рис. 3.3). Електрична ізоляції перемикача від заземлених частин корпусу здійснюється за допомогою паперово-бакелітових деталей.

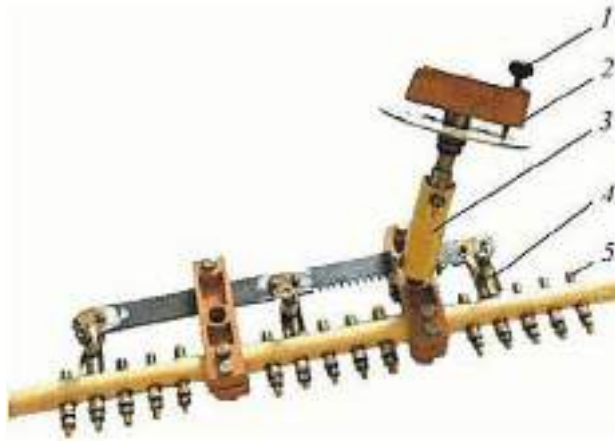


Рисунок 3.3 – Трифазний перемикаючий пристрій типу ПТРЛ:

1 – фіксатор; 2 – ковпак; 3 – привод;

4 – рухомий контакт; 5 – нерухомий контакт

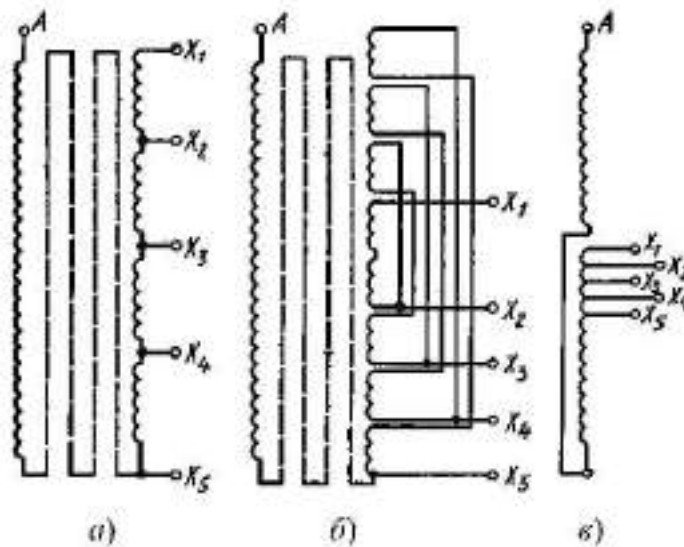


Рисунок 3.4 – Схеми виконання відгалужень у обмотці ВН з пристроєм ПБЗ:

а – без симетрування за висотою обмотки;

б – із симетруванням за висотою обмотки у багатошаровій циліндричній обмотці; *в* – із симетруванням за висотою витків, що перемикаються у

безперервній обмотці

Трансформатори загального призначення потужністю до 1600 кВА з ПБЗ звичайно мають 5 регулювальних відгалужень: +5, +2,5; 0; -2,5, -5 %. У більшості випадків відгалуження виконуються в «нульовій» точці трифазної обмотки, що з'єднана в зірку, з розподілом відгалужень у кожній з фаз. У

трансформаторах малої потужності застосовуються найпростіша схема без симетрування за висотою обмотки витків, що перемикаються (рис. 3.4 а), а у трансформаторів більшої – складніші схеми з симетруванням відгалужень за висотою обмотки (рис. 3.4 б, в).

Найбільше значення на сьогодні має регулювання напруги за допомогою системи РПН – перемикання під навантаженням контактними пристроями, що забезпечують обмеження струму в контурах регулювання та гасіння дуги при перемиканнях регулювальних відгалужень обмоток (рис. 3.5). Такі системи встановлюються в трансформаторах з номінальною потужністю від 1000 кВА. Із збільшенням напруги й потужності трансформатора економічна ефективність застосування РПН підвищується.

Основний діапазон рівнів напруги для РПН складає 35–330 кВ. При потужності понад 100 МВА РПН виконують на напругу 110 кВ і вище, причому в цьому діапазоні потужностей і напруги широко застосовуються окремі регулювальні автотрансформатори.



Рисунок 3.5 – Система РПН серії RS 9.3
(блок керування не показаний, виробник HYUNDAI)

Трансформатори з РПН мають у обмотці ВН велике число регулювальних відгалужень, що виконуються з невеликим кроком – 1,0–1,5 %, при загальній зоні регулювання $\pm(10-20)$ %. Особливістю РПН є те, що перехід з одного відгалуження на інше відбувається без розриву кола струму, тому у проміжному положенні перемикачі виявляються ввімкненими на два сусідніх відгалуження обмотки, а отже, частина обмотки між ними буде замкнена накоротко. Для обмеження струму КЗ застосовують струмообмежувальні реактори або резистори.

Конструкція перемикаючого пристрою типу UBBRT (виробник ABB) подана на рис. 3.6. При роботі пристрою РПН на його контактах виникає дуга. Щоб уникнути забруднення трансформаторного мастила перемикач розміщується у власному резервуарі, всередині бака трансформатора. РПН типу UB працюють за принципом селекторного перемикачання. Обладнання, необхідне для роботи РПН, розміщується в корпусі селекторного перемикача – циліндрі з посиленого скловолокном пластику 8. У верхній частині циліндра є металевий фланець 9, а в нижній частині – закрите металево дно 1. Приведення в рух валу селекторного перемикача 3 здійснюється від окремого приводного механізму, який кріпиться з боку бака трансформатора і з'єднується з допомогою приводних валів і конічних редукторів 11. РПН складається з трьох однакових однофазних пристроїв, що встановлені в корпусі селекторного перемикача. Кожний однофазний містить селекторний перемикач і дугогасні контакти.

Селекторний перемикач складається із нерухомих контактів 4 і системи рухомих контактів 5. Кожен нерухомий контакт має 2 контактних майданчики з кожної боку, одну для рухомого головного контакту і одну для рухомих перемикаючих контактів. Рухомий перемикаючий контакт і дугогасильні контакти представляють собою ролики, які рухаються зверху ножеподібних нерухомих контактів. Переривання струму відбувається між нерухомим і рухомих перемикаючими контактами. У процесі роботи струм проводиться по чистій поверхні міді або срібла, на якій не виникає дуга.

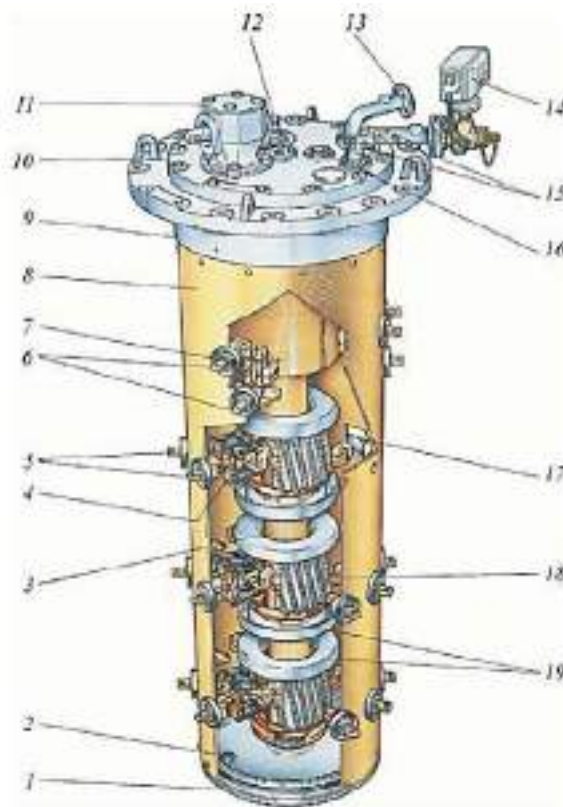


Рисунок 3.6 – Конструкція перемикача типу UBBRT (виробник АВВ):

1 – дно; 2 – гвинт для зливання мастила; 3 – вал селекторного перемикача; 4, 5 – рухомі та нерухомі контакти селекторного перемикача; 6, 7 – рухомі та нерухомі контакти вибірника; 8 – циліндр; 9 – фланець; 10 – кришка; 11 – конічний редуктор; 12 – мастильний клапан; 13 – патрубок маслорозширювача; 14 – реле тиску; 15 – клапан спуску повітря; 16 – віконце вказівника положення; 17 – клемма струмознімача; 18 – струмообмежувальний резистор; 19 – екрануючі кільця

Струмообмежувальні резистори 18 виконані з проводу, що спірально намотаний на ізольовану бобіну. Вони з'єднуються між рухомих головних контактами і дугогасними контактами.

Вибірник призначений для реверсу регульовальної обмотки або для зміни з'єднання при регулюванні в режимі «грубо – точно». Одна фаза вибірника складається з рухомого контакту 6 і трьох нерухомих контактів 7. Рухомий контакт закріплений зверху на осі приводного валу 3. Струм проводиться за

допомогою чотирьох контактних пальців рухомого контактів. Вибірник не бере участі в перериванні струму під час перемикання.

На рис. 3.7 показана принципова схема фази пристрою РПН із застосуванням активних струмообмежувальних опорів $R1$ та $R2$.

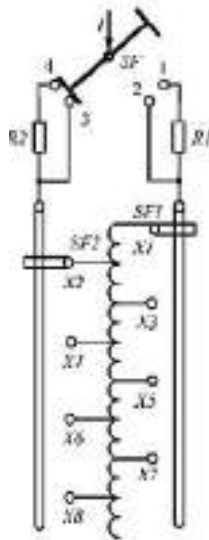


Рисунок 3.7 – Схема регулювання напруги фази пристрою РПН з використанням активних опорів

При положенні перемикачів, що показане на рис. 3.23, трансформатор працює на відгалуженні $X2$. При переході на відгалуження $X1$ спочатку перемикач $SF1$ переводиться в положення роботи на відгалуженні $X1$, а потім перемикач SF за допомогою відповідного механізму швидко перемикається в положення, в якому приєднується до контактів 1 та 2. Послідовність розмикання контактів 3 і 4 та замикання контактів 1 і 2 розраховується так, щоб коло робочого струму I не розривається. Швидко, впродовж часток секунди, перемикання необхідне для запобігання перегріву опорів $R1$ і $R2$.

На рис 24 приведена схема фази РПН зі струмообмежувальним реактором LR та послідовність перемикання при переході з відгалуження $X1$ (рис. 3.24 а) на відгалуження $X2$ (рис. 3.7 д). У кожній з двох гілок схеми перемикання є контактор ($K1$ та $K2$) для вимикання струму з даної гілки перед її вмиканням і

рухомі контакти перемикача ($SF1$ та $SF2$), які розраховані на перемикання гілок без струму.

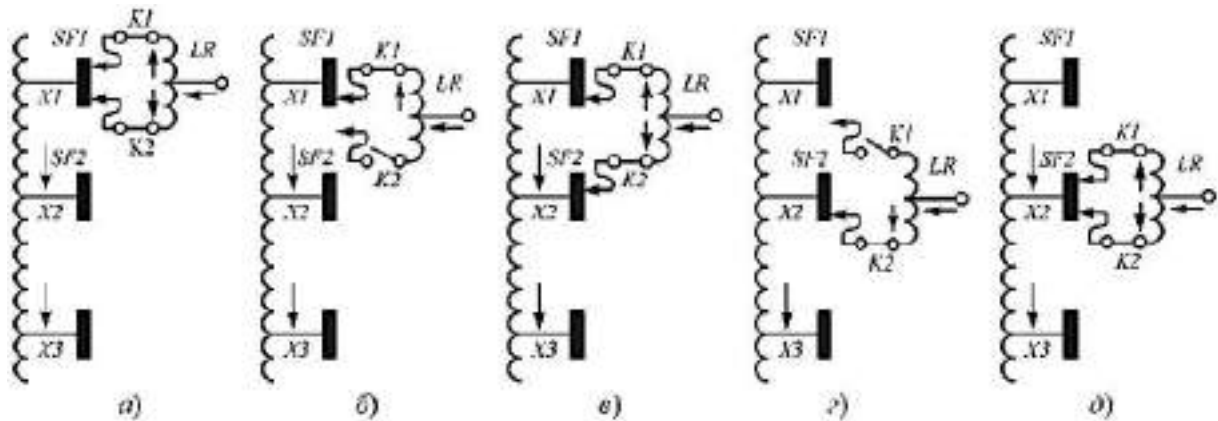


Рисунок 3.8 – Порядок перемикання відгалужень фази обмотки РПН зі струмообмежувальним реактором

У нормальному робочому положенні (рис. 3.8 а, д) струми двох гілок схеми обтікають дві половини обмотки реактора у різних напрямках. Тому магнітний потік у магнітопроводів реактора практично відсутній, а його індуктивний опір малий.

При переході перемикача у проміжне положення (рис. 3.8 в), виникає струм $K3$, що протікає по всій обмотці реактора LR в одному напрямі. При цьому магнітопровід реактора намагнічується, а його опір відносно цього струму різко зростає.

Регулювання під навантаженням вторинної напруги потужних трансформаторів (автотрансформаторів) також може здійснюватися за допомогою спеціальних послідовних регулювальних трансформаторів. Вони дають можливість змінювати, як робочу напругу (повздовжнє регулювання), так і її фазу (поперечне регулювання). Такі трансформатори мають більш складну будову ніж пристрої РПН та значно вищу вартість.

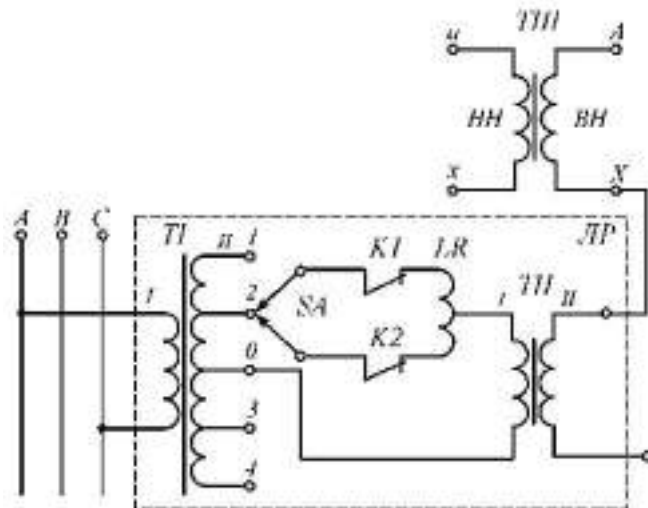


Рисунок 3.9 – Схема підключення лінійного регулятора

Різновидом послідовних регулювальних трансформаторів є лінійні регулятори – статичні електроапарати, що складаються з живильного *ТІ* та послідовного трансформаторів *ТІІ* (рис. 3.9). Ці трансформатори конструктивно виконуються в одному баку, що заповнений мастилом. Первинна обмотка *I* живильного трансформатора отримує живлення від двох фаз мережі, наприклад, *A* та *C*. Вторинна обмотка *II* живильного трансформатора *ТІ* містить такий самий перемикач *SA* що й пристрій РПН. Один кінець первинної обмотки *I* послідовного трансформатора *ТІІ* підключений до середньої точки *0* вторинної обмотки живильного трансформатора *ТІ*, а інший – до перемикаючого пристрою *SA*. Вторинна обмотка *II* послідовного трансформатора *ТІІ* з'єднана послідовно з обмоткою *ВН* силового трансформатора *ТШ*, і додаткова ЕРС ΔE у вторинній обмотці *ТІІ* складається з ЕРС в обмотці *ВН* силового трансформатора *ТШ*.

Використання лінійних регуляторів дозволяє забезпечити регулювання напруги у межах $\pm(10-15 \%)$ для силових трансформаторів, що не обладнані пристроями РПН. Регулювальні трансформатори типу ЛТМ випускаються потужністю 1,6–6,3 МВА на напругу 6–10 кВ, а типів ЛТМН, ЛТДН – 16–100 МВА на напругу до 35 кВ.

3.4 Режими навантаження та зношування ізоляції трансформаторів

Тривала експлуатація силових трансформаторів можлива лише за умови визначення технічно обґрунтованих режимів навантаження з точки зору допустимих температур і термічного зношення.

Передбачуваний нормальний термін служби трансформатора – це деяка умовна величина, що приймається для безперервного постійного навантаження при нормальній температурі охолодного середовища та за номінальних умов експлуатації.

Навантаження і (або) температура охолодного середовища, які перевищують номінальні, викликають прискорене зношення ізоляції.

Дійсний термін служби трансформатора значною мірою залежить від виняткових впливів, таких як перенапруги, короткі замикання в мережі та аварійні перевантаження. Ймовірність безвідмовної роботи при таких впливах, залежить від:

- амплітуди і тривалості впливу;
- конструкції трансформатора;
- температури різних частин трансформатора;
- вмісту вологи в ізоляції та мастилi;
- вмісту кисню та інших газів в ізоляції та мастилi;
- кількості, розміру та виду частинок домішок;
- підвищених навантажень, що обмежує можливості їх використання.

Перевантаження трансформатора – це навантаження, при якому розрахункове зношування ізоляції обмоток, що відповідає усталеному перевищенню температури, переважає зношування, що відповідає номінальному режиму роботи.

Небезпека передчасної відмови може виникнути внаслідок короточасних впливів або тривалих впливів загального погіршення стану трансформатора протягом багатьох років.

Режим навантажень з циклічними змінами (як правило, цикл дорівнює добі), який визначають з урахуванням середнього значення зношення протягом

тривалості циклу. Режим циклічних навантажень може бути режимом систематичних навантажень або режимом тривалих аварійних перевантажень:

а) *режим систематичних навантажень* – це режим, протягом частини циклу якого температура охолодного середовища може бути вищою і струм навантаження перевищує номінальний, проте з точки зору термічного зношення таке навантаження еквівалентне навантаженню при номінальній температурі охолодного середовища. Це досягається за рахунок зниження температури охолоджувального середовища або струму навантаження протягом решти частини циклу;

б) *режим навантаження*, що виникає внаслідок тривалого виходу з ладу деяких елементів мережі, які можуть бути відновлені тільки після досягнення сталого значення перевищення температури. Чутливість трансформатора до навантажень, вищих за номінальні залежить від його потужності. Трансформатори великої потужності можуть бути менш стійкими до перевантажень, ніж трансформатори меншої потужності.

З точки зору ступеня ризику ймовірних перевантажень трансформаторів їх розділено на такі категорії:

- розподільчі трансформатори (враховуються лише температура найбільш нагрітої точки і термічне зношення);
- трансформатори середньої потужності (враховуються різні види охолодження);
- трансформатори великої потужності (враховуються вплив потоку розсіяння та наслідки відмов).

Розподільчий трансформатор – трифазний трансформатор номінальною потужністю не більше 2500 кВА або однофазний номінальною потужністю не більше 833 кВА класів напруги до 35 кВ включно, тобто знижувальний трансформатор з роздільними обмотками і напругою розподільної мережі, з охолодженням ON і без системи РПН.

Трансформатор середньої потужності – трифазний трансформатор номінальною потужністю не більше 1000 МВА або однофазний номінальною

потужністю не більше 33,3 МВА з роздільними обмотками, в якому опір короткого замикання Z_r через обмеження густини потоку розсіяння не перевищує значення, %:

$$Z_r = 25 - 0,1 \frac{3S_{ном}}{W}, \quad (3.12)$$

де W – кількість стержнів; $S_{ном}$ – номінальна потужність, МВА.

Трансформатор великої потужності – трифазний трансформатор потужністю понад 100 МВА або з граничним значенням опору короткого замикання, яке перевищує наведене вище значення.

Підчас перевантаження, яке перевищує номінальне, рекомендується не перевищувати граничні значення, зазначені у табл. 3.2.

Для всіх категорій трансформаторів метод розрахунку термічного зношення ізоляції є однаковим. Ізоляція трансформатора підлягає термохімічному зношенню. Цей процес є кумулятивним і призводить до недопустимого її стану за деякими критеріями. Згідно з законом Арреніуса, період часу до досягнення цього стану залежно від швидкості хімічної реакції виражається формулою:

$$T_{сл} = e^{\alpha + \beta/T}, \quad (3.13)$$

де α і β – сталі; T – абсолютна температура.

Для обмеження діапазону температури можливо використовувати більш просте експоненціальне відношення Монтсінгера:

$$T_{сл} = e^{-p\Theta}, \quad (3.14)$$

де p – стала; Θ – температура.

Поки що не існує єдиного і простого критерію закінчення терміну служби, який міг би бути використаним для кількісної оцінки корисного терміну служби ізоляції трансформатора; проте можна зробити порівняння, що ґрунтуються на швидкості зношення ізоляції. Це величина, зворотна терміну служби, і визначається відношенням Монтсінгера:

$$V_{зн} = \gamma \cdot e^{-p\Theta}, \quad (3.15)$$

де γ – стала.

Таблиця 3.2 – Граничні значення температури і струму для режимів навантаження, що перевищує номінальне

Тип навантаження	Трансформатори		
	розподільчі	середньої потужності	великої потужності
<i>Режим систематичних навантажень</i>			
Струм, відносні одиниці	1,5	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що контактують з ізоляційним матеріалом, °C	140	140	120
Температура мастила у верхніх шарах, °C	105	105	105
<i>Режим тривалих аварійних перевантажень</i>			
Струм, відносні одиниці	1,8	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що контактують з ізоляційним матеріалом, °C	150	140	130
Температура мастила у верхніх шарах, °C	115	115	115
<i>Режим короточасних аварійних перевантажень</i>			
Струм, відносні одиниці	2,0	1,8	1,3
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що контактують з ізоляційним матеріалом, °C	—	160	160
Температура мастила у верхніх шарах, °C	—	115	115

Значення сталої γ у (3.15) залежить від багатьох чинників: початкового складу целюлозних продуктів і параметрів охолоджувального середовища.

Проте незалежно від цих змін в інтервалі температури від 80 до 140 °C, яка відповідає реальним умовам, за коефіцієнт зміни температури допускається приймати сталі значення p . Під час визначення його значення враховують той факт, що швидкість зношення подвоюється під час кожної зміни температури приблизно на 6 °C.

Швидкість зношення визначається температурою найбільш нагрітої точки. Для трансформаторів, які відповідають вимогам ГОСТ 11677, еталонне значення цієї величини при номінальному навантаженні до нормальної температури охолодного середовища приймається таким, що дорівнює 98 °C. У цьому стандарті відносна швидкість зношення при цій температурі приймається такою, що дорівнює одиниці.

У багатьох сучасних трансформаторах використовується термічно високоякісна ізоляція. Вони, як правило, мають нормальний передбачуваний термін служби при базовій температурі найбільш нагрітої точки 110 °C.

Якщо для трансформаторів, що відповідають вимогам ГОСТ 11677, відносну швидкість термічного зношення ізоляції взяти такою, що дорівнює одиниці, а температуру найбільш нагрітої точки – 98 °C, що відповідає роботі трансформатора при температурі охолоджувального середовища 20 °C і перевищенню температури найбільш нагрітої точки 78 °C, то відносну швидкість зношення ізоляції можливо визначити за формулою:

$$v_{zn} = 2^{(\theta_h - 98)/6}, \quad (3.16)$$

де θ_h – температура найбільш нагрітої точки трансформатора.

Скорочення терміну служби, викликане місячним, добовим або годинним навантаженням при температурі найбільш нагрітої точки 98 °C, виражається «нормальними» місяцем, добою або годиною.

Якщо навантаження і температура охолодного середовища є сталими протягом певного періоду часу, то відносне скорочення терміну служби дорівнює V_t , де t – проміжок часу, що розглядається. Те саме стосується і постійного режиму навантаження при змінній температурі охолоджувального середовища,

якщо при цьому використовується базове значення температури охолоджувального середовища.

Як правило, коли змінюються режим навантаження і температура охолодного середовища, відносна швидкість скорочення терміну служби змінюється у часі. Відносне зношення ізоляції протягом певного періоду часу становитиме:

$$t_{cl} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N v_{zn}, \quad (3.17)$$

де n – порядковий номер інтервалу часу;

N – загальна кількість однакових інтервалів часу.

Для визначення скорочення терміну служби трансформаторів, їх допустимих навантажень тощо за кривими допустимих режимів навантаження, що наведені в розділах 4 і 5, потрібно перетворити наявний добовий графік навантаження трансформатора у спрощений двоступінчастий, відповідно до рис. 3.10.

Якщо еквівалентність двоступінчастого графіка навантаження викликає сумнів, потрібно зробити кілька припущень і прийняти графік з найбільшим запасом.

У випадку значення графіка навантаження з одним максимумом тривалість максимуму навантаження t необхідно визначати, як показано на рис 3.11. Для ділянки графіка навантаження без максимуму значення K_1 визначають як середнє значення навантаження без максимуму.

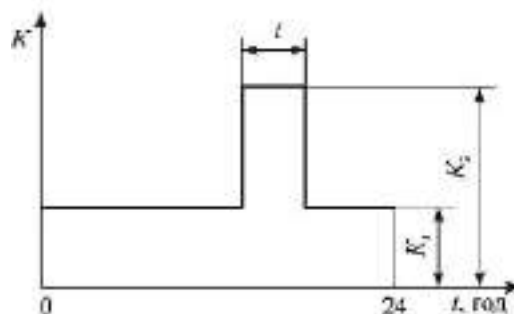


Рисунок 3.10 – Еквівалентний двоступінчастий графік навантаження

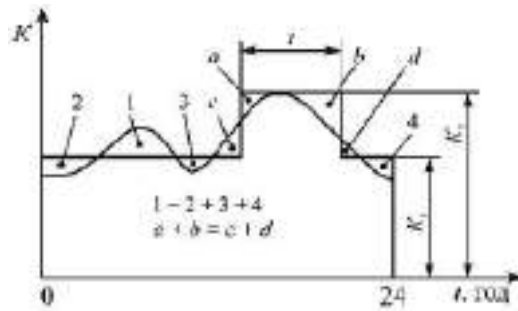


Рисунок 3.11 – Графік навантаження з одним максимумом

Якщо графік навантаження має два максимуми однакової амплітуди, але різної тривалості значення t визначають для максимуму більшої тривалості, а значення K_1 повинно відповідати середньому значенню решти навантаження. Приклад такого графіка навантаження подано на рис. 3.12.

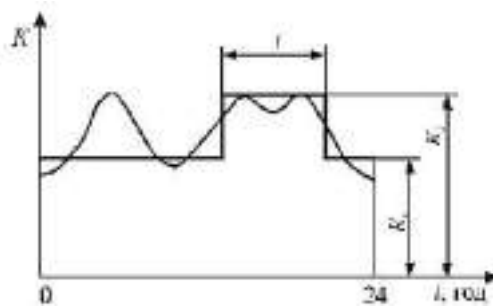


Рисунок 3.12 – Графік навантаження з двома максимумами навантаження однакової амплітуди і різної тривалості

Якщо графік навантаження складається з кількох послідовних максимумів, значення t задають достатньої тривалості, щоб охопити всі максимуми, а значення K_1 повинно відповідати середньому значенню решти навантаження, як показано на рис. 3.13.

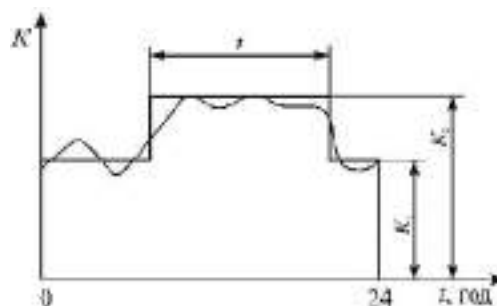


Рисунок 3.13 – Графік навантаження з послідовними максимумами

Реальний графік навантаження також може бути перетвореним за допомогою *уточненого методу*. Для цього вихідний графік навантаження трансформатора може бути поданий періодичними, але з достатньою частотою фіксованими у часі вимірюваннями значень струму навантаження за добовий інтервал часу. При цьому добовий інтервал передбачає тривалість графіка 24 год незалежно від початку відліку, який необхідно вибирати за характером добової зміни навантаження так, щоб навантаження на початку і в кінці 24-годинного інтервалу було б за можливістю однаковим, що задовольняє умові повторюваності такого добового графіка.

Перетворення вихідного графіка навантаження трансформатора у добовий, еквівалентний за втратами, двоступінчастий прямокутний графік з представленням навантаження в частках номінального струму обмотки потрібно виконувати згідно з рис. 3.14 у такій послідовності:

а) на вихідному графіку навантаження трансформатора провести лінію номінального струму $I_{ном}$, вона ж – лінія відносного номінального навантаження $K=1$;

б) у точках А і Б перетину номінальної лінії з кривою вихідного графіка навантаження виділити на ньому ділянку перевантаження тривалістю h' ;

в) частину графіка, що залишилася з меншим навантаженням, розбити на m інтервалів Δt_i , виходячи з можливості проведення в кожному інтервалі лінії середнього навантаження, тобто так, щоб площі ділянок над і під середньою лінією були приблизно однаковими, а потім визначити значення струму середніх ліній $S_1; S_2; \dots; S_m$;

г) розрахувати початкове навантаження K_2 еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S_1)^2 \Delta h_1 + (S_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}; \quad (3.18)$$

д) ділянку перевантаження h' на вихідному графіку навантаження розбити на p інтервалів Δh_p , виходячи з можливості проведення лінії середнього навантаження у кожному інтервалі, а потім визначити значення $S'_1; S'_2; \dots; S'_p$;

е) розрахувати попереднє перевищення перевантаження еквівалентного графіка навантаження:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (3.19)$$

Порівняти значення K'_2 з K_{max} вихідного навантаження:

– якщо $K'_2 > 0,9K_{max}$, потрібно прийняти $K_2 = K'_2$, якщо $K'_2 < 0,9K_{max}$, потрібно прийняти $K_2 = 0,9K_{max}$, а тривалість h перевантаження еквівалентного графіка навантаження обчислити за формулою:

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9K_{max})^2}; \quad (3.20)$$

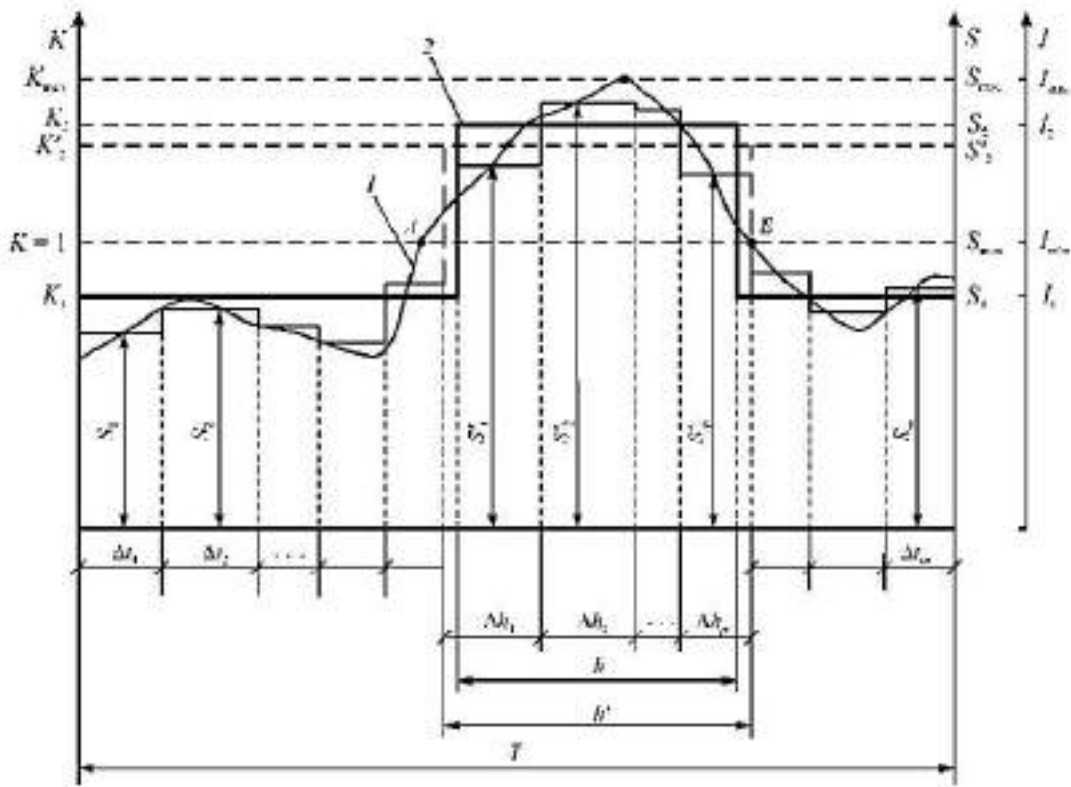


Рисунок 3.14 – Перетворення вихідного графіка навантаження трансформатора в еквівалентний двоступінчастий прямокутний графік:

1 – вихідний графік навантаження;

2 – еквівалентний прямокутний графік навантаження

– якщо вихідний добовий графік навантаження трансформатора містить два близьких за значенням максимуми різної тривалості, значення h і K_2 визначають за максимумом більшої тривалості, а значення K_1 – як середнє квадратичне значення решти навантаження;

– якщо вихідний добовий графік навантаження трансформатора містить кілька послідовних близьких максимумів, значення K_2 і h визначають, охоплюючи усі максимуми, а значення K_1 – як середнє квадратичне значення решти навантаження.

3.5 Вибір трансформаторів

Вибір силових трансформаторів підстанції – це складна комплексна задача, тому її вирішення доцільно проводити у декілька етапів:

- 1) вибір місця встановлення;
- 2) вибір типу трансформаторів;
- 2) вибір кількості трансформаторів ПС;
- 3) вибір потужності трансформаторів ПС.

3.5.1 Вибір типу трансформаторів підстанцій

Вибір типу трансформаторів виконують з урахуванням умов їх установки, температури навколишнього середовища, необхідного ступеня надійності електропостачання тощо.

На підстанціях повинні встановлюватися масляні або сухі трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком (наприклад, синтетичний ефір MIDEЛ 3171). Перші з них мають гарне відведення тепла від обмоток і магнітопроводу, якісне діелектричне просочення ізоляції, надійний захист активних частин від впливу навколишнього середовища, низьку вартість. Їх недолік – можливість виникнення пожежі, вибуху або викиду продуктів розкладання мастила при випадковому пошкодженні ізоляції. Сухі трансформатори мають гірші умови охолодження, ніж масляні, тому густина струму в їх обмотках нижча, а габарити, витрата активних матеріалів і вартість

відповідно більші. У сухих трансформаторах використовують різні ізоляційні матеріали. Найбільш надійним вважається лита ізоляція з твердіючих синтетичних смол і, як правило на дві третини, кварцового порошкового заповнювача. Трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком мають всі переваги масляних, а головним їх недоліком є значно вища вартість.

На ПС встановлюються, як правило, трифазні трансформатори. За відсутності трифазних трансформаторів необхідної потужності, а також за наявності транспортних обмежень, допускається застосування групи однофазних трансформаторів, або двох трифазних трансформаторів однакової потужності.

На підстанціях промислових підприємств найбільшого розповсюдження отримали масляні двохобмоткові трансформатори. Трьохобмоткові трансформатори напругою 110/35/6–20 кВ на ГПП застосовують лише за наявності віддалених споживачів середньої потужності, що належать даному підприємству. Трансформатори з розщепленими обмотками 110/10–10 кВ застосовують на підприємствах за необхідності зниження струму КЗ і виокремлення живлення ударних навантажень.

Трансформатори ПС напругою 35–220 кВ виготовляють тільки з масляною системою охолодження і як правило встановлюють просто неба.

Для цехових ТП промислових підприємств з вищою напругою 10 кВ застосовують масляні трансформатори типів ТМ, ТМН, ТМЗ, ТМГ; сухі трансформатори типу ТСЗ (з природним повітряним охолодженням); трансформатори типу ТНЗ, ТНГ з негорючою діелектричною рідиною. Масляні трансформатори цехових ТП потужністю $S_{т.ном} \leq 2500 \text{ кВА}$ встановлюють як просто неба, так і всередині будівель. Сухі трансформатори потужністю $S_{т.ном} \leq 1000 \text{ кВА}$ застосовують для встановлення всередині адміністративних і громадських будівель, у лабораторіях та інших приміщеннях, до яких застосовують підвищені вимоги з пожежної безпеки. Герметичні трансформатори не вимагають в умовах експлуатації ні ревізії, ні ремонту. Їх ремонт і ревізію виконують на заводах-виробниках.

3.5.2 Вибір місця встановлення трансформаторів

Силові трансформатори можуть бути встановленими як просто неба, так і у виробничих приміщеннях. Їх необхідно розміщувати як можна ближче до центра електричних навантажень. Наближення ПС до навантажень дозволяє підвищити економічність та надійність електропостачання споживачів, оскільки скорочується протяжність електричних мереж вторинної напруги, зменшуються зони можливих аварій.

Місця розміщення потужних системних ПС з вищою напругою 330–750 *кВ* визначаються умовами розвитку економіки різних районів країни, процесом розвитку ОЕС України. Розміщення системних ПС залежить від вибору структури головних зав’язків ОЕС, збільшення кількості вузлів навантаження. При виборі місця розташування системних ПС необхідно виходити із оцінки найкращої послідовності вводу експлуатацію основних першочергових об’єктів (електростанцій, ПС і ПЛ).

Для вибору місць розміщення ПС промислових підприємств застосовуються картограми електричних навантажень. Для живлення підприємств великої потужності від ЕЕС на них споруджуються ГПП з вищою напругою 35–220 *кВ*.

Між установленими просто неба силовими трансформаторами напругою 110 *кВ* і вище з одиничною потужністю 63 *МВА* і більше, а також між ними і трансформаторами іншого призначення потрібно передбачати розділювальні перегородки, якщо відстань у просвіті між трансформаторами, установленими на ПС, є меншою ніж 15 м.

При встановленні силових трансформаторів уздовж зовнішніх стін будівель електростанцій на відстані від стін, меншій ніж 40 м, розділювальні перегородки передбачають у випадку, якщо відстань у просвіті між трансформаторами становить менше 25 м. У випадку встановлення трансформаторів просто неба вздовж машинного залу електростанції потрібно забезпечувати можливість перекочування трансформатора до місця ремонту без демонтажу його елементів і розбирання підтримувальних конструкцій струмопроводів, порталів, шинних мостів тощо. Для цього поруч із кожним трансформатором потрібно передбачати

площадку, розраховану на розміщення елементів, знятих з трансформатора, який ремонтують, такелажного оснащення та устаткування, необхідного для ремонтних робіт.

У виробничих приміщеннях, які мають вибухонебезпечні чи пожежонебезпечні зони, ПС потрібно виконувати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

Маслонаповнені трансформатори дозволено розміщувати на 1-му і 2-му поверхах у основних і допоміжних виробничих приміщеннях, які належать до категорії Г або Д будівель І або ІІ ступеня вогнестійкості, як в окремих приміщеннях, так і поза ними.

За необхідності встановлення трансформаторів усередині приміщень вище другого поверху і нижче рівня підлоги першого поверху вони повинні бути з негорючим екологічно чистим діелектриком або сухими залежно від умов навколишнього середовища і технології виробництва.

У виробничих приміщеннях силові трансформатори дозволено встановлювати в камерах, в окремих приміщеннях, а також і відкрито.

Установлювати КТП або силові трансформатори у виробничому приміщенні потрібно з дотриманням таких вимог:

а) на кожній ПС відкритого встановлення дозволено застосовувати масляні трансформатори із сумарною потужністю до 3,2 МВА. Відстань у просвіті між омаляними трансформаторами різних КТП, а також між обгородженими камерами масляних трансформаторів повинна бути не менше ніж 10 м;

б) в одному приміщенні ПС допускається встановлення не більше трьох КТП з масляними трансформаторами сумарною потужністю не більше ніж 6,5 МВА. Ці вимоги також стосуються прибудованих та вбудованих ПС, які передбачають викочування масляного трансформатора всередину будівлі;

в) сумарна потужність масляних трансформаторів ПС, що встановлені на другому поверсі, не повинна перевищувати 1 МВА;

г) для ПС із сухими трансформаторами або з негорючим рідким екологічно чистим діелектриком їх потужність, кількість, відстані між ними, а також поверх установа не обмежують. Сухі трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком дозволено встановлювати у загальній камері в кількості до 6-ти одиниць, якщо це не викликає ускладнень під час проведення ремонтних робіт.

Сухі трансформатори невеликої потужності (10–400 *кВА*) розміщують на колонах, балках, фермах, так як їм не потрібні маслозбірні пристрої.

Під кожним силовим трансформатором і апаратом з масою рідинного наповнювача понад 60 *кг* потрібно влаштовувати приймач рідини.

КТП потрібно розміщувати в межах «мертвої зони» роботи цехових підйомнотранспортних механізмів.

Приміщення трансформаторних підстанцій заборонено розміщувати:

- а) безпосередньо над і під приміщеннями з вибухонебезпечними зонами будь-якого класу;
- б) під приміщеннями виробництв із мокрим технологічним процесом;
- в) безпосередньо над і під приміщеннями, в яких у межах площі, займаної РУ або приміщеннями з масляними силовими трансформаторами, одночасно можуть перебувати більше ніж 50 осіб.

Дозволено встановлювати в одній загальній камері два масляні трансформатори потужністю не більше ніж 1 *МВА* кожний, які мають спільне призначення, керування, захист і які розглядаються як один агрегат.

Кожна камера масляних трансформаторів повинна мати окремий вихід назовні або у суміжне приміщення з негорючими підлогою, стінами і перекриттями, які не містять вогне- і вибухонебезпечних предметів, апаратів і виробництв.

У випадку закритого встановлення трансформаторів потрібно застосовувати трансформатори переважно з винесеною системою охолодження типу групової охолоджувальної установки (ГОУ).

На ПС, де температура навколишнього повітря може бути нижчою від допустимої, для апаратури установок керування роботою трансформатора потрібно передбачати електричне підігрівання з автоматичним керуванням для забезпечення надійного функціонування апаратури.

3.5.3 Вибір кількості трансформаторів підстанцій

Основними вимогами при виборі кількості трансформаторів підстанції є:

- а) надійність електропостачання споживачів;
- б) мінімум приведених витрат на трансформатори з урахуванням динаміки зростання електричних навантажень.

При проєктуванні ПС надійність електропостачання споживачів I-ї категорії досягається за рахунок наявності двох незалежних джерел живлення, при цьому забезпечується резервування живлення і всіх інших споживачів. При живленні електроприймачів I-ї категорії від однієї ПС необхідно мати по одному трансформатору на кожній секції шин, при цьому їх потужність вибирається так, щоб при виході з ладу одного з них інший (з урахуванням допустимого перевантаження) забезпечував живлення всіх споживачів I-ї категорії. Резервне живлення споживачів I-ї категорії вводиться автоматично.

Споживачі II-ї категорії забезпечуються резервом, що вводиться автоматично або діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Живлення цих споживачів також необхідно забезпечувати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення.

При виборі кількості трансформаторів виходять з того, що спорудження однотрансформаторних підстанцій не завжди забезпечує найменші витрати. Якщо за умовами надійності електропостачання споживачів необхідна установка більш ніж одного трансформатора, то число трансформаторів на ПС не повинно перевищувати двох. Двотрансформаторні підстанції економічно більш доцільні, ніж підстанції з іншим числом трансформаторів.

Встановлення більше двох трансформаторів виконується:

- а) за необхідності двох рівнів середньої напруги на ПС;

- б) при відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності;
- в) при відповідних обґрунтуваннях.

На промислових підприємствах головні знижувальні підстанції, підстанції глибоких вводів і цехові ПС виконують з числом трансформаторів не більше двох. Для споживачів III і частково II-ї категорій розглядають варіант установки одного трансформатора з резервним живленням по стороні низької напруги від сусідньої трансформаторної ПС. У цьому випадку резервна підстанція повинна мати запас потужності.

3.5.4 Вибір потужності трансформаторів підстанцій

Потужність силових трансформаторів у нормальних умовах повинна забезпечувати живлення всіх приймачів електроенергії, що підключені до ПС. Вибір потужності трансформаторів ПС виконують за розрахунковим навантаженням з урахуванням режиму енергопостачальної організації за реактивною потужністю. Залежно від способу задання розрахункового навантаження існують два підходи до вибору номінальної потужності трансформаторів:

- а) за розрахунковими максимумами навантажень нормальних і післяаварійних режимів;
- б) за відомими характерними добовими графіками навантажень нормальних і післяаварійних режимів.

Номінальна потужність трансформатора $S_{ном}$, *MVA* на підстанції з числом трансформаторів $n > 1$ визначається із умови:

$$S_{ном} \geq \frac{P_p}{k_{пер}(n-1)\cos\varphi}, \quad (3.21)$$

де P_p – розрахункова потужність, *MВт*

$$P_p = P_{max} k_{I-II}, \quad (3.22)$$

де P_{max} – сумарна активна максимальна потужність ПС на 5-й рік експлуатації, *MВт*;

k_{I-II} – коефіцієнт участі в навантаженні споживачів I-ї та II-ї категорій;

$k_{пер}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Для двотрансформаторної ПС вираз (35) набуде вигляду:

$$S_{ном} \geq \frac{P_{\max} k_{I-II}}{k_{пер} \cos \varphi}. \quad (3.23)$$

Для мережевих підстанцій, де в аварійному режимі до 25 % споживачів III-ї категорії може бути відключено, k_{I-II} як правило задається таким, що дорівнює 0,75–0,85 ($k_{I-II} = 1$, якщо всі споживачі I-ї категорії).

Оскільки $k_{I-II} < 1$, а $k_{пер} > 1$ то їх відношення $k = k_{I-II}/k_{пер}$ завжди менше 1 і характеризує собою резервну потужність трансформатора, що закладена при виборі його номінальної потужності. Чим менша величина коефіцієнта k , тим більш ефективним буде використання трансформаторної потужності з урахуванням перевантаження. Завищення коефіцієнта k приводить до завищення сумарної встановленої потужності трансформаторів на підстанції.

Отже, встановлена потужність двотрансформаторної мережевої ПС визначається із умови:

$$S_{mp\Sigma} \geq \frac{kP_{\max}}{\cos \varphi}. \quad (3.24)$$

Як правило, номінальну потужність трансформаторів для двотрансформаторної ПС визначають при $k=0,7$.

Вибір номінальної потужності трансформатора (з нормальним терміном служби) може бути проведеним на основі заданого еквівалентного прямокутного графіка навантаження, що виражений відношенням K_2/K_1 і температури охолоджувального середовища Θ_a . Даний підхід базується на таких припущеннях:

а) добова зміна навантаження трансформатора враховується ступеневим графіком;

б) температура охолоджувального середовища вважається сталою впродовж всього графіка навантаження (24 год);

в) прикладені напруги до обмоток трансформатора залишаються сталими.

Спочатку вихідний добовий графік навантаження трансформатора необхідно перетворити в еквівалентний прямокутний добовий графік за спрощеним чи уточненим методом. Далі виходячи з потужності $S_{e.2}$ попередньо задатися типом силового трансформатора та вибрати відповідний йому графік допустимих режимів навантаження.

Якщо використовувався спрощений метод перетворення добового графіку навантаження то значення коефіцієнтів K_1 та K_2 визначаються графічно (див. рис. 3.15). Для цього на графіку допустимих режимів навантаження силового трансформатора достатньо знайти точку перетину D кривої t , що відповідає тривалості перевантаження K_2 , з прямою постійного нахилу K_2/K_1 . Цю пряму визначають так: відкладають точку A ($K_1=1$; $S_{e.2}/S_{e.1}$) та точку $B(S_{e.2}/S_{e.1}$; $K_2=1$) після чого з'єднують їх (рис. 3.15).

Розрахункове значення номінальної потужності трансформатора визначається за виразом:

$$S'_{ном} = \frac{S_{e.1(2)}}{K_{1(2)}}, \quad (3.25)$$

де $S_{e.1(2)}$ – еквівалентна потужність I-го (II-го) ступеня еквівалентного прямокутного графіка навантаження, $\kappa\text{ВА}$.

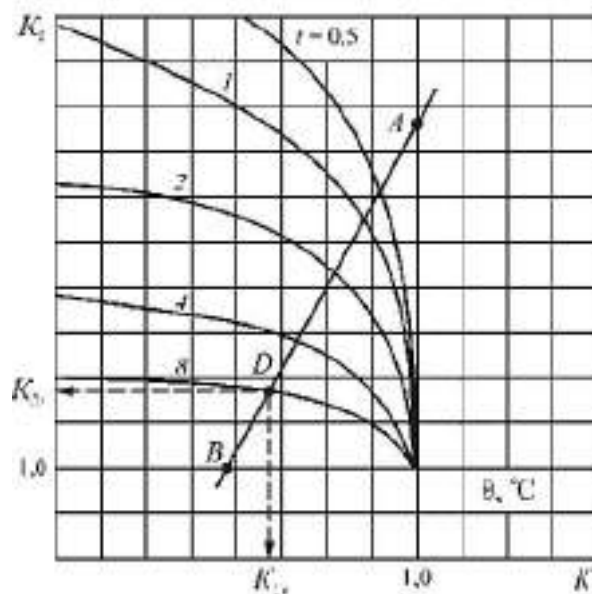


Рисунок 3.15 – Графічне визначення коефіцієнтів K_1 , K_2

Отримане значення $S'_{ном}$ округлюється до найближчого більшого значення стандартного ряду номінальних потужностей трансформаторів.

У цілому, при виборі потужності силових трансформаторів ПС за будь-яким методом також слід дотримуватися рекомендацій СОУ-Н «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище».

На підстанціях 110 (150) кВ рекомендовано встановлювати трансформатори такої потужності:

- в найзначніших містах – 2х40 МВА (в окремих випадках – 2х63 МВА);
- у великих та значних містах – 2х25 та 2х40 МВА;
- у промислових вузлах – 2х25 МВА (в окремих випадках – 2х63 МВА);
- на інших підстанціях – до 2х16 МВ.А;
- застосування на ПС 110 (150) кВ трансформаторів потужністю 80 МВА повинно бути обґрунтоване.

На підстанціях 35 кВ необхідно встановлювати по два трансформатори з одиничною потужністю до 10 МВА.

4 ГЕНЕРАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

План

4.1 Автоматичне гасіння поля (АГП) та автоматичне регулювання збудження

4.2 Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею

4.1 Автоматичне гасіння поля (АГП) та автоматичне регулювання збудження

Після аварійного відключення генератора захистом необхідно його обеззбудити, тобто погасити магнітне поле. При цьому зменшується ЕРС генератора, час горіння дуги і вигоряння обмоток і сталі. Гасіння поля потрібне не лише при аварійних, але і при нормальних відключеннях. При розриві обмотки збудження, що має велику індуктивність і малу ємність, з'являється перенапруга, яка може привести до пробію ізоляції.

Найпростіше здійснити гасіння поля за допомогою активного опору (рис. 4.1).

Від дії релейного захисту генератора спочатку замикається контакт 1, підключаючи до обмотки збудження LG опір r , в якому гаситься електромагнітна енергія. Потім розмикається контакт 2. При цьому контакт 2 не розриває коло обмотки LG і не виникає перенапруги.

Така схема не забезпечує швидкого гасіння поля (декілька секунд) і застосовується тільки для машин невеликої потужності.

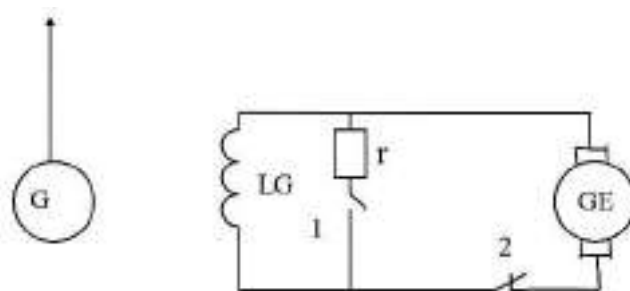


Рисунок 4.1 – Схема АГП з активним опором

Використовуються також автомати гасіння поля з дугогасильними решітками (рис. 4.2). До складу АГП входять: обмотка контактора К, блок-контакт КК, робочі контакти 1, дугогасильні контакти 2 і дугогасильні решітки 3.

При нормальній роботі генератора робочі 1 і дугогасильні 2 контакти замкнуті, обмотка К має замкнуте коло, отже, контакти КК замкнуті і опір R зашунтовано.

При спрацьовуванні релейного захисту (РЗ) коло обмотки АГП розривається і контакт КК, розмикаючись, вводить у коло ЛГЕ додатковий опір R , знижуючи струм збудження збуджувача.

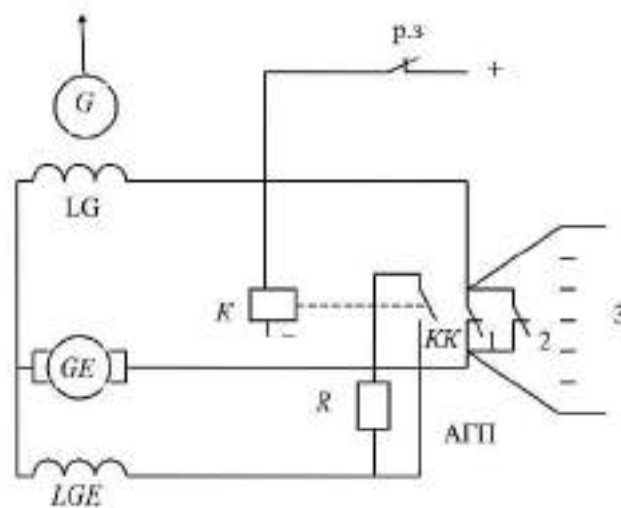


Рисунок 4.2 – Схема АГП з дугогасильною решіткою

Одночасно з цим розмикаються контакти автомата 1 і 2 (спочатку робочі, потім – дугогасильні), дуга втягується у дугогасильну решітку 3. Енергія обмотки збудження підтримує дугу, тобто напруга обмотки розряджається на дугогасильну решітку. При цьому тривалість горіння дуги складає не більше 0,5–1 с.

Автоматичне регулювання збудження.

Пристрої АРЗ виконують дві основні функції:

а) підтримують задану напругу на генераторі у нормальних умовах його роботи;

б) забезпечують форсування збудження під час КЗ у мережі.

При електромашинному збудженні застосовують дві основні групи регулювальників:

а) регулювання збудження через зміну опору у колі збудження збуджувача (пристрої релейного форсування);

б) регулювання збудження за допомогою зміни додаткових струмів, що надходять в обмотку збудження збуджувача (компаундні пристрої).

Такими пристроями забезпечуються усі генератори, а генератори потужністю більше 3000 кВт ще мають пристрої, регулюючі збудження у нормальному режимі.

Релейне форсування збудження.

При КЗ, що супроводжуються зниженням напруги до $0,85 U_{ном}$ і нижче автоматичний пристрій релейного форсування дозволяє швидко збільшити збудження генератора.

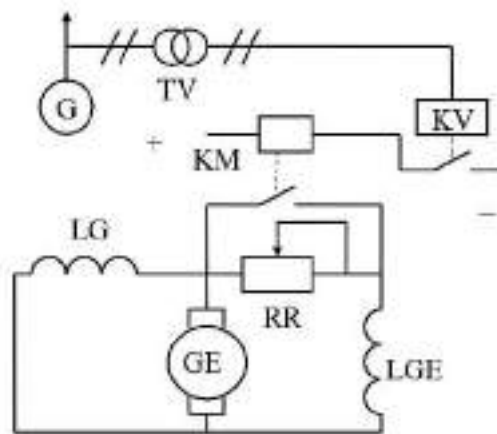


Рисунок 4.3 – Схема релейного форсування

Реле мінімальної напруги KV підключене через трансформатор напруги TV. При зменшенні напруги реле замикає контакт і підключає обмотку контактора КМ, контакти якого замикаючись, шунтують реостат RR (шунтовий реостат). Струм в LGE при цьому збільшується до стельового значення.

Пристроями релейного форсування оснащуються усі генератори.

Компаундне збудження генераторів.

Компаундуючі пристрої застосовуються у поєднанні з електромашинним збудженням.

Компаундування досягається шляхом підживлення обмотки збудження збуджувача додатковим струмом $I_{\text{ком}}$, пропорційним струму статора генератора.

Від трансформатора струму ТА (рис. 4.4), вторинна обмотка якого замкнута на налаштовувальний реостат RR, живиться трансформатор Т.

Напруга з RR через трансформатор Т і випрямляч VD подається до обмотки збудження збуджувача LGE, створюючи у ній додатковий струм $I_{\text{ком}}$.

При зростанні навантаження генератора відбувається падіння напруги, але збільшується $I_{\text{ком}}$, внаслідок чого напруга відновлюється.

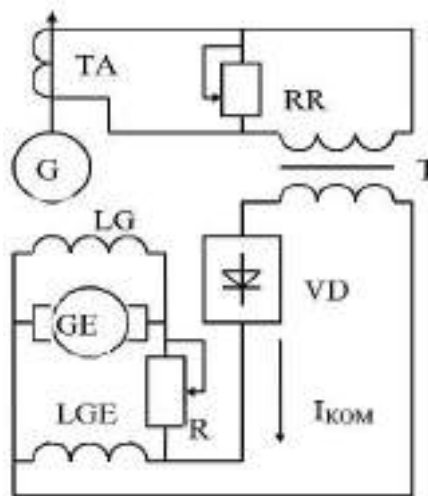


Рисунок 4.4 – Схема силового компаундування

Компаундування у чистому вигляді не забезпечує досить точне підтримання напруги, тому воно доповнюється коректором напруги (рис. 4.5).

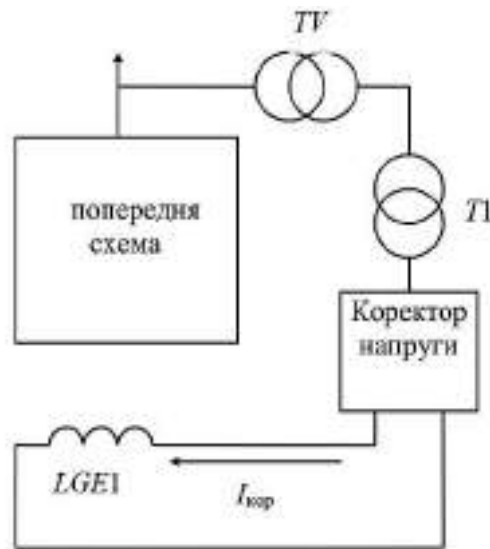


Рисунок 4.5 – Схема з коректором напруги

Він підключений через трансформатор напруга TV і налаштовувальний трансформатор $T1$. Випрямлений струм коригування $I_{кор}$, пропорційний напрузі генератора, надходить до додаткової обмотки збудження $LGE1$.

Розроблені схеми АРЗ, що здійснюють фазне компаундування, коли струм компаундування залежить не лише від абсолютного значення струму статора, але і від коефіцієнта потужності ($\cos\phi$).

Окрім розглянутих АРЗ пропорційної дії, що реагують на відхилення струму і напруги генератора, розроблені регулювальні пристрої сильної дії, що реагують на швидкість і прискорення зміни параметрів регулювання.

4.2 Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею

Потужні електромережі складаються з багатьох електричних станцій, що працюють паралельно. Завдяки цьому підвищується надійність, економічність виробництва та розподілу електричної енергії. Оскільки на кожній електростанції встановлені декілька генераторів, то в енергосистемі на паралельну роботу можуть бути ввімкнені сотні машин.

Процес вмикання генератора на паралельну роботу з мережею називають *синхронізацією*, котра може бути *точною* та *грубою* (самосинхронізація).

При точній синхронізації, щоб уникнути стрибків струму в мережі, необхідно виконати такі умови:

- а) частота мережі та частота генератора повинні бути однакові;
- б) напруги мережі та генератора повинні співпадати за фазою і мати однакові амплітуди;
- в) чергування ЕРС фаз генератора та напруги мережі повинно бути однаковим.

Однаковість напруг досягається через регулювання струму збудження синхронного генератора, а однаковість частот – регулюванням частоти обертання ротора генератора за рахунок зміни частоти обертання парової або гідравлічної турбін.

За таких умов у контурі «мережа – генератор» сума ЕРС дорівнює нулю:

$$U_M + E_0 = 0.$$

Решта умов перевіряється за допомогою спеціального приладу, що називається *синхроноскопом*.

Спосіб синхронізації дозволяється для всіх ТГ із непрямим охолодженням, що працюють за блоковою схемою, а також для всіх гідрогенераторів.

Увімкнення генераторів із непрямим охолодженням, але таких, що працюють на генераторні шини, а також генераторів з безпосереднім охолодженням повинне виконуватися, як правило, методом точної синхронізації. В аварійних умовах за необхідності швидкого введення резерву або за відсутності показів частотоміра увімкнення на паралельну роботу всіх генераторів забезпечується способом самосинхронізації. Перевірка правильності чергування фаз здійснюється при першому увімкненні генератора в мережу, а також після виконання ремонтних робіт у первинних колах. При увімкненні генераторів способом точної синхронізації необхідно мати різницю між вектором напруги мережі не більше 15° та не більше 20 % по модулю (як правило у межах 5 %, при частоті не більше ніж на 0,1 % (0,05 Гц)). При цьому краще щоб частота генератора була вищою від частоти мережі.

При способі самосинхронізації генератор з обмоткою збудження, замкнутій на гасильний опір, при відключеному АГП включається у мережу без збудження. Частоти не повинні відрізнятися більш ніж на 2 %.

Генератор збуджується одразу після включення у мережу. При цьому знижується напруга мережу як під час КЗ, тому такий спосіб небажаний для станцій зі збірними шинами.

5 ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ

План

- 5.1 Вакуумні вимикачі
- 5.2 Елегазові вимикачі
- 5.3 Вимикачі навантаження
- 5.4 Приводи вимикачів

5.1 Вакуумні вимикачі

Вимикачі типу ВРС-110 можуть застосовуватися для розширення існуючих підстанцій та заміни застарілих повітряних або інших вимикачів.

Основними перевагами ВРС-110 є:

- мінімум обслуговування;
- мінімум монтажу при встановленні (вимикачі доставляють повністю зібраними і відрегульованими);
- механічний ресурс до 10000 циклів вмикання/вимикання (ВВ);
- комутаційний ресурс 25 операцій ВВ при номінальному струмі вимкнення;
- комутаційний ресурс 10000 циклів ВВ при номінальному струмі;
- зменшена вага і габарити вимикача, збільшила надійність ізоляції;
- гарантійний термін експлуатації 5 років з дня введення в експлуатацію.

Крім того, бокове розміщення пружинного приводу вимикачів ВРС-110 забезпечує зручний доступ до нього; можливість експлуатації в широкому діапазоні температурному від -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Вимикачі ВРС-110, за електричною принциповою схемою приводу, а також за зовнішнім з'єднанням вторинних кіл і величинам струмів споживання взаємозамінні з вимикачами, що були встановлені на підстанціях раніше.

Вакуумні вимикачі серії VD4 (виробник АВВ)

Вимикачі серії VD4 напругою 12 кВ (рис. 5.1) виробництва АВВ (Asea Brown Boveri Ltd. – шведсько-швейцарська компанія), мають вбудований в

полюси вакуумний переривник, полюси вимикача захищені від ударів, пилу і вологості. (рис. 5.2).



Рисунок 5.1 – Вакуумні вимикачі компанії ABB серії VD4

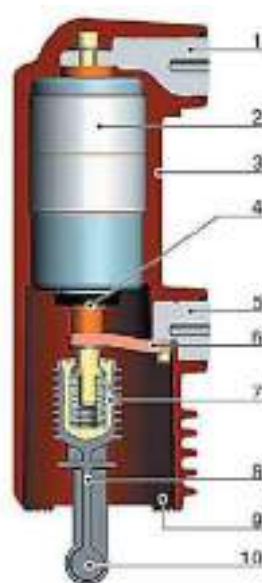


Рисунок 5.2 – Вакуумний переривник, вбудований в полюс:

1 – верхній термінал; 2 – вакуумний переривник; 3 – корпус/полюс; 4 – ступиця рухомого контакту; 5 – нижній термінал; 6 – гнучке підключення; 7 – пружинна вилка шатуна; 8 – шатун; 9 – кріплення полюса; 10 – підключення до керуючого механізму

При розведенні контактів у вакуумі відбувається утворення електричної дуги, що складається з матеріалів плавлення і випаровування самих контактів. Контакти розміщені на мінімальній відстані, виготовленні з певною геометрією і особливого матеріалу, що гарантує мінімальний їх зношування і значну довговічність, а вакуум запобігає окисненню і забрудненню. Дуга гасне за кілька долесекунд під час першого проходження через нуль. Вакуумний переривник АВВ зображений на рис. 5.3.

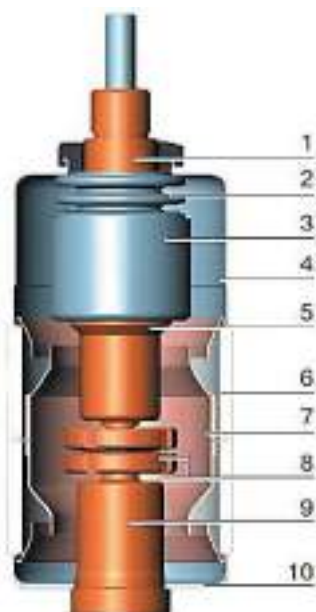


Рисунок 5.3 – Вакуумний переривник:

- 1 – термінал; 2 – захист; 3 – металевий кожух; 4 – корпус переривника;
5 – екран; 6 – керамічний ізолятор; 7 – екран; 8 – контакти; 9 – термінал;
10 – корпус переривника

При розмикання контактів утворюються окремі точки плавлення на поверхні катода. Це призводить до утворення парів металу, які підтримують дугу. Дуга однорідно поширюється по поверхні контакту нагріваючи його. При номінальному значенні струму електрична дуга переривника завжди поширеного типу. Ерозія контакту дуже невелика, а кількість розмикань дуже висока.

При робочому струму вище номінального значення електрична дуга перетворюється з поширеної в стиснену під дією ефекту Холла. Починаючи з анода дуга стискається і в процесі збільшення струму концентрується. Виникає підвищення температури з тепловим перевантаженням контакту. Так, в вакуумному переривнику застосовують обертання дуги (можна порівняти з рухомим провідником), що запобігає перегріванню й ерозії контактів (рис. 5.4).

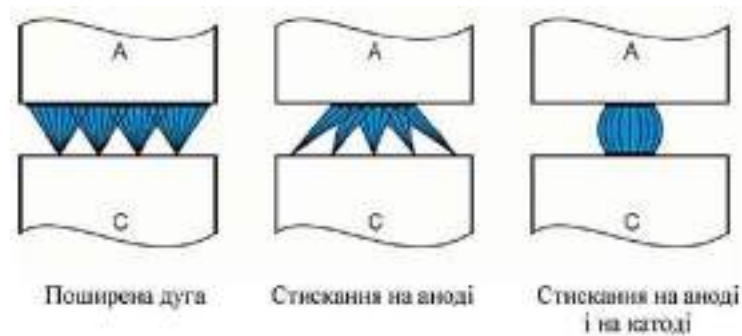


Рисунок 5.4 – Схема переходу в вакуумному переривнику від поширеної дуги до стислої

Привод. У вимикачі VD4 використовують механічний привод з накопиченням енергії і вільного розчеплення; ці характеристики дозволяють виконувати операції розмикання і замикання незалежно від оператора. Механізм управління має просту конструкцію, дозволяє легко і швидко встановлювати додаткові пристрої залежно від потреб замовника.

Конструкція. Привод і полюси компактно закріплені на металевому шасі, це забезпечує механічну міцність і надійність. Може бути 2 виконання – фіксоване і викотне, викотне виконання комплектується візком.

Вакуумні вимикачі серії ЕВОЛІС (виробник Merlin Gerin)

Компанії Merlin Gerin випускає компактні вакуумні вимикачі навантаження серії Evolis. З 2009 року компанія припинила своє існування, вся продукція цієї компанії випускається під брендом Schneider Electric.

Вимикачі вакуумні серії Evolis ЕВОЛІС призначені для комутації електричних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах у мережах

трифазного змінного струму частоти 50 Гц номінального напруги 6 і 10 кВ з ізолюваною або заземленою нейтраллю через високоомний резистор чи дугогасний реактор.

Вимикачі вакуумні серії Evolis ЕВОЛІС призначені для встановлення у нових або реконструйовуваних комплектних розподільних пристроях станцій і підстанцій, здійснюють виробництво, розподіл і споживання електричної енергії.

У маркуванні вимикача вакуумного серії Evolis ЕВОЛІС дані такі номінальні характеристики:

- номінальні напруги: 6 кВ (індекс 7), 10 кВ (індекс 12);
- номінальні струми відключення: 25 кА (індекс Р1), 31,5 кА (індекс Р2), 40 кА (індекс Р3);
- номінальні струми: 630, 1250, 2500 А.

Колір таблички з технічними даними на передній панелі вакуумного вимикача вказує на номінальні струми відключення:

- жовтий 25 кА;
- синій 31,5 кА;
- червоний 40 кА.

Приклад позначення вимикача вакуумного серії Evolis ЕВОЛІС з номінальною напругою 10 кВ, з номінальним струмом відключення 31,5 кА, з номінальним струмом 1250 А:

12P2-1250.

Вимикач Evolis ЕВОЛІС має пружинно-моторний привід, який забезпечує можливість включення без оперативного живлення. Оснащення приводного механізму мотор-редуктором дозволяє автоматично підтримувати запас енергії приводу для повного циклу АПВ. Різні версії вимикача Evolis ЕВОЛІС легко поєднуються з обладнанням в розподільчій комірці.

Схематичний розріз одного вимикача серії Evolis ЕВОЛІС показаний на рис. 5.6.

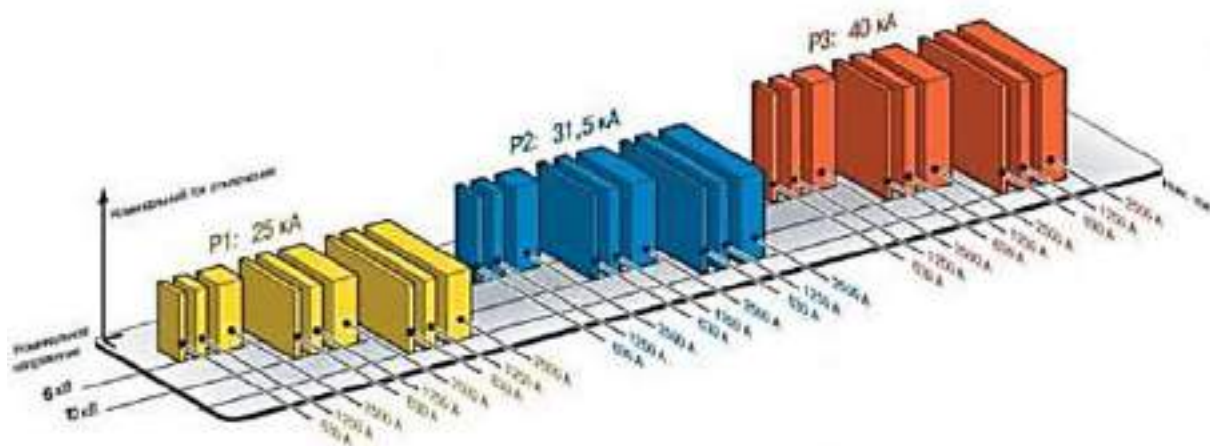


Рисунок 5.5 – Структура умовного позначення вакуумних вимикачів серії Evolis ЕВОЛІС

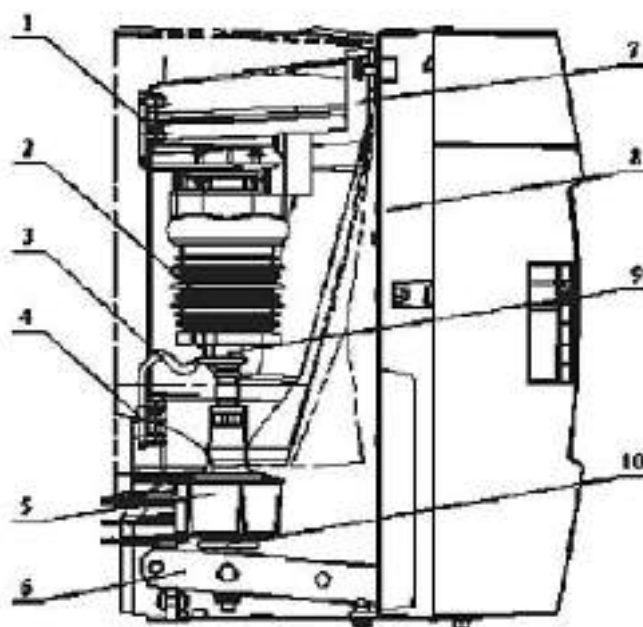


Рисунок 5.6 – Схематичний розріз одного полюсу вимикача серії Evolis ЕВОЛІС:

1 – верхній вивід полюса; 2 – вакуумна дугогасильні камери (ВДК); 3 – гнучкий зв'язок; 4 – нижній вивід полюса; 5 – стакан пружини відключення; 6 – керуюча тяга приводу; 7 – опорний ізолятор; 8 – панель вимикача; 9 – рухливий контакт ВДК; 10 – пружина вимикання і зтискання контактів ВДК

5.2 Елегазові вимикачі

Елегазові вимикачі серії HD4 (виробник АВВ)

Вимикачі серії HD4 середньої напруги 10–35 кВ використовуються в силових розподільчих установках закритого виконання для контролю і захисту ліній, трансформаторних і розподільчих підстанцій, двигунів, трансформаторів, конденсаторних батарей тощо. У вимикачі використовують газоподібний елегаз SF₆ для гасіння електричної дуги і в якості ізолюючого матеріалу. Розмикання контактів у елегазі здійснюється без переривання дуги і утворення надлишкової напруги, тому вони рекомендовані для дообладнання та реконструкції існуючих систем. Ізолюючі матеріали можуть мати підвищену чутливість до діелектричних навантажень.

Ці характеристики забезпечують довговічність вимикача і невеликі динамічні, діелектричні й теплові навантаження на ізоляцію. Полюси вимикача переривника знаходяться під надлишковим тиском і не потребують поточного обслуговування. Механічний привод типу ESH з накопиченням енергії має вільний розчеплювач і дозволяє виконувати операції розмикання і замикання незалежно від дій оператора (рис. 5.7). Привод і полюси встановлені на металеву конструкцію, яка також є опорою для кінетики під час роботи рухомих контактів. Вимикач має легку і компактну конструкцію, що забезпечує його високу надійність.

Конструктивне виконання та принцип дії вимикача HD4 показано на рис. 5.8. Метод розмикання вимикачів HD4 ґрунтується на методах стиснення і самозведення для отримання покращених показників за будь-яких значень робочого струму, з мінімальним часом горіння дуги, її поступовим гасінням без переривання і без повторного замикання або виникнення надлишкової напруги. У серії HD4 застосовується метод автопневматичного розмикання, який використовується у вимикачах високої напруги.



Рисунок 5.7 – Вимикачі серії HD4 компанії ABB:

а – вимикач HD4/R з приводом ESH; *б* – вимикач HD4/RE с приводом EL

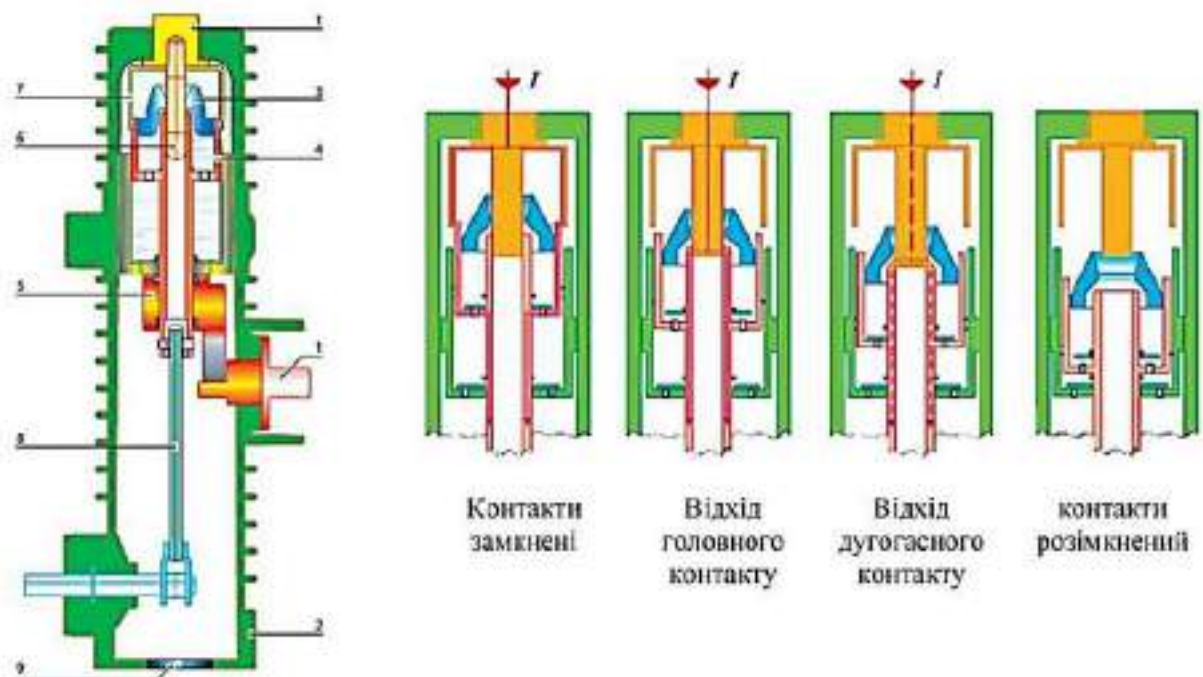


Рисунок 5.8 – Конструктивне виконання та принцип дії вимикача HD4:

1 – термінал; *2* – ізолюючий корпус; *3* – надувна форсунка; *4* – рухомий контакт дуги; *5* – головний рухомий контакт; *6* – нерухомий контакт дуги; *7* – головний нерухомий контакт; *8* – ізолюючий шатун; *9* – вибухозахисний клапан

При ході головного контакту відсутні пропали дугою, так як струм проходить по дугогасним контактам. За час руху вниз рухома частина стискає газ, що міститься в нижній камері. Стиснутий газ переходить з нижньої камери в верхню, вирівнюючи тиск в них.

При відході дугогасного контакту струм проходить завдяки електричній дузі, що утворилася між дугогасними контактами. Газ не може проходити через наконечник, так як отвір все ще закритий фіксованим дугогасним контактом і не може вийти через внутрішню частину рухомого дугогасного контакту, тому що електрична дуга закриває її (запираючий ефект).

При низьких струмах, коли струм проходить через нуль і дуга згасла, газ проходить через контакти. Досягнутий низький тиск не може відсікати струм, але невеликої кількості стисненого газу достатньо для відновлення діелектричного опору між контактами та запобіганню повторного замикання при підвищенні фронту зворотної напруги.

При великому струмі короткого замикання хвиля тиску, утворена електричною дугою, перебиває клапан між двома камерами, внаслідок чого вимикач працює як самовідновлювальний. Тиск підвищується в верхньому об'ємі завдяки нагріванню газу і молекулярному поділу, викликаному високими температурами. Отримане підвищення тиску пропорційне струму дуги і забезпечує її згасання при першому проході через нуль струму.

Вимикач розімкнений. Дуга була перервана, самоутворюючий тиск у верхньому об'ємі знижений, так як газ проходить через контакти. Клапан знову відкривається, і новий потік свіжого газу надходить у камеру розмикання. Після цього апарат відразу ж готовий до вмикання і наступного циклу роботи з максимальною розмикаючою здатністю.

Основні переваги вимикачів HD4:

- відключення малих струмів при малому тиску;
- полюси не потребують обслуговування протягом всього строку служби;
- компактні розміри та простота;
- 2 типо-виконання: стаціонарне та викотне;

– простий монтаж.

Елегазові вимикачі напругою 110–750 кВ(виробник АВВ)

У даний час АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB (рис. 5.9) – з автокомпресійною (Auto-Puffen) дугогасною камерою і серії HPL з компресійною (Puffen) дугогасною камерою. Обидва типи вимикачів оснащено механізмом керування, що має моторно-пружинний привід.



Рисунок 5.9 – Елегазовий вимикач типу LTB

Процес компресійного дугогасіння Puffen, який застосовують у вимикачах серії HPL, має конструкцію з одноходовим рухом для розмикання контактів (рис. 19). Кожен полюс вимикача представляє заповнену елегазом (SF_6) герметичну конструкцію, що складається з дугогасного пристрою, опорного ізолятора і корпусу механізму. Три полюси вимикача типу LTB420E2 монтуються на окремих опорних стійках.

У нормальному положенні контакти вимикача замкнуті, і струм проходить від верхнього струмопроводу до нижнього через головні контакти і компресійний циліндр. Під час вимикання, рухомі частини головного і дугогасного контактів, а також компресійний циліндр і сопло приймають розімкнене положення. Отже,

рухомі контакти, сопло і компресійний циліндр складають один рухомий вузол. Коли він рухається в напрямі розімкненого положення контактів, клапан заповнення закривається і елегаз починає стискатися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Першими розділяються головні контакти. Завдяки тому, що розмикання головних контактів відбувається за короткий час, дуга загорається тільки між дугогасними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла.

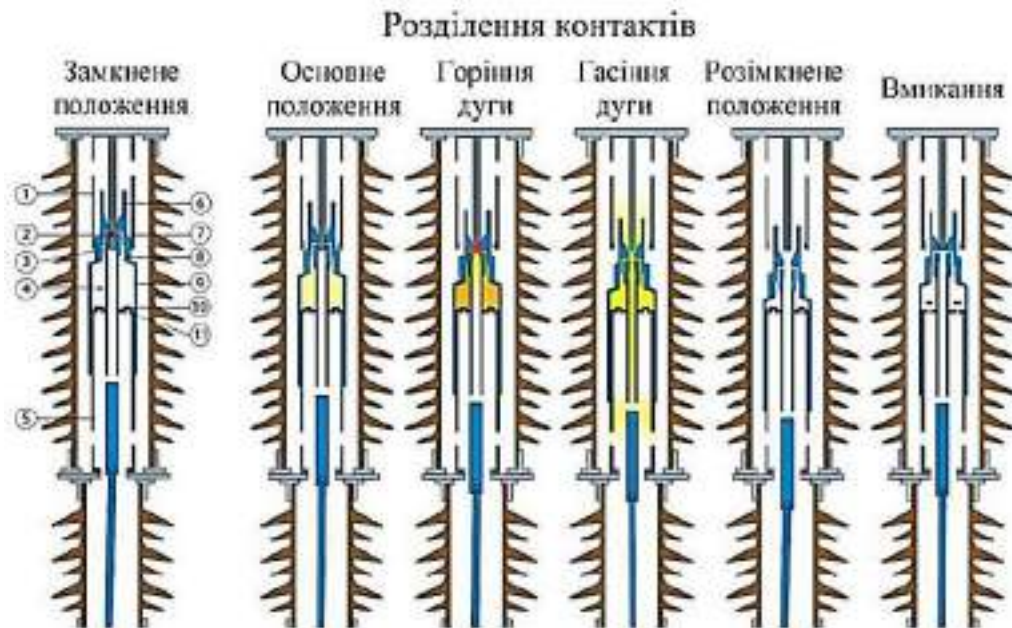


Рисунок 5.10 – Конструктивні особливості компресійного (Puffen) дугогасного пристрою:

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасний контакт; 3 – рухомий дугогасний контакт; 4 – компресійний об'єм; 5 – нижній струмопровід; 6 – сопло; 7 – головний нерухомий контакт; 8 – головний рухомий контакт; 9 – компресійний циліндр; 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень

Коли починають розмикатися дугогасні контакти, між рухомим і нерухомим контактами загорається дуга. Під час дії тіло плазми в деякій мірі блокує рух елегазу через сопло, внаслідок чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до того моменту, коли струмова крива проходить через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. У цей момент потік елегазу під великим тиском викидається з компресійного об'єму через сопло і гасить дугу.

У розімкненому положенні відстань між рухомим і нерухомим контактами вибрана достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні діелектричної міцності проміжку. При операції вимкнення клапан наповнення відкривається і елегаз може вільно проходити в компресійний об'єм.

Треба зазначити, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається механічним способом. Отже, вимикачі з компресійним методом гасіння потребують потужного приводу для подолання створюваного газом тиску у стискуваному об'ємі. При цьому забезпечують певну швидкість руху контактів, щоб в міжконтактному ізоляційному проміжку витримати напругу без повторних пробоїв.

Дугогасні пристрої авто-компресійного типу (Auto-Puffen) мають перевагу при відключенні великих струмів (наприклад, номінального струму КЗ) (рис. 5.11).

На початку процесу вимикання авто-компресійний дугогасний пристрій починає працювати таким же чином, як і компресійний. Відмінність виникає тільки після появи дуги. Коли дугогасні контакти роз'єднуються, загорається дуга між рухомим і нерухомим дугогасними контактами. Дуга деякою мірою блокує потік елегазу через сопло. Дуга характеризується дуже високою температурою і потужним випромінюванням тепла. Елегаз починає нагрівати в обмеженому газовому об'ємі, тиск всередині якого зростає доти, поки не стане достатнім, щоб закрити авто-компресійний клапан. Весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер обмежений в замкнутому авто-компресійному об'ємі, і його тиск в цьому об'ємі може додатково підвищуватися тільки завдяки нагріванню дугою. Приблизно у той самий час тиск газу у нижньому компресійному об'ємі досягає достатнього рівня для відкриття клапана скидання надмірного тиску. Елегаз із компресійного об'єму йде через клапан скидання надмірного тиску, тому привод не потребує додаткової робочої енергії, яка необхідна для подолання стиснення елегазу при одночасному збереженні швидкості розриву контактів і для відновлення напруги на контактах. Коли струм проходить через нульове

значення, дуга стає порівняно слабкою і у цей момент потік стислого елегазу виривається з авто-компресійного об'єму через сопло і гасить (здуває) дугу.

При відключенні слабких струмів авто-компресійні дугогасильні пристрої працюють аналогічно компресійним пристроям. Верхній і нижній авто-компресійні об'єми формують один загальний об'єм стиснення. В цьому випадку тиск елегазу, необхідний для переривання дуги, досягається механічним способом від енергії приводу. Проте, потребує меншої енергії приводу для механічного створення тиску елегазу при відключенні струмів менших номінального значення струму КЗ (близько 20–30 % номінального значення).

У розімкненому положенні, між нерухомим і рухомим контактом існує достатній ізоляційний проміжок, що забезпечує номінальні рівні діелектричної міцності.

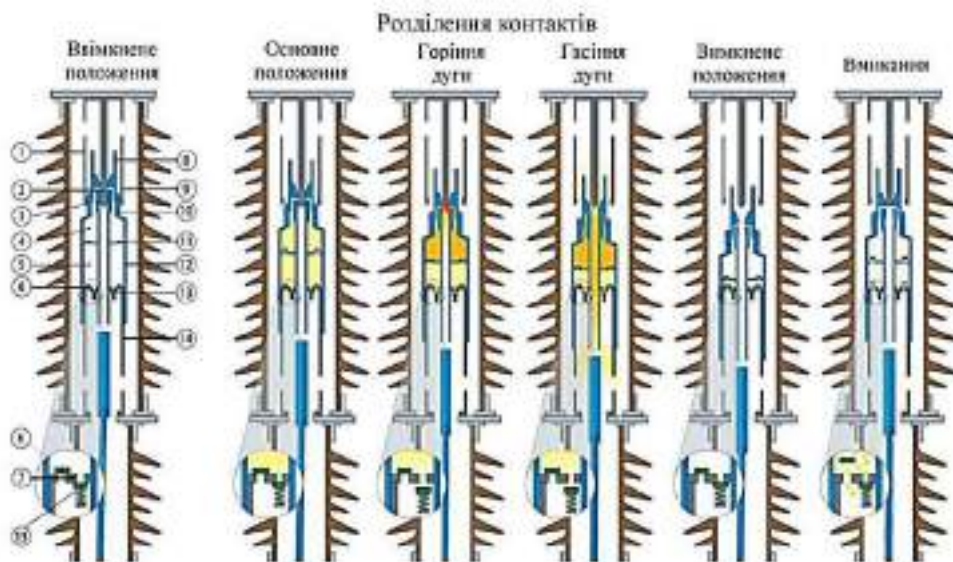


Рисунок 5.11 – Конструктивні особливості авто-компресійного

(Auto-Puffen) дугогасного пристрою:

- 1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасний контакт; 3 – рухомий дугогасний контакт; 4 – авто-компресійний об'єм; 5 – компресійний об'єм;
6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан авто-компресії;
12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надмірного тиску;
14 – нижній струмопровід

При операції вимикання відкривається клапан наповнення і елегаз потрапляє як у нижній (компресійний), так і у верхній (авто-компресійний) об'єми дугогасного пристрою. Оскільки для відключення малих струмів достатньо середнього рівня тиску елегазу, що створюється механічним способом, а для переривання великих струмів вимкнення використовується теплова енергія дуги, що створює додатковий тиск елегазу в обмеженому об'ємі. Для роботи авто-компресійного дугогасного пристрою потрібна менша (приблизно на 50 %) робоча енергія приводу, чим для роботи компресійного пристрою гасіння дуги.

Вимикач LTB має конструкцію з двополюсним або триполюсним керуванням. Для вимикачів з одним дугогасним розривом на полюс можливі обидва варіанти керування. Вимикачі з двома або чотирма розривами на полюс передбачають тільки полюсне керування. При триполюсному керуванні полюси вимикача і привод з'єднуються між собою за допомогою тяг. Для вимикача LTB145D1/B застосовується всього одна пружина вимикання, що керує всіма трьома полюсами. Вона встановлюється на полюсі, найбільш віддаленому від приводу вимикача на загальній опорній рамі (рис. 5.12).

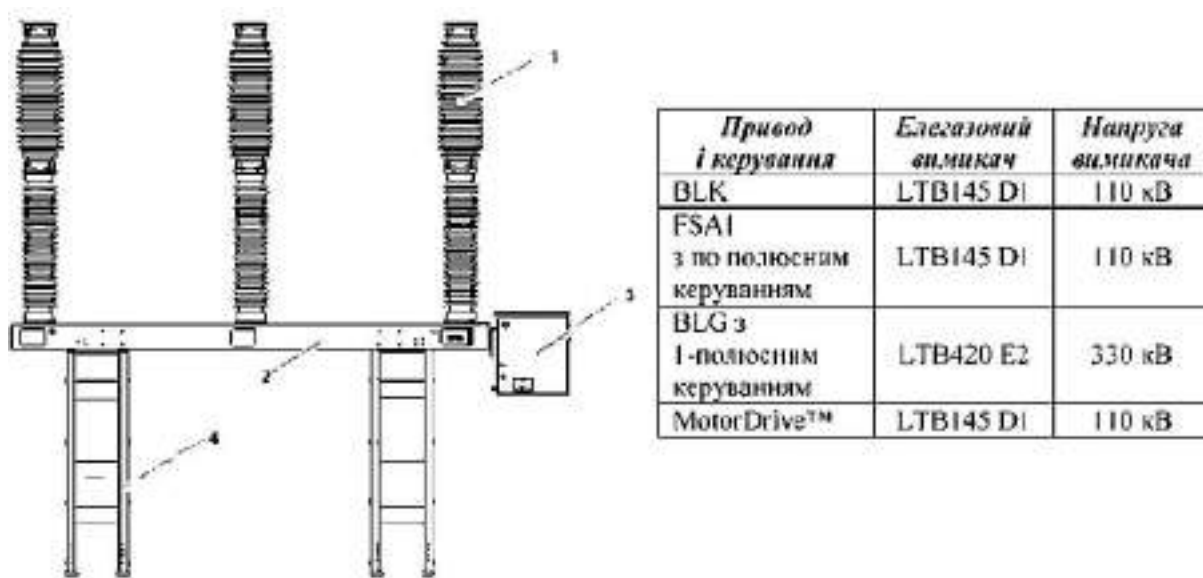


Рисунок 5.12 – Вимикач типу LTB 145D1/B:

1 – дугогасна камера і опорний ізолятор; 2 – полюсна балка з газовою системою; 3 – привод BLK; 4 – опорна стійка

Надійність роботи і термін служби елегазового вимикача залежать від надійної герметизації об'єму з елегазом і нейтралізації впливу вологи та продуктів розкладання газу всередині камери.

Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних О-подібних і Х-подібних ущільнювальних кілець з нитрильного каучуку. У кожній дугогасній камері знаходиться абсорбційний фільтр (дессікант), який поглинає вологу і продукти розкладання. Оскільки властивість вимикати залежить від щільності елегазу, вимикач LTB обладнаний монітором щільності. Монітор представляє собою реле тиску з температурною компенсацією. Тому попереджувальний сигнал і функція блокування спрацьовують тільки в тому випадку, якщо тиск знижується внаслідок витоку елегазу.

Вимикач HPL має конструкцію як з дво- так і триполюсним керуванням. Для вимикачів з одним дугогасним розривом на полюс можливі обидва варіанти керування. Вимикачі з 2-ма або 4-ма розривами на полюс допускають тільки двополюсне керування. Кожен з трьох полюсів вимикача монтується на окремій опорі. При триполюсному керуванні, полюси вимикача і привід з'єднуються між собою за допомогою тяг. Кожен полюс вимикача обладнаний окремою пружиною вимикання.

Вимикачі HPL (рис. 5.13) можуть вимикати струми до 63 кА і мають повний час вимикання до 40 *мс*. У вимикачів LTB D з приводом FSA1 повний час вимикання становить 60 *мс*. без застосування вирівнюючих конденсаторів. Стабільний час спрацювання для керованої комутації, розбіжність за часом ± 1 *мс* між послідовними операціями вмикання і вимикання. Компоненти вимикача виготовляються з алюмінію (корпуси механізмів, шафи приводів і центральної шафи управління), опорна конструкція і захисний кожух для тяг виконані зі сталі гарячого цинкування. Кожен полюс вимикача представляє заповнену елегазом герметичну конструкцію, що містить дугогасний пристрій, опорний ізолятор і корпус механізму. Вимикачі мають високу стійкість до впливу кліматичних факторів, так у зонах з низькими температурами застосовують газові суміші SF₆ (елегаз) і N₂ (азот) або SF₆ (елегаз) і CF₄ (хладон). Вимикачі сейсмостійкі і мають

механічно міцну конструкцію. Конструкція полюсів і опор розрахована витримувати горизонтальне прискорення до 3 м/с^2 та прискорення вище 5 м/с^2 при посиленні опорними металоконструкціями, ізоляторами або із застосуванням амортизаторів.

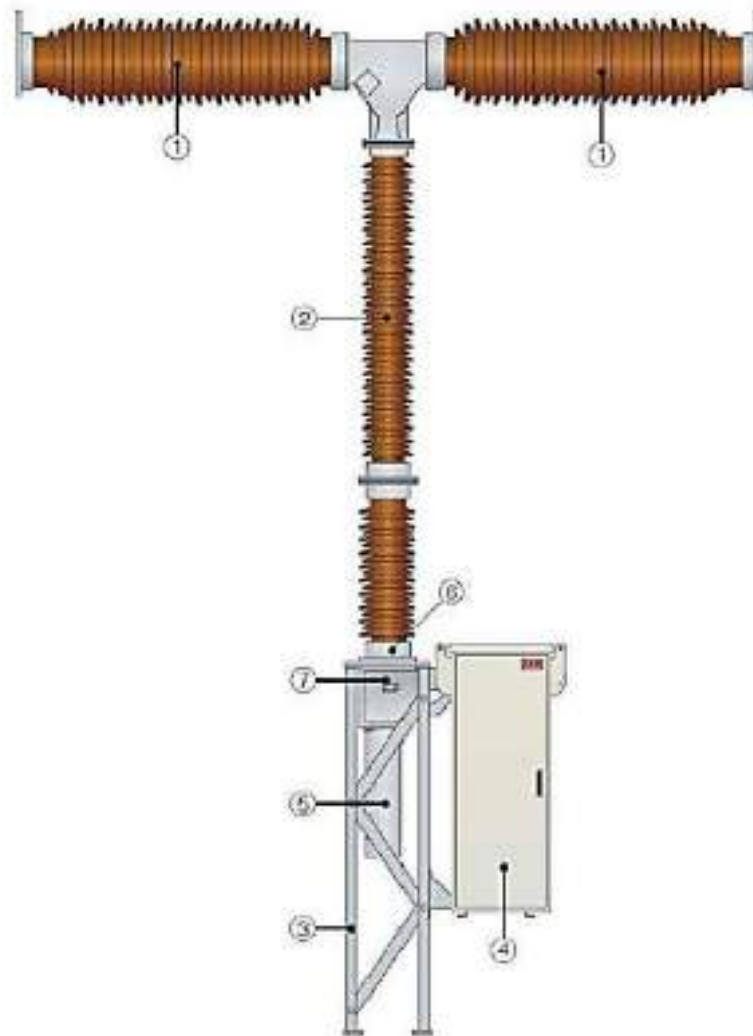


Рисунок 5.13 – Вимикач типу HPL B2:

1 – дугогасна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна металоконструкція; 4 – шафа керування з приводом BLG; 5 – пружина вимикання з захисним корпусом; 6 – монітор щільності газу (з протилежної сторони); 7 – показник положення вимикача

Вимикачі LTB та HPL розраховані на термін експлуатації більше 30 років або 10 000 механічних операцій (без навантаження). При комутації під

навантаженням число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму вимикання.

Елегазові вимикачі 35–110 кВ (виробник CG Power Systems)

Компанія «CG» – Power Systems випускає елегазові вимикачі типу SFM (рис. 5.14) з пружинним приводом зовнішньої установки напругами 35–220 кВ. У дугогасних камерах вимикачів використовується авто-компресійний метод гасіння дуги. Елегазові вимикачі надійно працюють і при малих струмах і при наростаючих пікових.



Рисунок 5.14 – Елегазовий вимикач типу SFM

Елегазові вимикачі типу SFM мають два типо-виконання:

- вимикачі з трифазним керуванням (з одним загальним приводом) – для застосування на лініях електропередачі з трифазним АПВ;
- вимикачі з однофазним керуванням (з трьома приводами окремо на кожну фазу);
- для застосування на лініях електропередачі з однофазним АПВ.

Основними частинами елегазового вимикача типу SFM є:

- полюс з керамічною ізоляцією, що складається з опорного ізолятора і дугогасної камери;
- пружинний привод;

– рама і стійки.

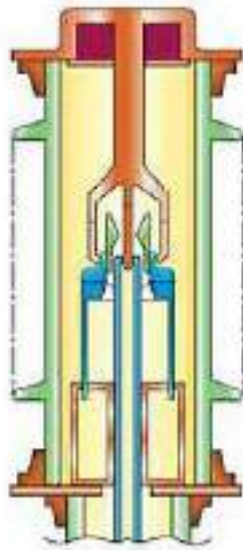


Рисунок 5.15 – Увімкнений стан контактів

Дугогасна камера, наповнена елегазом під тиском, знаходиться у верхній частині полюса і складається з нерухомого контакту, сопла, рухомого контакту, компресійного циліндра і закріпленого плунжера (рис. 5.15). Під час операції «Вимикання» (рис. 5.16) рухомий контакт разом з компресійним циліндром опускається вниз. Нерухомий і рухомий контакти розходяться. У момент розходження між контактами виникає електрична дуга. Компресійний циліндр притискає елегаз до закріпленого плунжера, що створює потужний потік елегазу над дугою. Після досягнення деякої відстані між контактами за рахунок потоку елегазу істотно збільшується діелектрична міцність розриву, внаслідок чого дуга гаситься. Надійність системи ще більш збільшується з використанням одиночного розриву дуги і протилежного руху елегазу з його розпиленням, які зменшують кількість рухомих елементів і допоміжних систем у вимикачі. Даний принцип показаний на рис. 5.17.

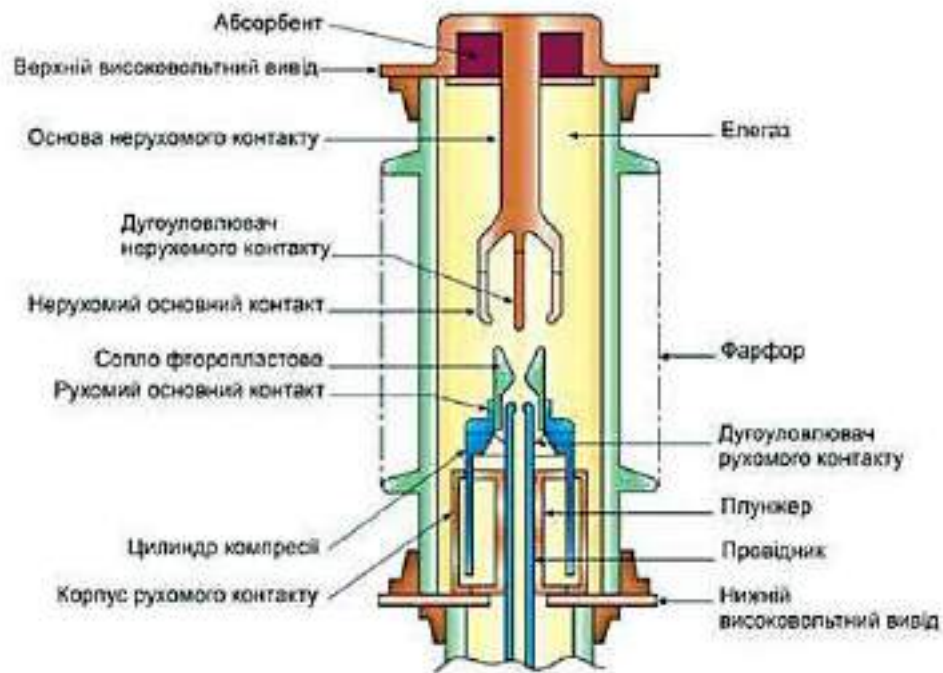


Рисунок 5.16 – Вимкнений стан контактів

Вимикачі SFM мають просту і компактну конструкцію, при цьому не поступаються надійністю, а також низький рівень експлуатаційного шуму. Технічне обслуговування робочого механізму можливе без демонтажу вимикача. Сейсмостійкий.

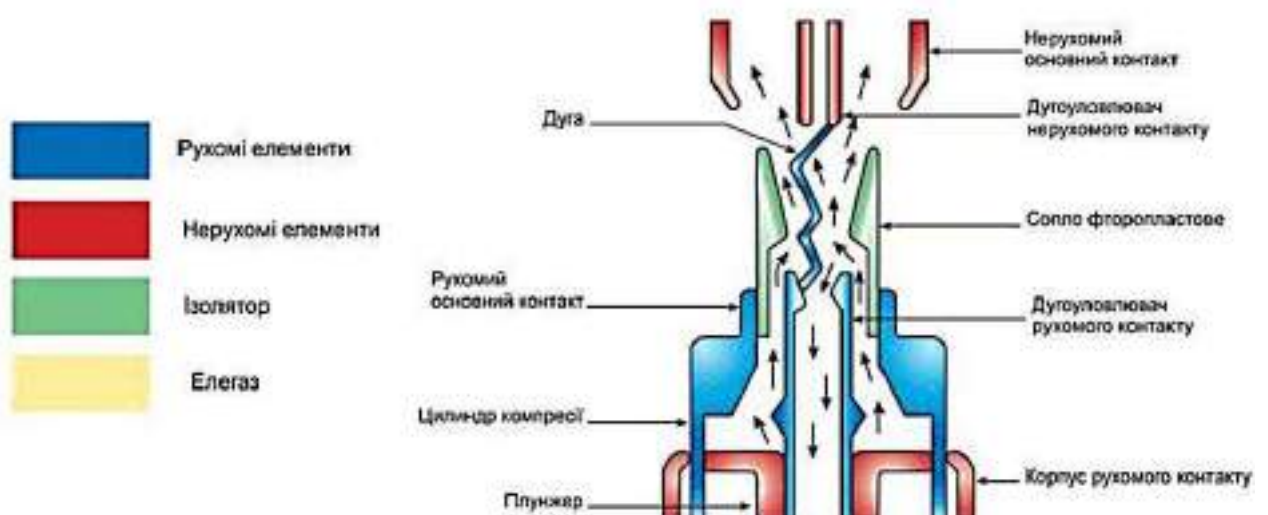


Рисунок 5.17 – Принцип гасіння дуги у вимикачах типу SFM

5.3 Вимикачі навантаження

Вимикачі навантаження – це триполюсні комутаційні апарати високої напруги, призначені для автоматичного вмикання і вимикання робочих струмів навантажень електричних кіл. Вони не можуть вимикати струми КЗ та мають здатність вмикати струми, що не перевищують струм електродинамічної стійкості при наскрізному КЗ.

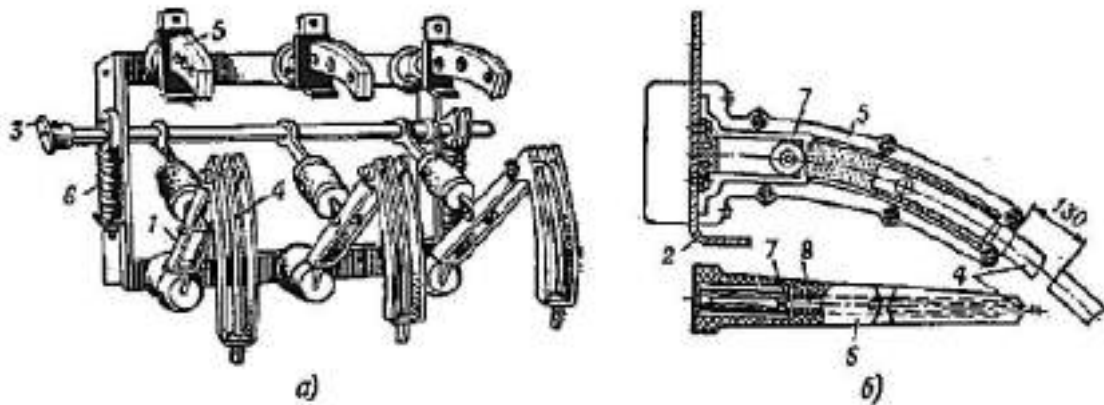


Рисунок 5.18 – Вимикач навантаження типу ВН-16:

а – загальний вигляд вимикача навантаження;

б – дугогасна камера вимикача навантаження

Загальний вигляд автогазового вимикача зображено на рис. 5.18 *а*. Усі три полюси вимикача розташовані на одній зварній рамі. На нижньому опорному ізоляторі розміщені виводи полюса та шарнір рухомого контакту *1*. На верхньому ізоляторі закріплений нерухомий головний контакт *2*, дугогасна камера *5* та другий вивід полюса. Рухомий контакт *1* виконано здвоєним. Усередині закріплений дугогасний контакт *4* у вигляді вигнутої тонкої мідної шини. З боків дві сталеві пластини утворюють головний рухомий контакт.

Рухомі контакти приводяться у рух валом вимикача *3*, який з'єднаний з контактами фарфоровою тягою. Відключення вимикача проходить під дією пружин *6*, які зводяться при вмиканні апарата.

Дугогасна камера вимикача навантаження зображена на рис. 5.18 *б*. Нерухомий дугогасний контакт точкового типу *7* з'єднаний з головним нерухомим контактом *2*. Корпус *5* виконано з двох пластмасових пластин.

Всередині корпусу розміщені два вкладиша δ з газогенеруючого матеріалу, наприклад, з органічного скла, вініпласту тощо.



Рисунок 5.19 – Структура умовного позначення

Для керування вимикачем використовують ручний ричажний привод, який має вбудований електромагніт, що забезпечує дистанційне вмикання апарата. У ввімкненому стані вимикача струм проходить через контур головних та дугогасних контактів.

Під час вимикання спочатку без дуги розмикаються основні контакти, струм переходить у дугогасильний контур. Після розходження дугогасних контактів між пластинами утворюється дуга. Завдяки високій температурі дуги пластини інтенсивно виділяють газ. При цьому виникає поздовжній обдув дуги, у

результаті чого вона гасне. Зона викиду газів з камери 200–500 мм. Контакт 4 виходить з камери після згасання дуги.

У вимкненому стані дугогасний контакт має витримати напругу зазначеного класу. Без заміни пластин вимикач навантаження ВН-16 може вимикати номінальний струм 200 А при напрузі 10 кВ 75 разів.

Крім вимикача навантаження типу ВН-16 широкого поширення набули вимикачі типів ВН-10, ВН-11, ВНП-16 (рис. 5.20), ВНП-17 (рис. 5.21 та рис. 5.22) та інші, що є поєднанням триполюсного роз'єднувача рубуючого типу внутрішнього встановлення з автогазовими дугогасними камерами, що виготовляються з органічного скла.

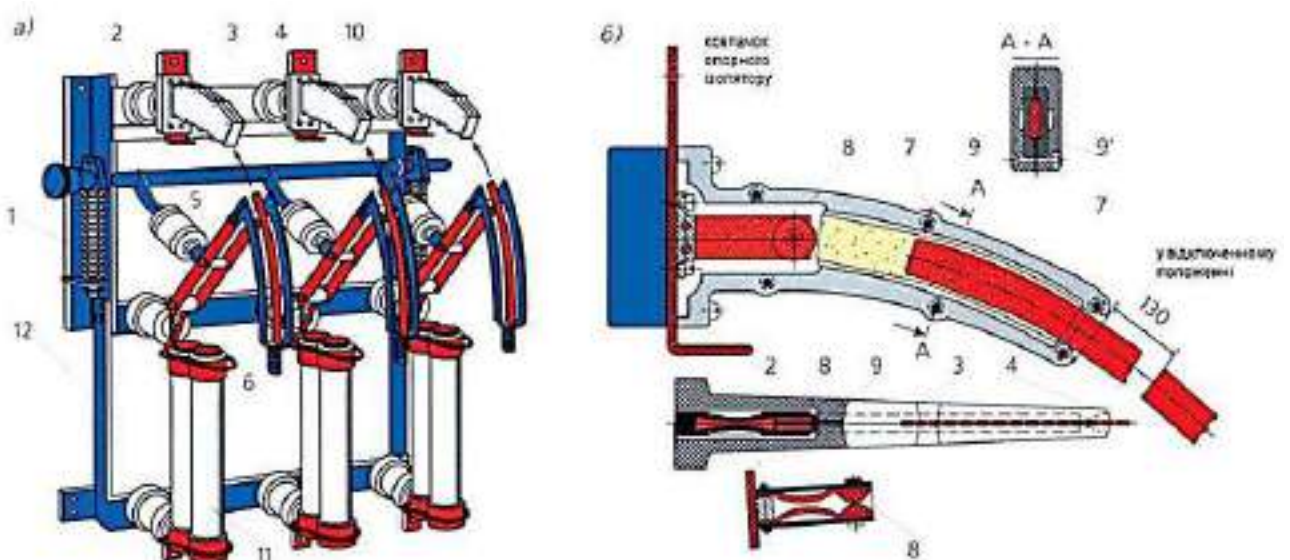


Рисунок 5.20 – Вимикач навантаження ВНП-16:

- а* – загальний вигляд вимикача навантаження; *б* – дугогасна камера;
- 1 – пружина, вимикання; 2 – нерухомий контакт; 3 – дугогасні камери;
- 4 – рухливий дугогасний контакт; 5 – рухливий контакт; 6 – сталева смуга;
- 7 – стягуючі гвинти; 8 – нерухомий дугогасний контакт; 9 – газогенеруючий вкладиш; 10 – опорний ізолятор; 11 – запобіжник; 12 – рама

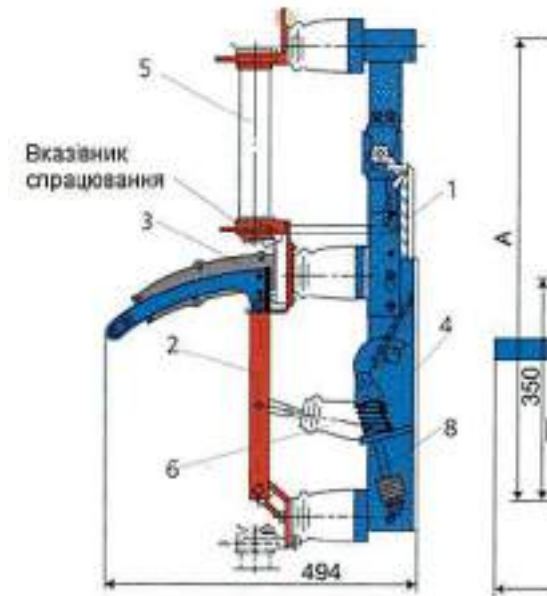


Рисунок 5.21 — Вимикач навантаження ВНП517 на 6 і 10 кВ:

1 – опорний ізолятор; 2 – ніж; 3 – дугогасний пристрій; 4 – фарфорова тяга;
 5 – патрон запобіжника; 6 – пружина вимикання; 7 – важіль для приєднання до
 приводу; 8 – опорна рама вимикача навантаження; 9 – пристрій вимикання
 вимикача при перегоранні запобіжника на будь-якому з трьох полюсів;
 10 – електромагніт вимикання

Ці апарати призначені для вмикання і вимикання струмів навантаження 200–400 А і не можуть забезпечувати захист електричної мережі від струмів КЗ. Для поєднання функцій нормальної комутації та захисту від струмів КЗ чи струмів перевантажень, вимикач навантаження повинен бути додатково оснащений високовольтними кварцевими запобіжниками (ПК).

Принцип дії цього вимикача, як і у ВН-16, заснований на гасінні дуги потоком газу, що утворюються внаслідок розкладання пластини з органічного скла. При вимиканні спочатку розмикаються головні контакти, потім дугогасні. Під дією дуги на органічне скло виникає інтенсивне газоутворення. Контакт у дугогасній камері ускладнює вихід газів, це приводить до підвищення тиску всередині камери. Вихрові потоки газів під тиском гасять дугу.

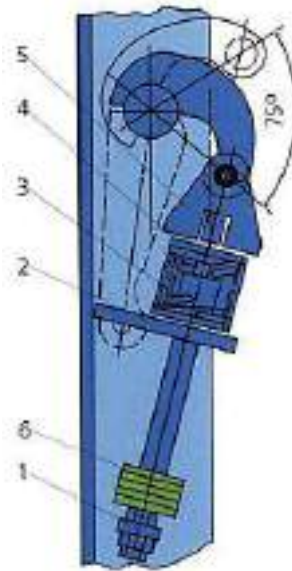


Рисунок 5.22 – Пружина вимикання у зведеному стані:

1 – сталева шайба; 2 – опорна планка; 3 і 4 – пружини;

5 – вилка; 6 – гумова шайба

На рис. 5.23 подано зовнішній вигляд автогазового вимикача навантаження типу ВН-10, з ручним приводом номінальної напруги 10 кВ, з номінальним струмом 400 А і струмом термічної стійкості 10 кА.

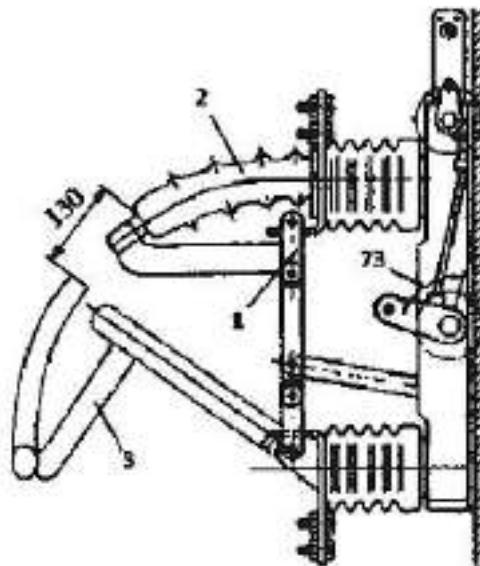


Рисунок 5.23 – Конструкція автогазового вимикача навантаження типу ВН-10:

1 – система головних контактів; 2 – дугогасний пристрій;

3 – система дугогасних рухомих контактів

Керування вимикачем здійснюється ручним приводом, який містить механізм вільного розчеплення і електромагніт відключення. Останній живиться від незалежного джерела струму. Вмикається вимикач тільки вручну – за допомогою рукоятки приводу, вимикається – як вручну, так і дистанційно електромагнітом вимикання.

Вимикачі навантаження типу ВН-10 забезпечені стаціонарними заземлюючими ножами для заземлення верхніх і нижніх вивідних контактів. Високовольтні запобіжники встановлюються як з верхнього, так і з нижнього боку вимикача.

5.4 Приводи вимикачів

Привод – це спеціальний пристрій, призначений для керування вимикачем (вмикання, утримання у ввімкненому стані та вимикання вимикача).

Основними частинами приводу є:

- механізм вмикання;
- механізм запирання (защіпка), який утримує вимикач у ввімкненому стані;
- механізм розчеплення, який звільняє защіпку при вимиканні.

Привод повинен протягом декількох мілісекунд забезпечити енергію, що необхідна для перетворення вимикача з ідеального провідника в ідеальний ізолятор. Відмова приводу часто означає невиконання операції вимикання в цілому, тобто приводи є головними елементами, що забезпечують надійність вимикача, а отже, системи енергопостачання в цілому.

Міжнародні дослідження показали, що 80 % усіх відмов високовольтних вимикачів відбуваються внаслідок відмов приводів. Тому для забезпечення граничної експлуатаційної надійності, вимикачі обладнують високонадійними приводами.

При операції вимикання вимикача приводу потребує найбільшого зусилля для подолання власної маси рухомих контактів, опору пружини вимикання, сили тертя та інерції рухомих частин. При вимиканні робота приводу полягає в

звільненні заціпки, яка утримує механізм у ввімкненому стані; вимикання здійснюється за рахунок сили стиснення, чи розпрямлення пружини.

Залежно від джерела енергії вмикання розрізняють ручні, пружинні, вантажні, електромагнітні та пневматичні приводи.

Найбільшого розповсюдження на підстанціях отримали електромагнітні приводи, тому що вони мають просту конструкцію та надійні в роботі. Електромагнітні приводи відносять до приводів прямої дії – енергію, необхідну для вмикання, привод отримує в процесі вмикання від джерела великої потужності через контакти контактора.

Розглянемо принцип дії електромагнітного приводу типу ПЕ-11 (рис. 5.24).

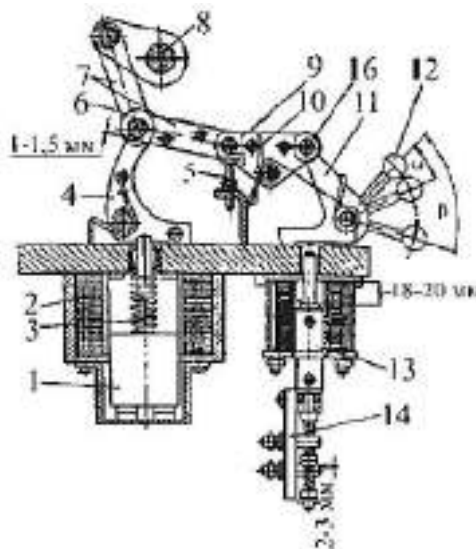


Рисунок 5.24 – Будова електромагнітного приводу ПЕ-11

Електромагніт вмикання, складається з осердя *1* зі штоком *3* та котушки вмикання *2*. У ввімкненому стані ролик вимикання *6*, який знаходиться на осі, шарнірно зв'язаний із сережкою *7*, знаходиться на торцевій поверхні заціпки *4*. Сережка *7* впирається у плече трикутного важеля *9*, інше плече роликом *16* впирається в заціпку *11*, на осі якої закріплена рукоятка *12* ручного вимикання вимикача.

Під дією пружини *10* важіль *9* прагне повернутися за годинниковою стрілкою, цьому протидіє заціпка *11*, яка має свою пружину. Для дистанційного

вимикання призначений електромагніт вимикання 13. Вал 8 привода зв'язаний важелем з сережкою 7 та тягами з блок-контактами 5. На клемник 14 виведені кінці котушок електромагнітів вмикавання та вимикання, а також блок-контакти кіл сигналізації та блокування.

Кут розчеплення β повинен складати 150° , а повний кут повороту рукоятки 12 ручного вимикання в -60° . При вмиканні вимикача по котушці вмикавання 2 протікає значний струм (58 А при напрузі 220 В та 116 А при напрузі 110 В). Осердя 1 втягується у котушку і стискає пружину. Шток 3 переміщує ролик 6 по защіпці 4, яка відводиться ліворуч, стискаючи пружину. Разом із роликом переміщуються сережка 7 та важіль валу 8. Вал 8 обертається за годинниковою стрілкою приблизно на 90° . Коли ролик 6 піднімається над защіпкою 4, остання під дією пружини займає вихідне положення, запобігаючи переміщенню ролика вниз. Після знеструмлення електромагніту вмикавання та повернення осердя зі штоком 3 у вихідний стан, ролик 4 лягає на торцеву поверхню защіпки, механізм привода опиняється запертим у ввімкненому положенні.

При вимиканні вимикача на котушку електромагніту вимикання подається струм величиною в декілька ампер. Осердя електромагніту 13 втягується в котушку, і його шток повертає защіпку 11 за годинниковою стрілкою. Важіль 9 також повертається за годинниковою стрілкою під дією сил пружин, що вмикають вимикач, які діють на нього через вал 8 та сережку 7. Ролик 6 зіскакує з защіпки 4, вал 3 повертається проти годинникової стрілки і вимикач вимикається. Важіль 9 під дією своєї пружини повертається у вихідний стан, до упору в регульовальний гвинт 5 для регулювання глибини зачеплення ролика 16 та защіпки 11. Котушка електромагніту вимикання 13, втрачає живлення, осердя опускається донизу, защіпка 11 під дією своєї пружини повертається у вихідний стан під ролик 16.

У процесі переміщення осердя електромагніта вимикання, разом з ним переміщується закріплена знизу ізоляційна тяга, на якій закріплені рухомі контактні містки допоміжних контактів електромагніта вимикання. Нерухомі контакти закріплені на ізолюючій планці 14. Зазор між пружиною підтискування

та рухомим контактом при вимкненому електромагніті вимикання повинен бути 2–3 мм.

Поетапна робота привода показана на чотирьох ескізах рис. 5.25.

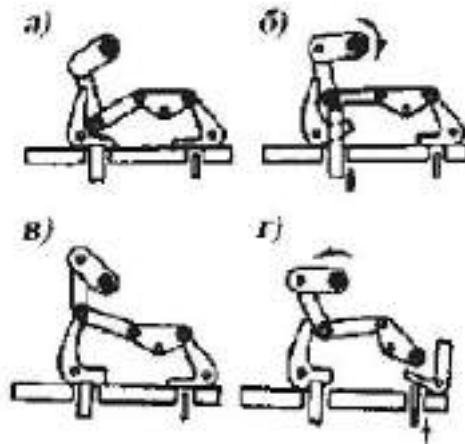


Рисунок 5.25 – Поетапна робота привода ПЕ-11:

а – вимкнене положення привода; *б* – процес вмикання;

в – увімкнене положення привода; *г* – процес вимикання

Принцип дії приводу ВЛК виробник АВВ (рис. 5.26 а).

Положення вмикання. У нормальному робочому положенні вимикача його контакти замкнуті, а пружини вимикання і вмикання зведені (рис. 5.26 б)

У цьому положенні вимикач завжди готовий виконати операцію вимикання або цикл повного автоматичного повторного вмикання в наступній послідовності: вимикання – 0,3 с – вмикання.

Операція вимикання. Щоб вимкнути вимикач, обмотка вимикання звільняє засувку вимикання 1, а пружина вимикання А вимикача виконує саму операцію. Демпфуючий пристрій 2 уповільнює рух системи контактів. У пружинному приводі вимикача операція вимикання виконується надійно, оскільки її виконання залежить тільки від працездатності засувки вимикання і пружини (рис. 5.26 в).

Операція вмикання. Звільнення засувки 4 призводить до негайного виконання операції вмикання вимикача. Приводний важіль 2 направляє важіль 3 у стан вмикання. Одночасно відбувається вимикання пружини А. У кінцевому

положенні важіль вимикання фіксується засувкою 1. Під дією важеля 3 приводний важіль 2 звільняється і продовжує рух до стійкого стану (рис. 5.26 г).

Зведення пружини вмикання. Вмикання вимикача виконано. Кінцевий вимикач 8 подає живлення у ланцюг керування двигуна. Електродвигун 7 запускається і зводить пружину вмикання 6, а положення головного валу 5 і приводного важеля 2 фіксується засувкою, що вмикається 4. Після того, як проведені всі відповідні роботи зведення пружини вмикання, кінцевий вимикач розімкне ланцюг живлення електродвигуна. У випадку аварії пружину вмикання можна зводити вручну рукояткою.

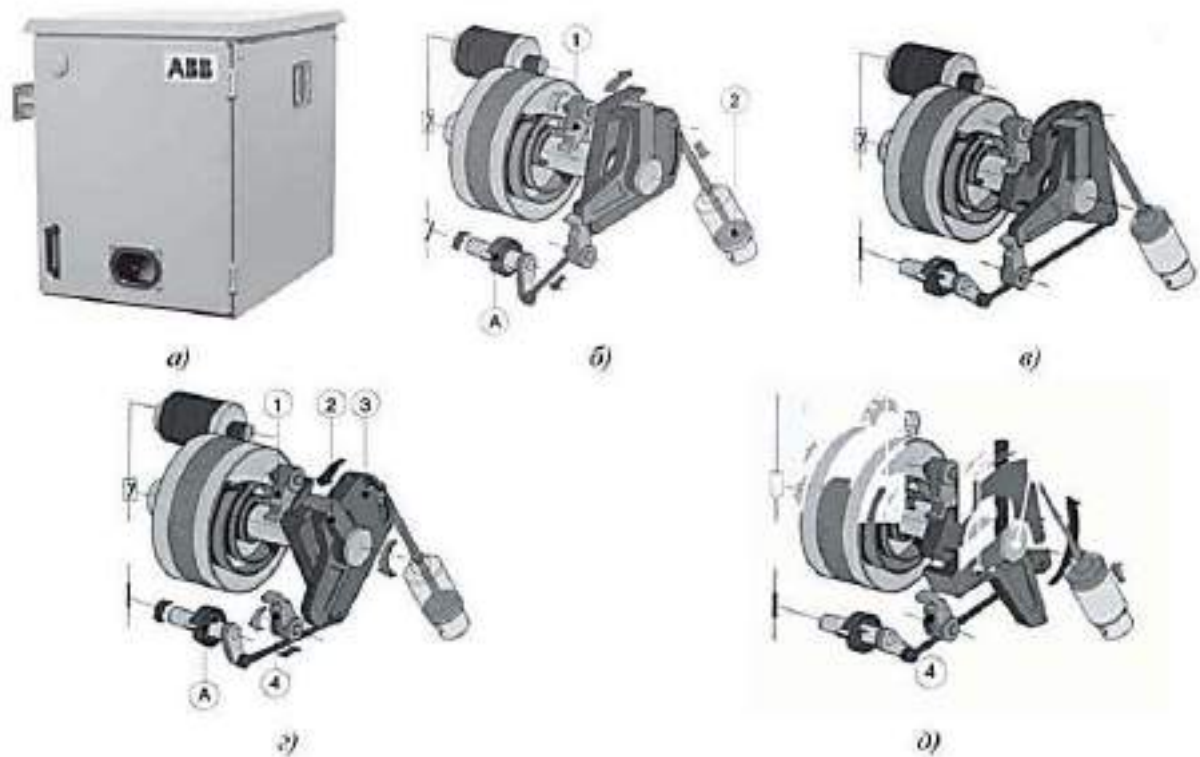


Рисунок 5.26 – Пружинний привід типу BLK:

а – загальний вигляд шафи приводу; *б* – положення вимикання; *в* – операція вимикання; *г* – операція вмикання; *д* – зведення пружини вмикання

Механізм керування елегазових вимикачів АВВ з приводом BLG (рис. 5.27).

Особливості конструкції. Пружини включення в приводі створюють зусилля, необхідне для вмикання вимикача і взводу пружини вимикання.

Пружина вимикання є частиною кінематичної системи виконавчого механізму вимикача, її розміщують під корпусом механізму. Універсальні електродвигуни обертають редуктор зведення пружини і через нього автоматично зводять пружини вимикання відразу після виконання кожної операції вмикання. Пружини утримуються у зведеному стані засувкою, яка звільняється, коли виконується операція вмикання вимикача. Це забезпечує швидке зворотнє вмикання вимикача після закінчення часу бездіяльності 0,3 с.

Принцип дії приводу. Диск з кулачком і система пружин пов'язані один з одним кільцевим ланцюгом. Ланцюг, що має дві гілки, охоплює зірочку на валу електродвигуна, передає енергію для зведення пружин, а також обертає диск з кулачком при виконанні операції вмикання вимикача. Під час цього обертання диск з кулачком надає рух передавальному механізму, що перетворює обертальний рух в поступальний.

Демпфуючий пристрій уповільнює рух контактів в кінцевому положенні. Однаковий час спрацьовування за будь-яких умов навколишнього середовища робить вимикач зручним для керованої комутації.

Блокування ненавмисного спрацьовування здійснюється частково електричним, а частково механічним способом. Електричне блокування виконується за допомогою приєднання обмоток керування через допоміжні контакти приводу. Обмотка вмикається через кінцевий вимикач, який спрацьовує в залежності від положення скоби пружини. При цьому ланцюг вмикання замикається тільки в тому випадку, коли вимикач ввімкнений, а пружини вмикання повністю зведені.

Система блокування у робочому стані виключає можливість виконання операції вмикання, коли вимикач вже ввімкнений (т. зв. «втрачений» хід); або операцію вмикання під час операції вимикання.



Рисунок 5.27 – Загальний вигляд шафи пружинного приводу типу BLG

Корпус приводу BLG корозійностійкий, виконаний з 2 мм фарбованого алюмінію. Дверцята (передня і задня) ізолювані, з фіксаторами і лямками для навісного замка. На передніх дверцят за прозорою шторкою встановлюється панель керування. У стандартній комплектації на панелі керування виносять перемикач «Вмикання / Вимикання»; 3-х позиційний перемикач режиму керування «Місцеве/Дистанційне/ Вимкнено»; електромеханічний лічильник числа спрацьовувань вимикача; механічний індикатор взводу пружини.

За задніми дверцями – знаходиться інтерфейсна панель з клемними колодками для підключення зовнішніх з'єднань. У стандартній комплектації передбачаються стандартні клемні колодки затискного типу (оголений провід затискається в клеми між двома металевими пластинами); блокування для ручного зведення пружин; апаратура керування (реле, автоматичні мікрОВимикачі, контактори тощо); допоміжні контакти.

Центральна шафа керування (рис. 5.28 а). Коли вимикач має полюсне керування з трьома приводами на вимикач, використовується центральна шафа з ключем керування в триполюсному режимі. У нормальному робочому положенні вимикач В увімкнений, його контакти замкнуті, а пружини вмикання 5 і пружини вимикання А зведені (рис. 5.28 б). Вимикач утримується у ввімкненому

положенні засувкою вимикання *1* попри зусилля зведеної пружини вимикання. У такому стані привод готовий провести швидке вимикання або повний цикл автоматичного повторного вмикання (Вимикання – 0,3 с – Вмикання).

Під час вмикання вимикача обмотка вмикання звільняє засувку *б*. Зірочка *7* фіксується і не обертається, енергія пружин передається через гілку кільцевого ланцюга *8* на зірочку *11*, закріплену на диску з кулачком *3*. Диск з кулачком при цьому переміщує робочий важіль *2* ліворуч, де він фіксується в кінцевому положенні засувкою *1*. На кінцевій ділянці обертання диска з кулачком сповільнюється за допомогою демпфуючого пристрою *9*, а фіксуюча засувка на зірочці *11* знову повертається у вихідне положення, упираючись у засувку вмикання *б*.

Під час вимикання обмотка вимикання звільняє засувку *1*. Пружина *А* переміщує рухливий елемент вимикача *В* в вимкнене положення. Робочий важіль *2* переміщується праворуч і в кінці свого ходу впирається в диск з кулачком *3*. Рух системи контактів амортизується в кінці ходу масляним демпфируючим пристроєм *4* (рис. 5.28 в).

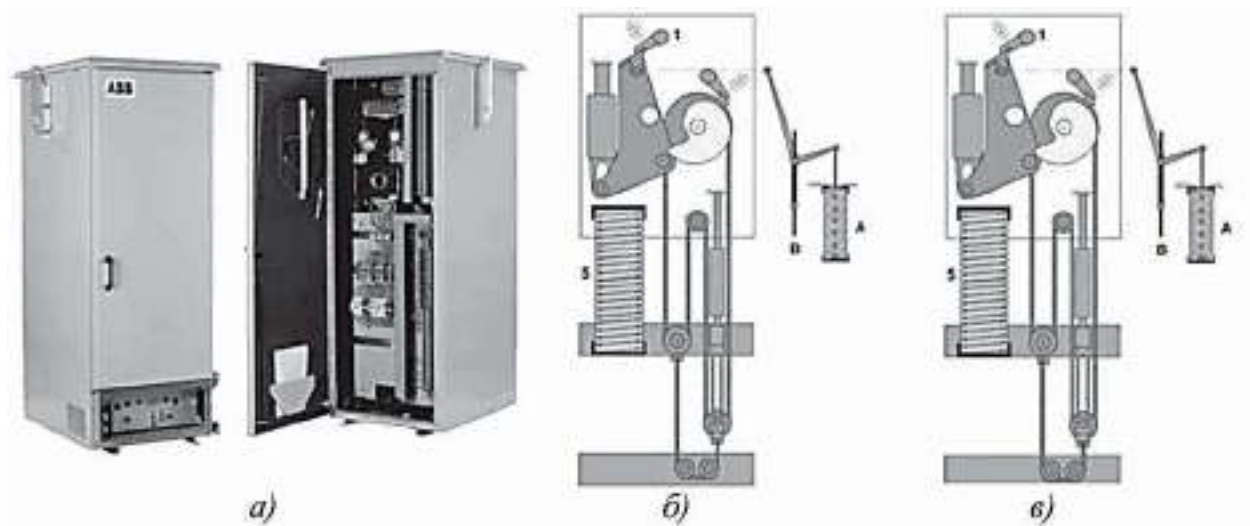


Рисунок 5.28 – Пружинний привід типу BLG:

а – центральна шафа керування; *б* – положення вмикання; *в* – операція вимикання

Зведення пружини вмикання відбувається при вмиканні вимикача, електродвигун починає працювати і обертати зірочку 7. Зірочка 11, яка закріплена на диску з кулачком 3 і зчеплена з засувкою 6, вмикається. Гілки ланцюга 8 підіймають перекладину з пружиною 10. Пружини 5 стискаються, і виконавчий механізм знову приходить в нормальний робочий стан (рис. 5.29).

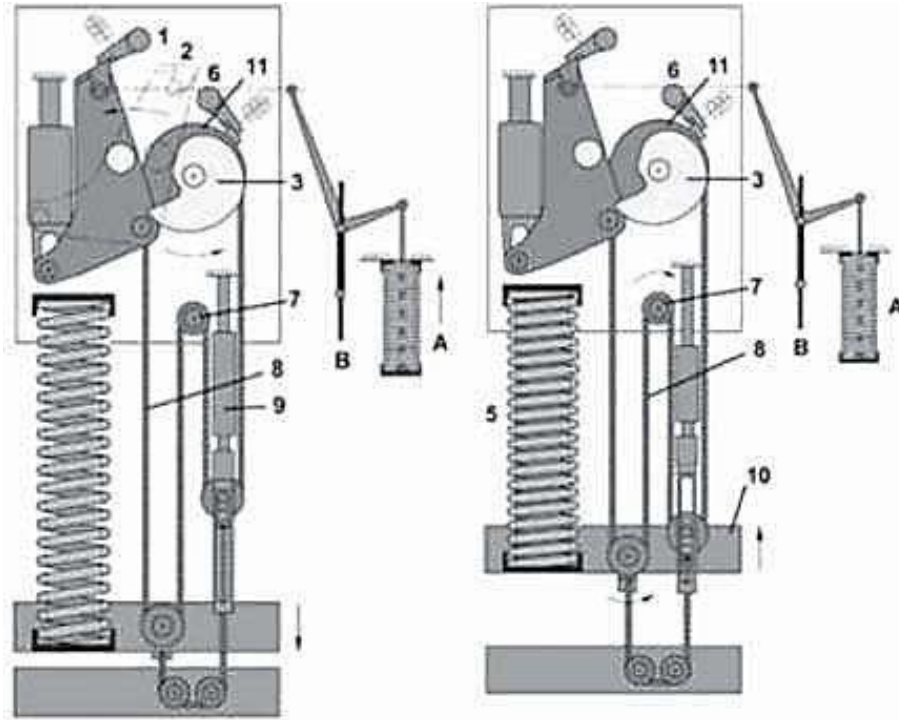


Рисунок 5.29 – Зведення пружин вмикання приводу типу BLG

Разом з пружинними приводами компанія ABB розробила і впровадила у виробництво систему з серводвигунами цифрового керування, що здатна з високою точністю і надійністю здійснювати привод на контакти вимикача. Рухомою є лише одна деталь – ротор електродвигуна. Впроваджений електропривод Motor Drive у вимикачах LTB D 72,55170 кВ має ряд переваг: відсутні деталі, що піддаються зношуванню; менші робочі зусилля; істотно знижений рівень шумів при операціях «Вмикання-Вимикання».

6 РОЗ'ЄДНУВАЧІ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ, ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ

План

6.1 Короткозамикачі та відокремлювачі

6.2 Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів

6.3 Струмообмежувальні реактори

6.1 Короткозамикачі та відокремлювачі

Короткозамикач – це контактний комутаційний апарат, призначений для швидкого створення штучного КЗ в електричному колі.

Короткозамикачі застосовувались у спрощених схемах підстанцій для того, щоб забезпечити вимкнення пошкодженого силового трансформатора після створення штучного КЗ дією релейного захисту живильної лінії.

Однією зі спрощених схем – є схема «блок трансформатор-лінія» (рис. 6.1 а). У блочних схемах елементи електроустановки з'єднуються послідовно, без поперечних зв'язків з іншими блоками. У даній схемі трансформатор T з'єднується з лінією Л1 через вимикач $Q2$. При пошкодженні лінії вимикаються вимикачі $Q1$ і $Q2$, робота трансформатора припиняється; при аварії в трансформаторі вимикаються вимикачі $Q2$, $Q3$.

З метою подальшого зменшення витрат на спорудження РП високої напруги можливо вилучити зі схеми вимикач $Q2$, передавши його функції відокремлювачу QR (рис. 6.13 б). Для виведення трансформатора T з роботи в нормальному режимі досить вимкнути навантаження вимикачем $Q2$ з боку 6–10 кВ, а потім вимкнути струм намагнічування трансформатора T відокремлювачем QR . Допустимість останньої операції залежить від потужності трансформатора та рівня напруги. Сучасні трансформатори мають невеликі струми намагнічування, для трансформаторів з вищою напругою 35 кВ струм намагнічення не перевищує 1 % номінального струму, для трансформаторів 110 кВ – 2,5 %.

Роз'єднувач QS в схемі на рис. 6.13 *б* необхідний для безпечного ремонту відокремлювача.

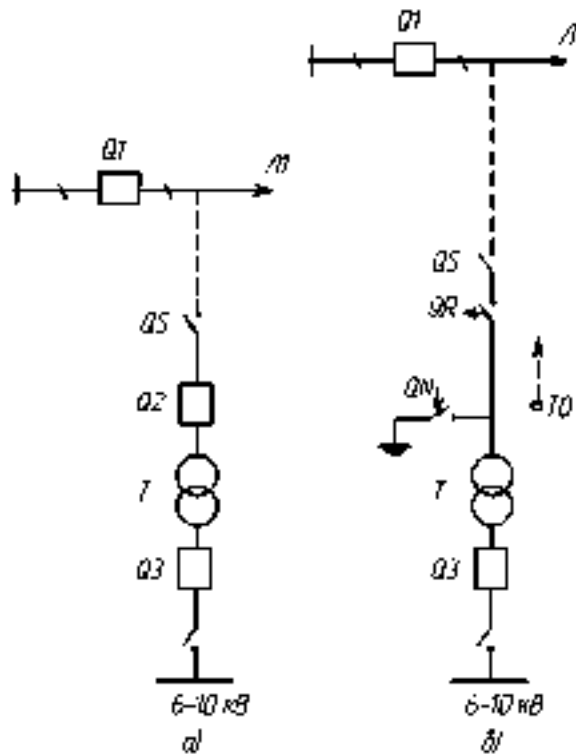


Рисунок 6.1 – Схеми блоків трансформатор-лінія:

а – з вимикачем; *б* – без вимикача

Якщо «блок лінія-трансформатор» приєднується до шин районної ПС радіальною лінією без відпайок, то відокремлювач QR не встановлюється. У цьому випадку при аварії в трансформаторі вимикається лінія вимикачем $Q1$ і залишається без напруги на весь час ремонту трансформатора.

Схема «місток» з відокремлювачами застосовується для двох ліній і двох трансформаторів (рис. 6.2). Фактично – це схема двох блоків трансформатор-лінія, з'єднаних на стороні високої напруги перемичкою (містком). У перемичці встановлений роз'єднувач $QS3$ і відокремлювач $QR3$ двосторонньої дії. Нормально $QS3$ увімкнений, а $QN3$ вимкнений, оскільки режим роботи двох ліній на один трансформатор через ввімкнену перемичку недопустимий. На рис. 6.2 *а* показаний розподіл струмів у паралельних лініях і відпайки від них при КЗ в точці $K<1$, якщо перемичка на ПС ввімкнена. По лініях $Л1$ і $Л2$ протікатимуть

струми $K3 I_{K1}$, I_{K2} , релейний захист спрацює і вимкне обидві лінії. У ланцюзі трансформаторів з боку ВН (35–220 кВ) після перемички роз'єднувач не передбачається. При виводі в ремонт трансформатора $T1$ ($T2$) видимий розрив забезпечується роз'єднувачами $QS1$ ($QS2$) і $QS3$.

Можливе застосування схеми з ремонтною перемичкою з двох роз'єднувачів $QS3$, $QS4$, один з яких в нормальному режимі вимкнений (рис. 6.2 б). При стійкому пошкодженні лінії $Л1$ вимикаються $Q1$ і $Q3$ і дією АВР на стороні 6–10 кВ вмикається QB . Це забезпечує живлення споживачів від $T2$. Якщо лінія виводиться в ремонт, то після вимикання $QS1$ вмикається перемичка $QS3$, $QS4$. Вмикається $Q3$ і трансформатор $T1$, далі вимикається QB . У цій схемі можливе живлення $T1$ від лінії $Л2$ при ремонті $Л1$ (або $T2$ від $Л1$).

Дана схема широко застосовувалась на ПС без постійного чергування.

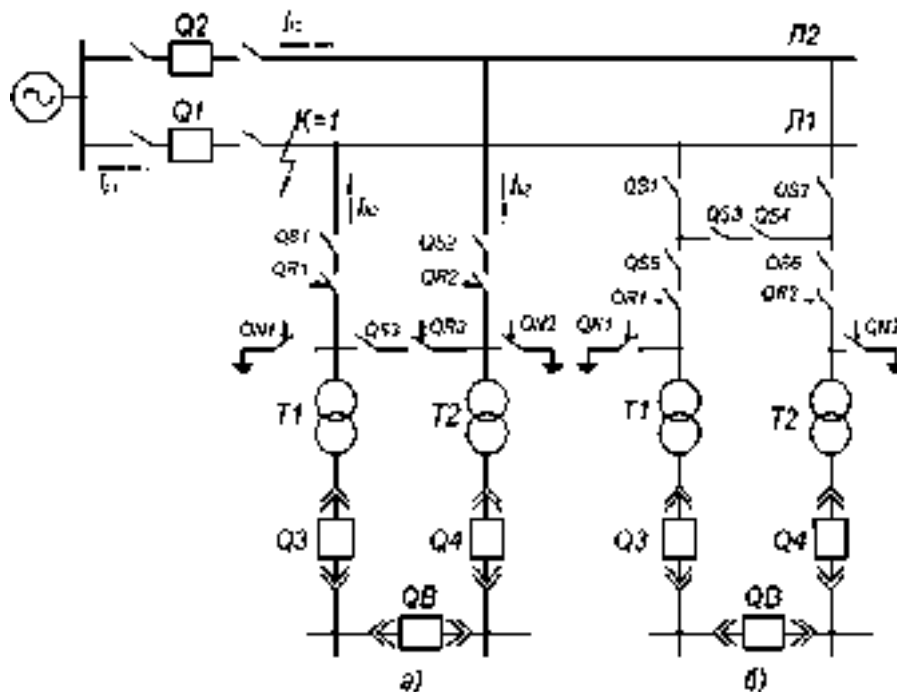


Рисунок 6.2 – Схема «місток» з відокремлювачами

Якщо через шини ПС здійснюється транзит потужності, то застосовується схема рис. 6.3. У перемичці встановлюється вимикач $Q1$, у ланцюгах трансформаторів передбачаються відокремлювані $QR1$ і $QR2$, а також ремонтна перемичка з роз'єднувачами $QS3$, $QS4$, та шунтуючий вимикач $Q1$. У

нормальному режимі вимикач $Q1$ увімкнений, ремонтна перемичка розімкнена роз'єднувачем $QS3$ або $QS4$. Вимикання трансформатора відбувається так само, як і в схемах, розглянутих вище. При ушкодженні $T1$ вмикається короткозамикач $QN1$, вимикається $Q1$, а потім $Q2$. Під час безструмової паузи вимикається відокремлювач $QR1$, а потім дією АПВ вмикаються $Q1$ і $Q2$. Перетікання потужності не порушене, пошкоджений трансформатор $T1$ вимкнений.

При пошкодженні на одній з ліній, наприклад $L2$, вмикаються $Q1$ і $Q3$. Якщо АПВ лінії неуспішне, то вимикається $Q5$ і АВР вмикає вимикач QB . У результаті електропостачання споживачів відновлюється.

За необхідності ревізії вимикача $Q1$ вмикається перемичка $QS3$, $QS4$, через яку здійснюється перетікання потужності.

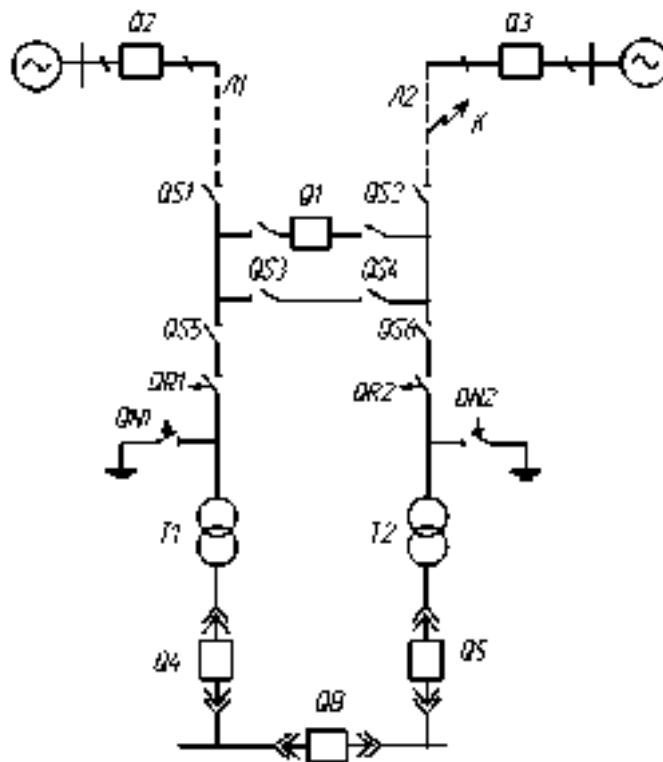


Рисунок 6.3 – Схема містків з вимикачем в перемичці

В електроустановках 35 кВ застосовують двополюсні короткозамикачі, при спрацьовуванні яких створюється штучне двофазне КЗ, в установках із заземленою нейтраллю (110 кВ і вище) — однополюсні. За конструкцією

короткозамикач є по суті роз'єднувачем. Різниця полягає в тому, що привод короткозамикача має пружину, яка забезпечує вмикання заземленого ножа на нерухомий контакт. Контакт знаходиться під напругою. Імпульс для роботи приводу подається від релейного захисту. Вимкнення здійснюється вручну. Щоб уникнути виникнення дуги і пошкодження апарату при вмиканні короткозамикача забезпечується значна швидкість руху ножа. В існуючих конструкціях час вмикання короткозамикача складає 0,12–0,25 с.

Зовні відокремлювач не відрізняється від роз'єднувача, конструктивно у нього є пружинний привод для вимкнення. Вмикання відокремлювача виконується вручну. Відокремлювачі, так само як і роз'єднувачі, можуть мати заземлювальні ножі з однієї або двох сторін. Недоліком відокремлювачів є досить великий час вимикання (0,4–0,5 с). Відокремлювачі можуть вимикати коло без струму або струм намагнічування трансформатора.

Відокремлювачі і короткозамикачі відкритої конструкції за складних погодних умов (мороз, ожеледь) працюють не надійно. Мають місце їх відмови при експлуатації. Замість відкритих конструкцій розроблені аналогічні за функціями апарати з контактною системою розташованою у закритій камері, заповненій елегазом.

Наразі ПУЕ не рекомендує, в першу чергу на об'єктах нового будівництва застосовувати у схемах розподільчих установок і підстанцій короткозамикачі та відокремлювачі.

6.2 Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів

Вибір роз'єднувачів виконується за:

а) напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (6.1)$$

де $U_{уст}$ — напруга установки, кВ;

$U_{ном}$ — номінальна напруга роз'єднувача, кВ;

б) струмом аварійного режиму $I_{ав}$

$$I_{ав} \leq I_{ном}, \quad (6.2)$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм роз'єднувача (відділювача);

в) електродинамічною стійкістю

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (6.3)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм КЗ;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості роз'єднувача;

г) термічною стійкістю:

Термічна стійкість роз'єднувача визначається умовою:

$$B_{\kappa} \leq I_{т.ном}^2 \cdot t_{т.ном} \quad (6.4)$$

де $I_{т.ном}$ – номінальний струм термічної стійкості, який роз'єднувач може витримати без пошкодження протягом граничного часу термічної стійкості, t_m ;

B_{κ} – тепловий імпульс:

$$B_{\kappa} = (I'')^2 (t_{\epsilon} + T_a),$$

де I'' – струм термічної стійкості за каталогом, $кА$;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

t_{ϵ} – час відключення вимикача:

$$t_{\epsilon} = t_{\epsilon,ч} + t_{PЗmax},$$

де $t_{\epsilon,ч}$ – власний час відключення вимикача;

$t_{PЗmax}$ – максимальний час спрацювання релейного захисту.

Короткозамикачі вибираються за умовами (6.1), (6.3) і (6.4).

6.3 Струмообмежувальні реактори

Струмообмежувальні реактори – індуктивні опори, що призначені для обмеження струмів КЗ, з метою зменшення витрат на спорудження РУ й

кабельних мереж та для підтримки на непошкоджених частинах електроустановки достатньо високого рівня залишкової напруги (бажано, щоб $U_{зал} \geq 0,6U_n$). При цьому зберігається стійкість роботи генераторів та двигунів споживачів. Струмообмежувальні реактори також дозволяють підтримувати певний рівень напруги при пошкодженні за реактором.

Вони представляють з себе індуктивний опір, що включається послідовно в кожен фазу кола, Конструктивно – це котушка з малим активним опором без серцевини.

Струмообмежувальні реактори вмикаються на початку лінії по напрямку потоку енергії і завдяки цьому відбувається обмеження пускових струмів та струму КЗ «після себе» по напрямку потоку енергії, а також – підтримка напруги у системі електропостачання «до себе» по напрямку потоку енергії.

Струмообмежувальний реактор є котушкою індуктивності, що має значний індуктивний опір (1–2 Ом) і незначний активний опір.

Реактори встановлюються в мережах 6–10 кВ (іноді 35 кВ і вище).

Схеми включення реакторів

Схема підключення реакторів, зображена на рис. 6.4.

За умовами роботи секційні й лінійні реактори мають суттєву різницю.

Лінійний струмообмежувальний реактор включається у розсічну КЛ на її початку по напрямку потоку енергії. Оскільки опір КЛ на порядок більший опору ПЛ однакової довжини та перерізу, то струмообмежувальний реактор застосовують лише для обмеження струму КЗ КЛ РП.

У нормальному режимі перетікання потужності через СР (секційний реактор) незначне, при симетричній схемі воно приблизно дорівнює нулю. Тому величина реактивності секційного реактора для збільшення його струмообмежувальної дії може бути значною.

Номінальний струм секційного реактора вибирається за режимом відключення одного генератора або трансформатора зв'язку з системою, коли через реактор протікає надлишкова (або недостатня) потужність секції.

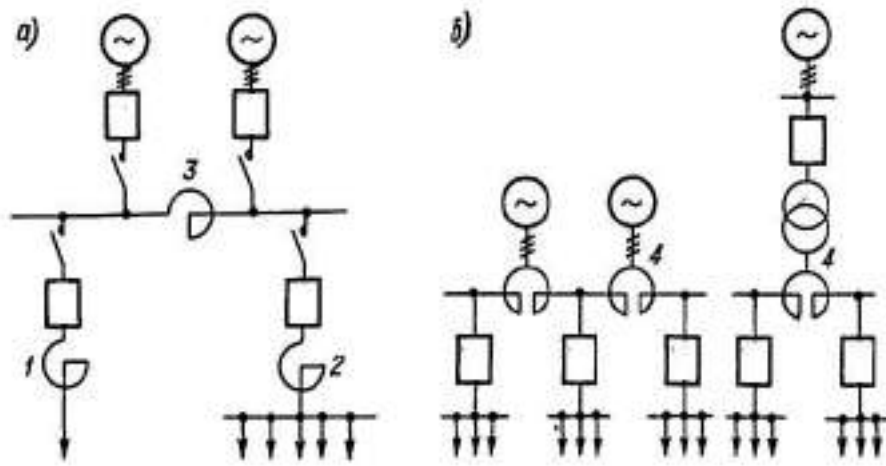


Рисунок 6.4 – Схеми увімкнення струмообмежувальних реакторів:
 а – одинарних; б – здвоєних: 1 – фідерний; 2 – фідерний груповий;
 3 – міжсекційний; 4 – здвоєний

Через лінійний реактор постійно протікає струм навантаження. Тому у ньому постійно мають місце втрати потужності та напруги. При чому втрати напруги зростають зі збільшенням реактивності реактора. Тому реактивність лінійного реактора не може бути взята значно великою. Частіше всього враховується те, що втрати напруги на лінійному реакторі у робочому режимі не повинні бути більше 5 %.

Лінійний реактор вибирають або за умовою обмеження струму КЗ до величини вимикальної здатності лінійних вимикачів, або за умовою термічної стійкості кабелів розподільчої мережі. Великі реактори, маючи великий номінальний струм, мають і більшу реактивність, порівнюючи з лінійними індивідуальними реакторами. З тієї ж причини струмообмежувальна дія лінійних індивідуальних реакторів, як правило, в 2–3 рази більша, ніж секційних реакторів.

Секційний реактор обмежує струми КЗ, які виникають на одній з секцій розподільчого пристрою.

Трансформаторний реактор обмежує струми КЗ у всіх приєднаннях розподільчих пристроїв НН (рис. 6.5). Дугогасильна котушка з регульованою індуктивністю завдяки осерддю призначена для компенсування ємнісних струмів

однофазного режиму КЗ у мережах напругою 6–35 кВ, котрі називаються з компенсованою нейтраллю.

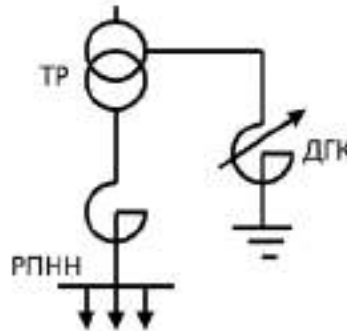


Рисунок 6.5 – Схема включення трансформаторного реактора

Бетонні повітряні реактори застосовують на клас напруги 6 і 10 кВ, виконують з мідними типу РБ і алюмінієвими обмотками типів РБА, РБАМ (з малими втратами), РБАС (здвоєний реактор). На напругу 35 кВ і вище застосовують масляні реактори: трифазні РТМТ, однофазні РОДЦ і ТОРМ.

Порівняння групових та індивідуальних реакторів.

1) При застосуванні індивідуальних зростає кількість приєднань до збірних шин порівняно із застосуванням групових реакторів. При застосуванні індивідуальних зростає також і вартість розподільчих пристроїв.

2) При застосуванні групових реакторів виникнення КЗ на одній із кабельних ліній впливає суттєво на роботу сусідніх кабельних ліній. Цей недолік виявляється значно менше для індивідуальних реакторів.

Здвоєні реактори (рис. 6.6).

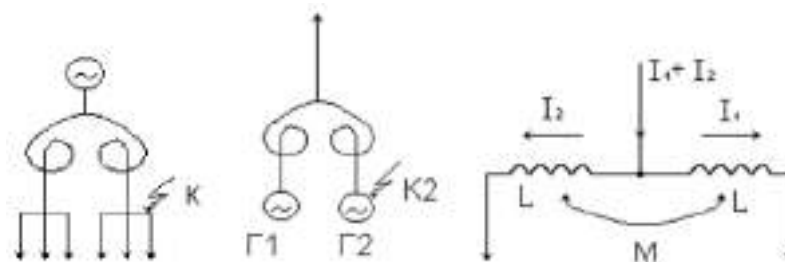


Рисунок 6.6 – Здвоєні реактори

Для зменшення падіння напруги в нормальному режимі і обмеження струму КЗ застосовують також здвоєні реактори (конструктивно вони подібні звичайним реакторам, але від середньої точки обмотки є допоміжний вивід).

Здвоєний реактор складається з двох котушок, які увімкнені узгоджено послідовно, з однаковим напрямом намотки обмоток, має 2 гілки. Реактори виконуються в однофазному виконанні, тому для трифазних систем необхідно застосовувати 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.

Під час КЗ за реактором точки К струм значно перевищує струм в непошкодженій частині. Відносний вплив взаємної індуктивності зменшується. Втрати напруги у реакторі та ефект струмообмеження визначається в основному лише індуктивним опором $X_g = \omega L$. Отже, опір реактора в режимі КЗ зростає порівнюючи з нормальним режимом. При КЗ у точці К2, тобто на генераторі Г2, струм від генератора Г1 протікає в одному напрямку. Взаємна індукція діє згідно із власною індукцією обмоток. Наскрізний опір реактора буде дорівнювати:

$$X_{скр} = 2\omega L + \omega M.$$

Значна втрата напруги в нормальному режимі роботи кола не дає можливості встановлювати індивідуальні та групові реактори великого опору. Тому для випадків, коли потрібні значні обмеження струмів КЗ, розробляють БСП (безінерційні струмообмежувальні пристрої).

Допустима втрата напруги в лінійному реакторі складає 1,5–2 %. Для секційного реактора таких обмежень немає і його опір може бути збільшений.

Порівняння простих та здвоєних реакторів.

- 1) Застосування здвоєних реакторів дорожче ніж простих.

2) У процесі експлуатації здвоєні реактори більш вигідні, оскільки при однаковому завантаженні гілок результуючий опір здвоєного реактора у 4 рази менший порівняно з простим за однакових номінальних параметрів.

Якщо все ж потрібно значний опір для обмеження струму КЗ застосовують БСП (безінерційні струмообмежувальні пристрої) (рис. 6.7).

Реактор (LR) і ємність (C) резонансно налагоджені (результуючий опір близький до нуля). Індуктивність (L) у нормальному режимі має великий опір і струм через неї малий.

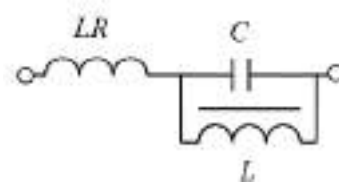


Рисунок 6.7 – Схема безінерційного струмообмежувального пристрою

При КЗ струм через ємність збільшується, збільшується падіння напруги ΔU на ємності і збільшується напруга, прикладена до L , збільшується струм через індуктивність, серцевина її насичується і ємність закорочується. Струм КЗ при цьому обмежується повним опором реактора LR.

Параметри струмообмежувальних реакторів:

- 1) номінальна напруга, B ;
- 2) номінальний струм, A ;
- 3) номінальний опір реактора, Om , % (індуктивний опір однієї гілки здвоєного реактора за відсутності струму у іншій гілці);
- 4) $I_{дин}$, KA , $i_{дин}$, KA ;
- 5) I_t , KA ;
- 6) t_c – тривалість струму термічної стійкості;
- 7) X_m – опір, який враховує взаємоіндукцію;
- 8) k – коефіцієнт зв'язку $k = x_m / x_L = 0,3-0,5$.

7 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

План

Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за:

— напругою установки:

$$U_{уст} < U_{ном}; \quad (7.1)$$

— номінальним струмом

$$I_p < I_{ном}; \quad (7.2)$$

— струмом аварійного режиму

$$I_{ав} \leq I_{ном}; \quad (7.3)$$

— класом точності;

— електродинамічною стійкістю

$$i_{уд} < i_{дин} \quad (7.4)$$

де $i_{дин}$ — струм динамічної стійкості ТС;

$i_{уд}$ — ударний струм КЗ

$$i_{уд} = \sqrt{2} k_{уд} I'';$$

— термічною стійкістю

$$B_k \leq B_{к.ном},$$

де B_k — тепловий імпульс струму КЗ, $кА^2 \cdot с$

$$B_k = (I'')^2 (t_{від} + T_{a1}),$$

де I'' — усталене значення струму КЗ, кА;

$t_{відк}$ — час відключення КЛ;

$B_{к.ном}$ — тепловий імпульс, що витримує ТС

$$B_{к.ном} = I_{тер} t_{тер},$$

де $I_{тер}$ – струм термічної стійкості;

$t_{тер}$ – час термічної стійкості ТС за каталогом;

– вторинним навантаженням

$$Z_{2p} = r_{2p} \leq Z_{2ном} ;$$

де Z_{2p} – розрахункове вторинне навантаження ТС.

Індуктивний опір струмових кіл незначний тому $Z_{2p} = r_{2p}$

$$Z_{2p} = r_{прил} + r_k + r_{np} ,$$

де $r_{прил}$ – опір приладів приєднаних до ТС:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2 ,$$

де $S_{прил}$ – споживана приладами потужність, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм ТС, А;

r_k – опір контактів.

Опір з'єднувальних проводів r_{np} визначається так. Спочатку визначається його попереднє значення

$$r'_{np} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k .$$

Знаючи r'_{np} знаходимо перетин з'єднувальних проводів:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{r'_{np}} ,$$

де ρ – питомий опір мідних проводів, Ом/м·мм²;

$l_{роз}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струм, м:

– для одного трансформатора

$$l_{роз} = 2k_n \cdot l ;$$

– для двох ТС з'єднаних за схемою неповної зірки

$$l_{роз} = \sqrt{3}k_n \cdot l;$$

– для трьох ТС з'єднаних за схемою повної зірки

$$l_{роз} = k_n \cdot l,$$

де l – довжина з'єднувальних проводів від ТС до приладів (в один кінець) приймається згідно табл. 7.1;

k_n – поправковий коефіцієнт, для ПС задаються 0,8–0,85;

$l_{роз}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів.

Дійсний опір з'єднувальних проводів, Ом:

$$s_{np} = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{s}.$$

Таблиця 7.1 – Довжина з'єднувальних проводів від ТС до приладів (в один бік), м

№ з/п	Тип кола	$l, м$
1	Всі кола ГРУ 6–10 кВ, крім ліній до споживача	40–60
2	Кола генеральної напруги блочних електростанцій	20–40
3	Лінії 6–10 кВ до споживача	4–6
4	Всі кола РУ напругою: 35 кВ 110 кВ 220 кВ 330–550 кВ	60–75 75–100 100–150 150–175
5	Синхронні компенсатори	25–40

8 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

План

Вибір та перевірка трансформаторів напруги

Вибір та перевірка трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються за:

— величиною робочої напруги розподільчої установки

$$U_{pn} \geq U_{уст},$$

де U_{pn} — номінальна первинна напруга трансформатора, kB ;

$U_{уст}$ — напруга установки, до шин якої приєднується трансформатор, kB ;

- конструкцією і схемою з'єднання обмоток;
- класом точності;
- вторинним навантаженням

$$S_2 \leq S_n,$$

де S_n — номінальна потужність ТН у вибраному класі точності.

При цьому треба мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних за схемою зірки, необхідно брати сумарну потужність всіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника — подвоєну потужність одного трансформатора; S_2 — навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, BA .

Якщо вторинне навантаження перевищує номінальну потужність ТН у вибраному класі точності, то встановлюють інший трансформатор напруги і частину приладів приєднують до нього.

Переріз дротів ланцюгів трансформаторів напруги визначається за допустимою втратою напруги. Втрата напруги від трансформаторів напруги до

розрахункових лічильників повинна бути не більше 1,5 % при нормальному навантаженні.

Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники, мають відповідати діапазону значень, для яких унормовано клас точності. Вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і лічильники потрібно з'єднувати мідним ізольованим проводом (кабелем).

Переріз і довжину проводів і кабелів у колах напруги розрахункових лічильників потрібно вибирати такими, щоб втрати напруги у цих колах не перевищували:

- 0,12 % номінальної напруги – на виводах трансформатора напруги класу точності 0,25;

- 0,25 % номінальної напруги – на виводах трансформатора напруги класу точності 0,55. Для забезпечення цієї вимоги дозволено застосовувати окремі кабелі від трансформаторів напруги до лічильників.

9 ІЗОЛЯТОРИ

План

Вибір ізоляторів для шинних конструкцій

Вибір ізоляторів для шинних конструкцій

Опорні та прохідні ізолятори для шинних конструкцій вибираються за:

- номінальною напругою $U_{уст} \leq U_n$;
- номінальним струмом (для прохідних ізоляторів) $I_{роб.макс} \leq I_n$;
- за допустимим механічним навантаженням $F_{роз} \leq F_{дон}$.

Максимальне розрахункове навантаження, H , складе:

- при розміщенні опорних ізоляторів всіх фаз у горизонтальній або вертикальній площинах

$$F_{роз} = \frac{\sqrt{3}k_h l (i_{y\phi}^{(3)})^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (9.1)$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини при установці на ребро $k_h = h_y / h_{iz}$;

$h_y = h_{iz} + b + 0,5h$, де h_{iz} – висота ізолятора (див. рис. 9.1).

При розміщенні шин плазом $k_h = 1$; l – відстань між ізоляторами вздовж шини; a – відстань між осями сусідніх фаз;

- при розміщенні опорних ізоляторів у вершинах трикутника

$$F_{роз} = k_h F_{зг}, \quad (9.2)$$

де $F_{зг}$ – згинаюча сила, що діє на шини

- прохідного ізолятора

$$F_{роз} = \frac{0,88l (i_{y\phi}^{(3)})^2}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (9.3)$$

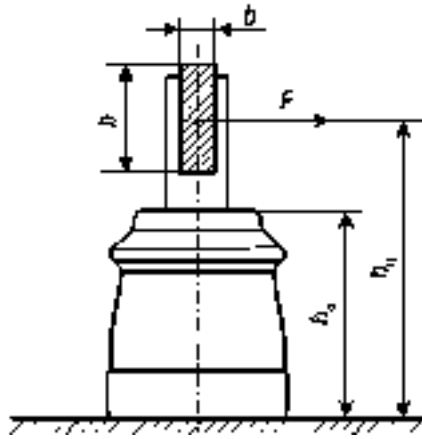


Рисунок 9.1 – Визначення поправочного коефіцієнта k_h

10 РОЗРЯДНИКИ, ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГИ НЕЛІНІЙНІ

План

Вибір розрядників та ОПН

Вибір розрядників та ОПН

Вибір розрядників і ОПН виконують виходячи з їх призначення, конструктивного виконання (для внутрішнього або зовнішнього встановлення), необхідного рівня обмеження перенапруг, а також схеми мережі та її параметрів (найбільшого робочої напруги мережі, способу заземлення нейтралі, величини ємнісного струму замикання на землю і ступеня його компенсації, тривалості існування однофазного або трифазного замикання на землю тощо).

Отже, вибір розрядників для захисту від комутаційних перенапруг виконується за такими умовами:

1. Найбільшої робочої напруги обладнання.

Для мереж 3–35 кВ, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю і допускають необмежено тривале існування струму замикання на землю, найбільша тривало допустима робоча напруга вибирається більшою або рівною найбільшій робочій напрузі електрообладнання даного класу напруги, кВ

$$U_{\max.p} \leq U_{н.доп}, \quad (10.1)$$

де $U_{\max.p}$ – максимальна робоча напруга електроустановки.

У мережах 110–500 кВ, що працюють з ефективно заземленою нейтраллю, кВ

$$U_{\max.p} \leq \frac{U_{н.доп}}{\sqrt{3}}. \quad (10.2)$$

2. Залишкової напруги, кВ

$$U_{зал} \leq \sqrt{2}k_{доп} U_{н.доп}, \quad (10.3)$$

де $k_{доп}$ – допустима кратність внутрішніх перенапруг для електрообладнання.

3. Здатності розсіювати енергію, кДж/кВ:

$$\frac{W_{\text{пог}}}{U_{\text{н.доп}}} \leq W_{\text{пит}}, \quad (10.4)$$

де $W_{\text{пог}}$ – граничне значення поглинутої електромагнітної енергії навантаження

$$W_{\text{пог}} = 0,5 L_{\text{нг}} \cdot I_{\text{зр}}, \quad (10.5)$$

де $L_{\text{нг}}$ – індуктивність навантаження, Гн;

$I_{\text{зр}}$ – струм зрізу, А.

4. Довжини шляху витоку, см:

$$l_{\text{роз}} \leq l_{\text{доп}}, \quad (10.6)$$

де $l_{\text{роз}}$ – розрахункова довжина шляху витоку

$$l_{\text{роз}} = l_{\text{пит}} \cdot U_{\text{н.доп}}, \quad (10.7)$$

де $l_{\text{пит}}$ – питома довжина шляху витоку, см, визначається залежно від ступеня забруднення ізоляції ОПН.

5. Вибухобезпеки. Величина вибухобезпечного струму ОПН $I_{\text{КЗ}}$ повинна вибиратися на 15–20 % більше значення ймовірного струму при КЗ всередині ОПН з урахуванням схеми, місця підключення і режиму роботи нейтралі мережі, кА

$$(1,15-1,2) I_{\text{КЗ.роз}} \leq I_{\text{КЗ}}, \quad (10.8)$$

де $I_{\text{КЗ}}$ – розрахунковий струм КЗ у місці установки обмежувача.

Якщо вибір розрядника проводиться для захисту електрообладнання від грозових перенапруг то він повинен задовольняти умові номінального розрядного струму:

$$I_{\text{р.м.мах}} \leq I_{\text{роз.ном}}, \quad (10.9)$$

де $I_{\text{роз.ном}}$ – номінальний розрядний струм ОПН;

$I_{\text{р.м.мах}}$ – найбільший розрахунковий струм мережі.

При цьому номінальний розрядний струм повинен бути не менше 5 кА, а в перерахованих нижче випадках 10 кА і більше:

- у районах з інтенсивною грозовою діяльністю (більше 50 грозових годин на рік;
- районах з високим ступенем промислових забруднень (IV ступінь забруднення атмосфери);
- у схемах грозозахисту, до яких встановлюються підвищені вимоги до надійності.

11 ЗАПОБІЖНИКИ

План

Вибір запобіжників

Вибір запобіжників

Вибір запобіжників виконується:

а) за напругою

$$U_{уст} \leq U_n ; \quad (11.1)$$

б) за струмом запобіжника (основи)

$$I_{\max} \leq I_n ; \quad (11.2)$$

в) за номінальним струмом плавкої вставки.

Номінальний струм плавкої вставки вибирається так, щоб у нормальному режимі і при допустимих перевантаженнях вимкнення запобіжника не відбувалося, а при довготривалих перевантаженнях і КЗ коло вимикалося б якомога швидше. При цьому виконуються умови селективності захисту. Номінальний струм запобіжника узгоджується з вибраним номінальним струмом плавкої вставки.

Запобіжники, обрані за нормальним режимом, перевіряються за граничним струмом вимкнення:

$$I_{г.вимк} \leq I_{відм} . \quad (11.3)$$

Технічні характеристики окремих типових виконань струмообмежувальних високовольтних плавких запобіжників з кварцовим наповненням типу ПК наведені у табл. 11.1.

Таблиця 11.1 – Технічні характеристики високовольних плавких запобіжників типу ПК

Серія	Тип виконання	Номіналь на напруга, кВ	Найбіль ша робоча напруга, кВ	Номіналь ний струм запобіжн ика, кА	Номіналь ний струм відключе ння, кА
ПКТ101-3	ПКТ101-3-2-8-31,5У3 ПКТ101-3-10-31,5У3 ПКТ101-3-2-8-40У3 ПКТ101-3510-31,5-40У3	3	3,6	2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20; 31,5 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20; 31,5	31,5 31,5 40 40
ПКТ101-6	ПКТ101-6-2-8-20У3 ПКТ101-6-10-20-20У3 ПКТ101-6-2-8-40У3 ПКТ101-6-10-31,5-40У3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20; 31,5 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20; 31,5	20 20 40 40
ПКТ101-10	ПКТ101-10-2-8-12,5У3 ПКТ101-10-10-20-12,5У3 ПКТ101-10-2-8-20У1 ПКТ101-10-20-20У1 ПКТ101-10-2-8-31,5У3 ПКТ101-10-10-20-31,5У3	10	12	2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20	12,5 12,5 20 20 31,5 31,5
ПКТ101-35	ПКТ101-35-2-8-8У3	35	40,5	2; 3,2; 5; 8	8
ПКТ102-35	ПКТ102-35-10-20-8У3	35	40,5	10; 16; 20	8
ПКТ103-3	ПКТ103-3-160-200-40У3	3	3,6	160; 200	40
ПКТ103-6	ПКТ103-6-100-31,5У3 ПКТ103-6-160-20У3	6 6	7,2 7,2	100 160	31,5 20
ПКТ103-10	ПКТ103-10-80-20У3 ПКТ103-10-100-12,5У3	10 10	12 12	80 100	20 12,5
ПКТ103-35	ПКТ103-35-31,5-40-8У3	35	40,5	31,5; 40	8
ПКН001-10 ПКН001-20 ПКН001-35	ПКН001-10У3 ПКН001-20У3 ПКН001-35У3	10 20 35	12 24 40,5	— — —	не нормуєтьс я не нормуєтьс я не нормуєтьс я

12 СТРУМОПРОВІДНІ ЧАСТИНИ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК

План

Вибір гнучких шин

Вибір гнучких шин

Вибір перерізу гнучких шин виконується за такими умовами:

- а) за допустимим струмом, $I_{роз.маx} \leq I_{доп}$;
- б) за термічною стійкістю, $\theta_{кз} \leq \theta_{кз.доп}$;
- в) за електродинамічною стійкістю, $b \leq b_{доп}$;
- г) на відсутність коронування, $E_{маx} \leq 0,9E_0$.

Значення допустимих струмів для алюмінієвих, сталевалюмінієвих та мідних неізованих проводів подано у табл. 12.1.

Попередньо вибраний переріз гнучкої ошиновки за умовою допустимого струму перевіряється за умовою термічної стійкості.

Перевірка гнучких шин за електродинамічною стійкістю полягає в розрахунку можливості сплітання шинної конструкції при 2-х фазному КЗ і може бути проведена як подано нижче.

Визначається зусилля від 2-го струму КЗ, $H/м$

$$f_k = 0,15 \frac{\left(I_{n0}^{(3)}\right)^2}{D},$$

де D – відстань між фазами, $м$.

Знаходиться сила тяжіння одного метру проводу струмопроводу у ньютонх: $g=9,8m$, де m – маса 1 $м$ струмопроводу, $кг$.

Задавшись максимальною стрілою провисання проводу h у метрах, визначають відношення $\sqrt{h}/t_e$, де t_e – еквівалентний за імпульсом струму час дії швидкодіючого захисту, $с$. Для кіл генераторів і трансформаторів $t_e = t_3 + 0,05$, де

t_3 – тривалість дії захисту, с; час 0,05 с враховує вплив аперіодичної складової струму КЗ.

Таблиця 12.1 – Допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів

Номинальний переріз, мм ²	Переріз (алюміній /сталь), мм ²	Струм, А, для проводів марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М		А і АКП	
		зовні приміщень	всередині приміщень	зовні приміщень	всередині приміщень	зовні приміщень	всередині приміщень
50	50/8	210	165	275	219	215	165
70	70/11	265	210	337	268	265	210
95	95/16	330	260	422	341	320	255
120	120/19	390	313	485	395	375	300
	120/27	375	—	—	—	—	—
150	150/19	450	365	570	465	440	355
	150/24	450	365	—	—	—	—
	150/34	450	—	—	—	—	—
185	185/24	520	520	650	540	500	410
	185/29	510	510	—	—	—	—
	185/43	515	515	—	—	—	—
240	240/32	605	505	760	685	590	490
	240/39	610	505	—	—	—	—
	240/56	610	—	—	—	—	—
300	300/39	710	600	880	680	680	570
	300/48	690	585	—	—	—	—
	300/66	680	—	—	—	—	—
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22	830	713	1050	815	815	690
	400/51	825	705	—	—	—	—
	400/64	860	—	—	—	—	—
500	500/27	960	830	—	980	980	820
	64	945	815	—	—	—	—
600	600/72	1050	920	—	1100	1100	955
700	700/86	1180	1040	—	—	—	—

За діаграмою рис. 12.1 визначають відхилення проводу b у метрах на кут α .
Знайдене значення b порівнюють із максимальним допустимим, m

$$b_{\text{дон}} = 0,5(D - d - \alpha_{\text{дон}}),$$

де d – діаметр струмопроводу;

$\alpha_{\text{дон}}$ – найменша допустима відстань на просвіт між сусідніми проводами фаз у момент їх найбільшого зближення; для струмопроводів генераторної напруги $\alpha_{\text{дон}} = 0,22 \text{ м}$; для ВРУ $35 \text{ кВ} - 0,44 \text{ м}$; $110 \text{ кВ} - 1,0 \text{ м}$; $150 \text{ кВ} - 1,4 \text{ м}$; $220 \text{ кВ} - 2 \text{ м}$; $330 \text{ кВ} - 2,8 \text{ м}$; $500 \text{ кВ} - 4,2 \text{ м}$.

Якщо виявиться, що $b > b_{\text{дон}}$, то необхідно зменшити стрілу провису або збільшити відстань між проводами фаз. Стрілу провису зменшують за рахунок встановлення додаткових опор, тобто зменшенням довжини прогону.

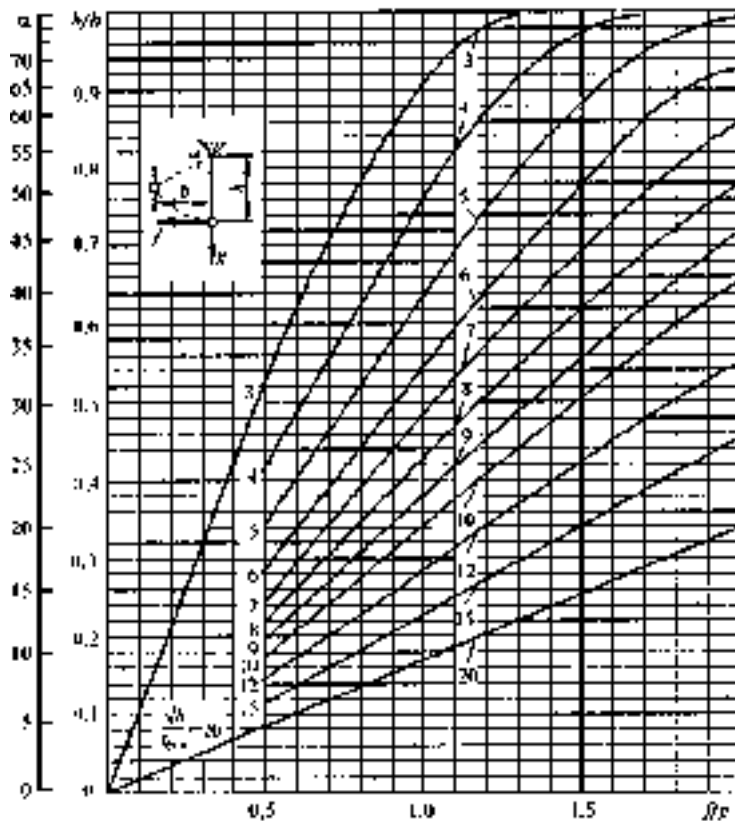


Рисунок 12.1 – Діаграма для визначення відхилення гнучкого струмопроводу з горизонтальним розташуванням фаз внаслідок дії струмів КЗ

Перевірка гнучких провідників за умовою коронування проводиться для напруги 35 кВ і вище. Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні будь-якого провідника не більше $0,9E_0$, тобто

$$E_{\text{роз}} \leq 0,9E_0, \quad (12.1)$$

при горизонтальному розташуванні проводів умова (12.1) набуде вигляду

$$1,07E_{роз} \leq 0,9E_0,$$

де $E_{роз}$ – розрахункове значення напруженості на поверхні провідника;

E_0 – максимальне значення початкової критичної напруженості електричного поля, $\kappa B/cm$

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні провідника (для багатодротових проводів $m=0,82$);

r_0 – радіус проводу, $см$.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу, $\kappa B/cm$

$$E_{роз} = \frac{0,354U}{r_0 \lg \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)},$$

де U – лінійна напруга, κB ;

D_{cp} – середньгеометрична відстань між проводами фаз, $см$; при горизонтальному розташуванні фаз $D_{cp}=1,26D$, де D – відстань між сусідніми фазами, $см$.

Максимальна напруженість електричного поля навколо розщеплених проводів (РУ 330 κB і вище), $\kappa B/cm$

$$E_{роз} = k \frac{0,354U}{nr_0 \lg \left(\frac{D_{cp}}{r_{екв}} \right)},$$

де k – коефіцієнт, що враховує число проводів у фазі;

$r_{екв}$ – еквівалентний радіус розщепленого проводу, що визначається залежно від числа проводів n у фазі:

n	2	3	4
k	$1 + 2r_0 / a$	$1 + 2\sqrt{3}r_0 / a$	$1 + 3\sqrt{2}r_0 / a$
$r_{екв}$	$\sqrt{r_0 / a}$	$\sqrt[3]{r_0 a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2}r_0 a^3}$

Відстань a між проводами з розщепленою фазою приймається в установках 220 κB рівною 20–30 $см$, в установках 330–750 κB – 40 $см$.

13 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ

План

- 13.1 Закриті розподільчі установки
 - 13.1.1 Розподільчі установки типу NXAIR (компанії Siemens AG)
 - 13.1.2 КРУ типу SIMOSEC (компанії Siemens AG)
 - 13.1.3 Розподільчі пристрої серії UniSec, SafeRing (компанія ABB Ltd)
 - 13.1.4 Розподільчі пристрої RM 6, SM6 (ф. Schneider Electric)
 - 13.1.5 Комірки розподільчі середньої напруги Xiria (Eaton Corporation plc)
- 13.2 Розміщення розподільчих установок на території електростанцій і підстанцій
 - 13.2.1 Розміщення розподільчих установок на території електростанцій
 - 13.2.2 Розміщення розподільчих установок на територіях районних і вузлових підстанцій
 - 13.2.3 Заземлення нейтралей
 - 13.2.4 Трифазна мережа з резонансно-заземленою нейтраллю

13.1 Закриті розподільчі установки

13.1.1 Розподільчі установки типу NXAIR (компанії Siemens AG)

NXAIR – це розподільча установка середньої напруги до 40,5 кВ у металевому корпусі для внутрішнього встановлення з класифікацією за стійкістю до внутрішньої дуги до 50 кА, при тривалості горіння дуги впродовж 1 с.

Розподільча установка середньої напруги NXAIR (рис. 13.1) до 17,5 кВ, до 40 кА випускається для підприємств електропостачання та різних промислових підприємств. Перевагами NXAIR:

- безпека персоналу, висока експлуатаційна надійність і зручність в роботі;
- компактні розміри, мінімальна кількість компонентів, що вимагають технічного обслуговування;
- приводний механізм.



Рисунок 13.1 – Комплектний розподільчий пристрій NXAIR компанії «Siemens»
до 40,5 кВ

Таблиця 13.1 – Технічні характеристики NXAIR (компанії «Siemens»)

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20 (32)	28 (42)	36	38
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95
Номінальний короткочасний струм, 3 с	кА	40	40	40	40
Номінальний піковий струм 50/60 Гц	кА	100/104	100/104	100/104	100/104
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	40	40	40	40

Продовження таблиці 13.1

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	100/104	100/104	100/104	100/104
Номінальний струм збірних шин	А	4000	4000	4000	4000
Номінальний струм фідерів	А	4000	4000	4000	4000

Розподільча установка середньої напруги NXAIR (рис. 13.2) до 17,5 кВ для 50 кА застосовується в різних галузях промисловості та в окремих областях виробництва і розподілу електроенергії. Розподільча установка також може застосовуватися як генераторна КРУ до 15 кВ на всіх типах електростанцій за рахунок встановлення вакуумних вимикачів.



Рисунок 13.2 – Комплектна розподільча установка
NXAIR компанії Siemens до 17,5 кВ

Таблиця 13.2 – Технічні характеристики NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА, до 4000 А

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20 (32)	28 (42)	36	38
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95
Номінальний короточасний струм, 3 с	кА	50	50	50	50
Номінальний піковий струм 50/60 Гц	кА	125/130	125/130	125/130	125/130
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	50	50	50	50
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	125/130	125/130	125/130	125/130
Номінальний струм збірних шин	А	4000	4000	4000	4000
Номінальний струм фідерів	А	4000	4000	4000	4000

Розподільча установка середньої напруги NXAIR М 24 кВ до 25 кА призначені для підприємств електропостачання, об'єктів інфраструктури та промислових підприємств.

Таблиця 13.3 – Технічні характеристики NXAIR M 24 кВ, до 25 кА

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	24
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	50 (65)
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	125
Номінальний короткочасний струм, 3 с	кА	25
Номінальний піковий струм 50/60 Гц	кА	63/65
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	25
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	63/65
Номінальний струм збірних шин	А	2500
Номінальний струм фідерів	А	2500

Розподільча установка середньої напруги NXAIR S 40,5 кВ, до 31,5 кА призначені для підприємств електропостачання, об'єктів інфраструктури та промислових підприємств.

Таблиця 13.4 – Технічні характеристики NXAIR M 24 кВ, до 25 кА

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	40,5
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	95
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	190
Номінальний короткочасний струм, 3 с	кА	31,5
Номінальний піковий струм 50/60 Гц	кА	80

Продовження таблиці 13.4

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	31,5
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	80
Номінальний струм збірних шин	А	3150
Номінальний струм фідерів	А	2500

13.1.2 КРУ типу SIMOSEC (компанії Siemens AG)

SIMOSEC (рис. 13.3) до 24 кВ; 25 кА; струм збірних шин 1250 А, струм фідерів 1250 А:

- металевий корпус;
- одинарна система збірних шин;
- технологія повітряної ізоляції в поєднанні з функціями комутації в газовій ізоляції;

Переваги:

- безпека експлуатації та надійність;
- безпека персоналу;
- компактна конструкція;
- економічність, екологічність



Рисунок 13.3 – Комплектний розподільчий пристрій
SIMOSEC до 24 кВ (компанії Siemens)

Таблиця 13.5 – Технічні характеристики SIMOSEC до 24 кВ; 25 кА

Параметр	Од. вимір у	Значення				
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5	24(25)
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна змінна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20	28 (42)	36	38	50
Номінальна випробувальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95	120
Номінальний короточасний струм, 3 с	кА	21	21	21	21	21
Номінальний короточасний струм, 2 с	кА	25	25	25	25	25
Номінальний робочий струм	кА	63,65	63,65	63,65	63,65	63,65
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	63,65	63,65	63,65	63,65	63,65
Номінальний оптимальний струм збірних шин	А	630	630	630	630	630
Номінальний струм фідерів	А	1250	1250	1250	1250	1250

13.1.3 Розподільчі пристрої серії UniSec, SafeRing (компанія ABB Ltd)

Розподільчі пристрої середньої напруги з повітряної ізоляцією. Для вторинного розподілу електроенергії використовуються КРУ ABB серії UniSec,

оснащені вимикачами, вимикачами навантаження і запобіжниками. Знімні і вкатні вакуумні та елегазові вимикачі.

Широкий асортимент захисних реле сучасного технічного рівня, вбудованих у знімні вимикачі або окремо розташовані, що виконують функції захисту, контролю та вимірювання.

Кожна комірка повністю виконана з оцинкованого металевих листа і складається з різних відсіків. Кріпиться до підлоги і закриває обладнання пластиною з отворами для проходження кабелів середньої напруги.



Рисунок 13.4 – Розподільчі установки середньої напруги серії UniSec (ABB)

Усі шафи з дверима мають механічне взаємоблокування, що дозволяє відкривати двері лише в умовах безпеки. Металевий жолоб, відокремлює ланцюги низької напруги від ланцюгів середньої напруги.

Кожна комірка складається з декількох силових відсіків: відсік кабелів 8, відсік шин 4, відсік апаратів 9.

Відсіки відокремлені один від одного металевими перегородками, вимикачем навантаження, багатофункціональним апаратом або металевими шторками (або ізолюваними якщо на 24 кВ) 10 за наявності вкатних вимикачів.

Шафи можуть бути обладнані відсіком допоміжних ланцюгів 7, в якому розміщуються всі прилади і кабельна проводка.

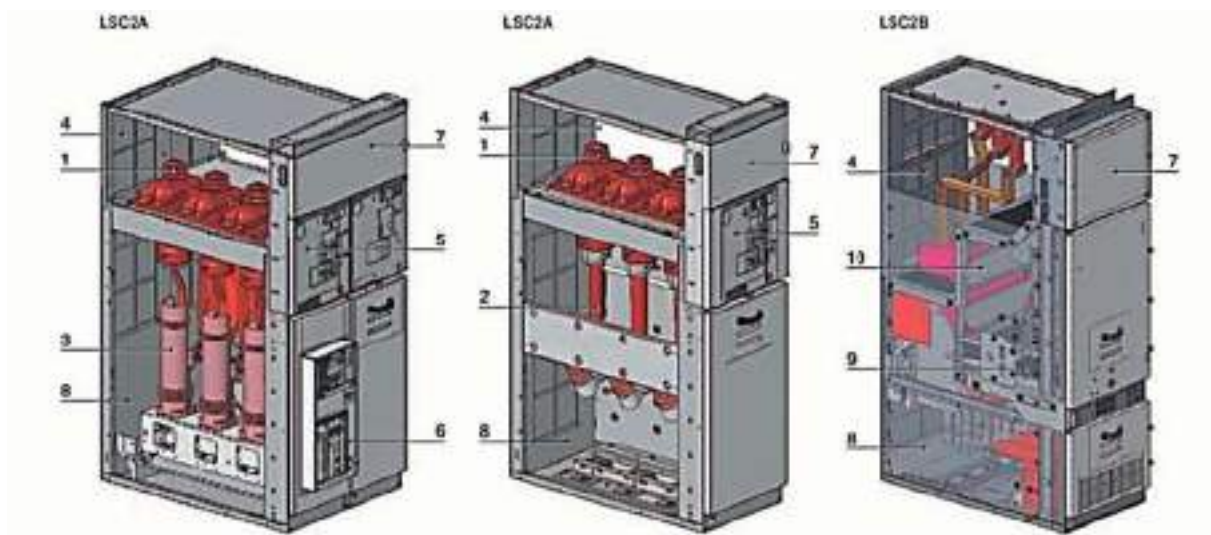


Рисунок 13.5 – Варіанти типовиконань розподільчих пристроїв UniSec

Як правило, захищене від внутрішньої дуги КРУ обладнано каналом для відводу газів, що утворюються під час горіння дуги.

Всі шафи мають доступ спереду, і операції обслуговування можуть виконуватися при установці КРУ до стіни.

Комірки середньої напруги SafeRing (ф. ABB Ltd).

Компактні розподільчі пристрої (КРП) з елегазовою ізоляцією 10–20 кВ SafeRing (рис. 13.6) – установки для мереж 10, 20 кВ.

Має різні конфігурації, які використовуються в більшості варіантів трансформаторних підстанцій 10, 20 кВ. КРУ SafeRing та SafePlus мають однаковий зовнішній вигляд. SafeRing оснащується герметичним контейнером з нержавіючої сталі, в якому розміщуються робочі механізми та комутаційні апарати. Контейнер заповнений елегазом, який знаходиться під невеликим надлишковим тиском і забезпечує високий рівень надійності, безпеки персоналу та мінімальні вимоги до обслуговування. Для захисту трансформатора, можливе використання комбінації вимикача навантаження з запобіжником або силового вимикача з пристроєм релейного захисту.

Шафи середньої напруги SafePlus призначені для використання на об'єктах міських компактних трансформаторних підстанцій; невеликих промислових виробництв; на вітрових електростанціях.



Рисунок 13.6 – Компактний розподільчий пристрій ABB SafeRing

SafePlus дозволяє використовувати широкий спектр мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Також, SafePlus може поставлятися з інтегрованим обладнанням телемеханіки.

Таблиця 13.6 – Технічні параметри комірки середньої напруги SafePlus

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальна напруга	<i>кВ</i>	12	15	17,5	24
Випробувальна напруга промислової частоти	<i>кВ</i>	28	38	38	50
Випробувальна імпульсна напруга	<i>кВ</i>	95	95	95	125
Номінальний струм	<i>А</i>	630			
Вимикаюча здібність: – струм навантаження – струм заряду ненавантаженого кабелю – струм замикання на землю – струм заряду кабелю з замкненням на землю	<i>А</i>	630 135 200 115	630 135 150 87		
Вмикаюча здібність	<i>кА</i>	62,5	52,5	50	

Продовження таблиці 13.6

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальний струм термічної стійкості, 1 с	кА	25	–	–	–
Номінальний струм термічної стійкості, 3 с	кА	21			
Кількість операцій	–	1000 ВВ (вручну)			

13.1.4 Розподільчі пристрої RM 6, SM6 (ф. Schneider Electric)

Комірки середньої напруги Schneider Electric RM6 (рис. 13.7) – компактна розподільча установка, призначена для установки в розімкнених/замкнених кільцевих і радіальних схемах живлення середньої напруги. Виконує функції приєднання, живлення та захисту трансформаторів потужністю до 4000 кВА за допомогою силового вимикача та пристрою релейного захисту. Комутаційні апарати і збірні шини розташовані у герметичному корпусі, заповненому елегазом на весь термін служби. RM6 дозволяє організувати розподільчу підстанцію на 2, 3 або 4 приєднання: із захистом лінії вимикачем 630 А; з комутацією лінії вимикачем 630 А; з вбудованим живленням для пристроїв телекерування.



Рисунок 13.7 – Комірки середньої напруги RM6 (Schneider Electric)

Корпус RM6 заповнений елегазом з надлишковим тиском 0,2 бар. Строк служби не менше 30 років. Обслуговування RM6 протягом зазначеного терміну не потрібно. Вимикач навантаження з гасінням електричної дуги на основі принципу автодугтя в елегазі. Вимикачі на 200 і 630 А – гасіння електричної дуги здійснюється методом обертання дуги і автокомпресії в елегазі, що дозволяє вимикати струми короткого замикання. Приєднання, живлення, захист ліній і трансформаторів здійснюється за допомогою вимикачів. Вимикачі оснащені незалежними реле захисту. Пристрій релейного захисту не потребує додаткового джерела живлення і живиться від первинних перетворювачів струму.

Комутаційний апарат поєднує у собі одночасно функції двох пристроїв, вимикача навантаження (вимикача) і заземлюючого роз'єднувача, і має три положення: ввімкнено, вимкнено, заземлено. Рухомий контакт переміщається в вертикальній площині. Така конструкція повністю виключає можливість накладання заземлення при ввімкненому вимикачі навантаження (вимикачі).

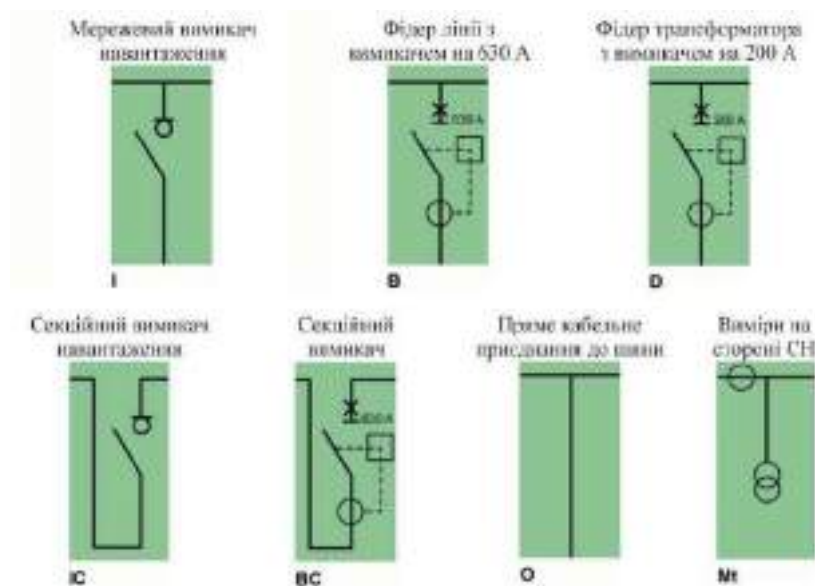


Рисунок 13.8 – Схеми приєднань у комірках RM6 (Schneider Electric)

Конструкція RM6 практично виключає коротке замикання всередині розподільчої установки. Разом з тим, для забезпечення повної безпеки персоналу, RM6 має стійкість до внутрішньої дуги.

РУ на базі RM6 має функції СН, які дозволяють здійснювати:

- а) приєднання, живлення та захист трансформаторів у радіальних або розімкнутих кільцевих мережах за допомогою вимикачів з номінальним струмом 200 А з незалежним ланцюгом захисту;
- б) захист ліній за допомогою вимикачів 630 А;
- в) побудову понижуючих підстанцій на стороні СН.

Комірки середньої напруги SM6 (Schneider Electric) SM6 (рис. 13.9) – серія модульних комірок у металевих корпусах, для внутрішнього встановлення зі стаціонарними або викатними елегазовими або вакуумними комутаційними апаратами, а саме: вимикачами навантаження; вимикачами серії SF1, SFset або Evolis; контакторами Rollarc 400 або 400D; роз'єднувачами.

Приєднання кабелів здійснюється спереду. Всі органи управління розташовані на передній панелі, що спрощує експлуатацію. Комірки можуть бути укомплектовані додатковими пристроями (РЗА, трансформаторами струму нульової послідовності, вимірювальними трансформаторами, обмежувачами перенапруги тощо). Розподільчий пристрій SM6 добре адаптований для дистанційного керування.



Рисунок 13.9 – Комірки середньої напруги SM6 (Schneider Electric)

13.1.5 Комірки розподільчі середньої напруги Xiria (Eaton Corporation plc)

Нове покоління комірок Xiria (рис. 13.10) характеризується високим рівнем експлуатаційної безпеки та придатністю для використання в мережах з напругою до 24 кВ. КРУ Xiria можуть складатися з двох, трьох або чотирьох секцій. Основна частина первинних ланцюгів і механізмів приводів поміщені в повністю герметичний корпус, який захищає їх від впливу навколишнього середовища. У кожній з трьох або чотирьох секцій можна довільно вибрати функціональний блок з двох варіантів: вакуумний вимикач навантаження КРУ для кабельних ліній; вакуумний автоматичний вимикач для захисту трансформаторів і кабельних з'єднань. Механізм вимикачів був розроблений з мінімальною кількістю деталей, а також спеціально адаптований для комутації після тривалого періоду бездіяльності. Повністю адаптовані до роботи в автоматизованих мережах. Основне ізолююче середовище – чисте зневоднене повітря, дугогасне середовище – вакуум.



Рисунок 13.10 – Комірки середньої напруги Xiria (Eaton Holec)

Таблиця 13.7 – Технічні характеристики Xiria E від «Eaton Holec»

Параметри	Од. виміру	Значення				
Номінальна напруга	<i>кВ</i>	3,6	7,2	12	17,5	24
Імпульсна напруга	<i>кВ</i>	40	69	75	95	125
Перенапруга промислової частоти	<i>кВ</i>	10	20	28	38	50
Номінальна частота	<i>Гц</i>	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Стійкість до електричної дуги	<i>кА·с</i>	20·1	20·1	20·1	16·1	16·1
Збірні шини						
Номінальний струм	<i>А</i>	630	630	630	630	630
Струм термічної стійкості при КЗ	<i>кА·с</i>	20·3	20·3	20·3	16·3	16·3
Струм вмикання на КЗ	<i>кА</i>	50	50	50	40	40
Автоматичний вимикач						
Номінальний струм	<i>А</i>	200/500	200/500	200/500	200/500	200/500
Вимикаюча здібність	<i>кА</i>	20	20	20	16	16
Струм вмикання на КЗ	<i>кА</i>	50	50	50	40	40
Струм термічної стійкості при КЗ	<i>кА·с</i>	20·3	20·3	20·3	16·3	16·3
Вимикач навантаження						
Номінальний струм	<i>А</i>	630	630	630	630	630
Струм вмикання на КЗ	<i>кА</i>	50	50	50	40	40
Струм термічної стійкості при КЗ	<i>кА·с</i>	20·3	20·3	20·3	16·3	16·3

Розподільчі пристрої середньої напруги з комбінованою ізоляцією серії XIRIA E (рис. 13.11) для застосування в «інтелектуальних мережах». Система характеризується високим рівнем експлуатаційної безпеки і підходить для використання у мережах напругою до 24 кВ.

Розподільчий пристрій Xiria E виконано з вакуумним вимикачем компанії Eaton, що не потребує обслуговування, кількість комутацій якого становить 30000 циклів. У комірці Xiria E всі первинні ланцюги і механізми знаходяться в повністю герметичному корпусі, який захищає всю систему від впливу навколишнього середовища. Є досить компактним з шириною секції 500 мм і підключенням кабелю з фронту комірки.

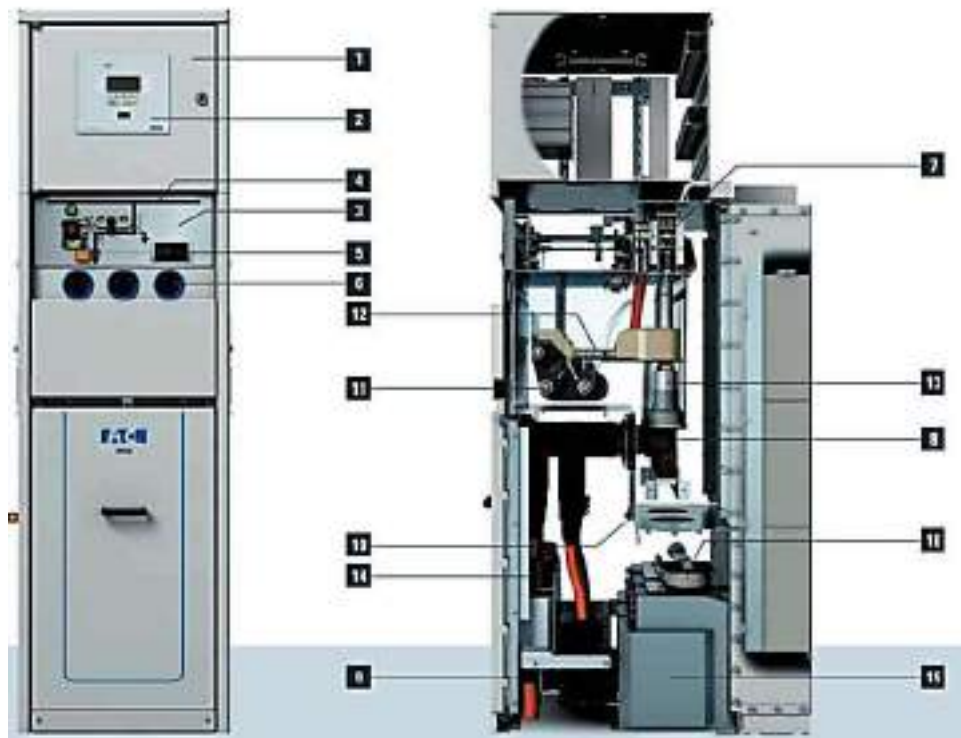


Рисунок 13.11 – Базова комплектація секції Xigra E з вакуумним вимикачем:
 1 – відсік низьковольтного обладнання; 2 – захисне реле; 3 – панель керування з приводом автоматичного вмикання з двохпозиційного перемикача;
 4 – мнемосхема; 5 – система індикації напруги; 6 – вікно; 7 – механізм;
 8 – кабельні конуси; 9 – кабельні зажими; 10 – заземлююча шина; 11 – головні шини; 12 – двохпозиційний перемикач/заземлювач; 13 – вакуумна камера;
 14 – трансформатори струму; 15 – трансформатори напруги; 16 – котушка та резистор для захисту ТН від ферорезонансу

13.2 Розміщення розподільчих установок на території електростанцій і підстанцій

13.2.1 Розміщення розподільчих установок на території електростанцій

Загальне компонування споруд на теплових електростанціях показано на рис. 13.12.

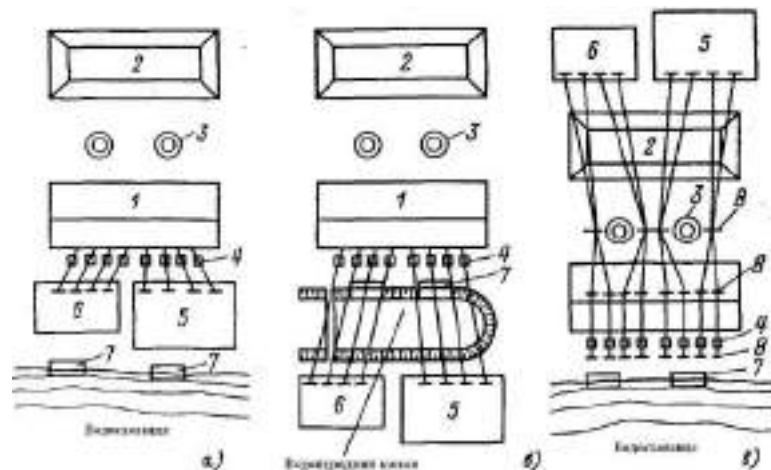


Рисунок 13.12 – Варіанти розташування основних елементів конденсаційної електростанції:

1 – головний корпус; 2 – склад палива; 3 – димові труби; 4 – трансформатори блоків; 5, 6 – розподільні установки; 7 – насосні станції; 8 – проміжні опори ліній

Необхідно зазначити, що на ТЕЦ головна РУ 6(10) кВ як правило перебуває перед фасадом головного корпусу з боку турбінного відділення, за ним – ВРУ.

На блокових теплових електростанціях ВРУ розміщуються за водопідвідним каналом перед фасадом головного корпусу або з боку котельного відділення. В останньому випадку необхідне перекидання ліній від підвищувальних трансформаторів через головний корпус. Якщо на електростанції використовуються дві підвищених напруги, то автотрансформатор зв'язку як правило встановлюється біля РУ вищої напруги. План розміщення ВРУ для ТЕС 4800 МВт подано на рис. 13.13.

До ЗРУ 35 кВ кабелем приєднаний резервний трансформатор власних потреб. На територіях ВРУ 220 і 500 кВ передбачають приміщення для панелей релейного захисту й акумуляторних батарей. Шунтові реактори 500 кВ, якщо вони передбачені встановлюють уздовж залізничної колії.

13.2.2 Розміщення розподільчих установок на територіях районних і вузлових підстанцій

Всі споруди на площадці підстанції повинні розміщатися так, щоб під час будівництва й монтажу, а також під час ремонтів устаткування можна було використовувати різні пересувні й стаціонарні вантажопідйомні пристрої, був можливий проїзд уздовж ряду вимикачів 110 кВ і біля трансформаторів. Крім того, була можлива доставка устаткування до ВРУ 35 кВ через знімну ланку огорожі. Силові трансформатори перебувають у центрі підстанції, що забезпечує мінімальну довжину зв'язків 110, 35 і 6 – 10 кВ. Можливі варіанти розміщення ВРУ 35 кВ праворуч або ліворуч від трансформаторів. ВРУ 110 кВ на розглянутій підстанції виконано з укрупнених блоків заводського виготовлення, ВРУ 35 кВ – із блоків, що застосовуються у КТП-35, РУ 6 – 10 кВ – із шаф КРУН серії К-47.

Контрольні й силові кабелі власних потреб прокладають у наземних лотках. У загальностанційному пункті управління (ЗПУ) розташовані панелі керування власних потреб і релейного захисту, пристрій зв'язку, майстерня для приїжджих ремонтних бригад, службова кімната тощо.

Для ревізії трансформаторів напругою до 220 кВ передбачається площадка біля трансформаторів з можливістю використання автокранів. На підстанціях з потужними трансформаторами (автотрансформаторами) напругою 220 кВ і вище ревізія виконується за допомогою загального порталу, до якого прикріплена ошиновка трансформатора, а посилена траверса порталу розрахована на підйом кожуха або магнітопроводу з обмотками.

Установка трансформатора ТРДН-40000/110 показана на рис. 13.15.

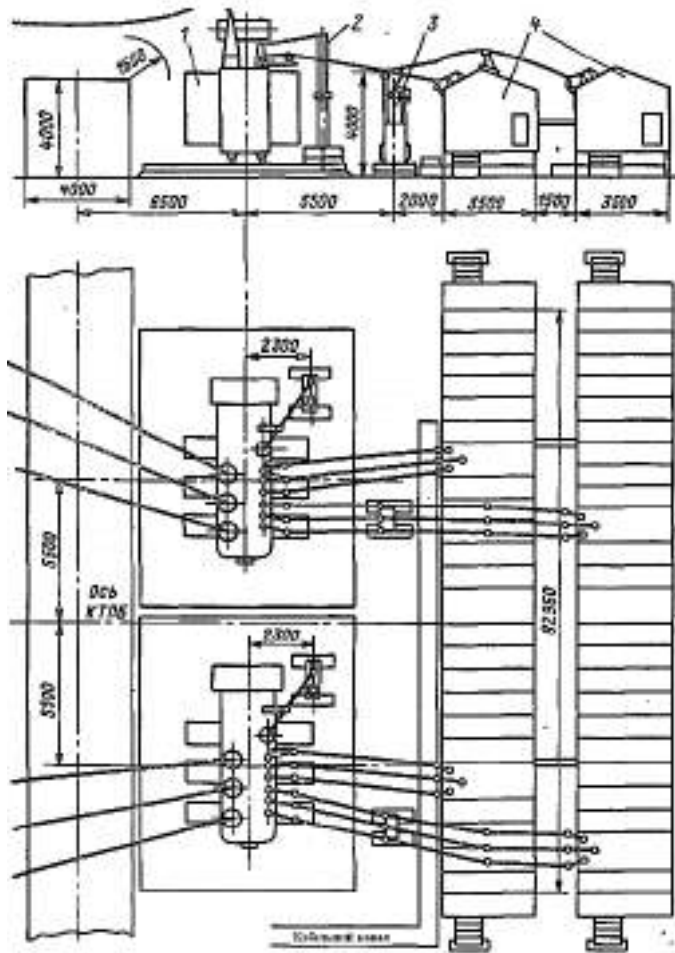


Рисунок 13.15 – Установка трансформатора ТРДН-40000/110:

- 1 – силовий трансформатор; 2 – обмежувач перенапруг;
3 – трансформатор власних потреб; 4 – комплектна РУ

13.2.3 Заземлення нейтралей

Нейтралями електроустановок називають загальні точки обмотки генераторів або трансформаторів, з'єднані в зірку.

Вид зв'язків нейтралей машин і трансформаторів із землею значно визначає рівень ізоляції електроустановок і вибір комутаційної апаратури, значення перенапруг і способи їхнього обмеження, струми при однофазних замиканнях на землю, умови роботи релейного захисту й безпеки в електричних мережах, електромагнітний вплив на лінії зв'язку тощо.

Залежно від режиму нейтралі електричні мережі розділяють на чотири групи:

- 1) мережі з незаземленими (ізольованими) нейтралями;

- 2) мережі з резонансно-заземленими (компенсованими) нейтралями;
- 3) мережі з ефективно-заземленими нейтралями;
- 4) мережі із глухозаземленими нейтралями.

В Україні до першої й другої груп відносяться мережі напругою 3–35 кВ, нейтралі трансформаторів або генераторів яких ізольовані від землі або заземлені через заземлювальні реактори.

Мережі з ефективно-заземленими нейтралями застосовують на напругах вище 1 кВ. У них коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4. *Коефіцієнтом замикання на землю* називають відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою й землею в точці замикання на землю ушкодженої фази до різниці потенціалів між фазою й землею у цій точці до замикання. Відповідно до рекомендацій Міжнародного електротехнічного комітету (МЕК) до ефективно-заземлених мереж відносяться мережі високої й надвисокої напруги, нейтралі яким з'єднані із землею безпосередньо або через невеликий активний опір. В Україні до цієї групи відносяться мережі напругою 110 кВ і вище.

До четвертої групи відносяться мережі напругою 220, 380 і 660 В.

Режим роботи нейтралі визначає струм замикання на землю. Мережі, у яких струм однофазного замикання на землю менший 500 А, називають *мережами з малими струмами замикання на землю* (в основному це мережі з незаземленими й резонансно-заземленими нейтралями). Струми більше 500 А відповідають *мережам з великими струмами замикання на землю* (це мережі з ефективно-заземленими нейтралями).

а) *Трифазні мережі з незаземленими (ізольованими) нейтралями*

У мережах з незаземленими нейтралями струми при однофазному замиканні на землю протікають через розподілені ємності фаз, які для спрощення аналізу процесу умовно заміняють ємностями, зосередженими в середині ліній (рис. 13.16). Міжфазні ємності при цьому не розглядаються, тому що при однофазних ушкодженнях їхній вплив на струми у землі не позначається.

У нормальному режимі роботи напруги фаз мережі відносно землі (U_A , U_B , U_C) симетричні й дорівнюють фазній напрузі, а ємнісні (зарядні) струми фаз щодо землі I_{COA} , I_{COB} і I_{COC} також симетричні й рівні між собою (рис. 13.16 а). Ємнісний струм фази

$$I_{CO} = U_{\phi} \omega C ,$$

де C – ємність фази щодо землі.

Геометрична сума ємнісних струмів трьох фаз дорівнює нулю. Ємнісний струм нормального режиму в одній фазі у сучасних мережах із незаземленою нейтраллю, як правило, не перевищує декількох амперів і практично не впливає на завантаження генераторів.

У випадку металевого замикання на землю в одній точці напруги неушкоджених фаз щодо землі зростають у $\sqrt{3}$ рази і починають дорівнювати міжфазній напрузі. Наприклад, при замиканні на землю фази A (рис. 13.16 б) поверхня землі у точці ушкодження набуває потенціалу цієї фази, а напруги фаз B і C щодо землі відповідно починають дорівнювати міжфазним напругам $U_B = U_{BA}$ й $U_C = U_{CA}$. Ємнісні струми неушкоджених фаз B і C також збільшуються відповідно до збільшення напруги у $\sqrt{3}$ разів.

Струм на землю фази A , зумовлений її власною ємністю, буде дорівнювати нулю, тому що ця ємність виявляється закороченою. Для струму у місці ушкодження можна записати:

$$I_C = -(I_{CB} + I_{CC}) ,$$

тобто геометрична сума векторів ємнісних струмів неушкоджених фаз визначає вектор струму через місце ушкодження. Струм I_C виявляється у 3 рази більшим, ніж ємнісний струм фази в нормальному режимі:

$$I_C = 3I_{C0} = 3U_{\phi} \omega C .$$

Струм I_C залежить від напруги мережі, частоти і ємності фаз щодо землі, що залежить в основному від конструкції ліній мережі і їх довжини.

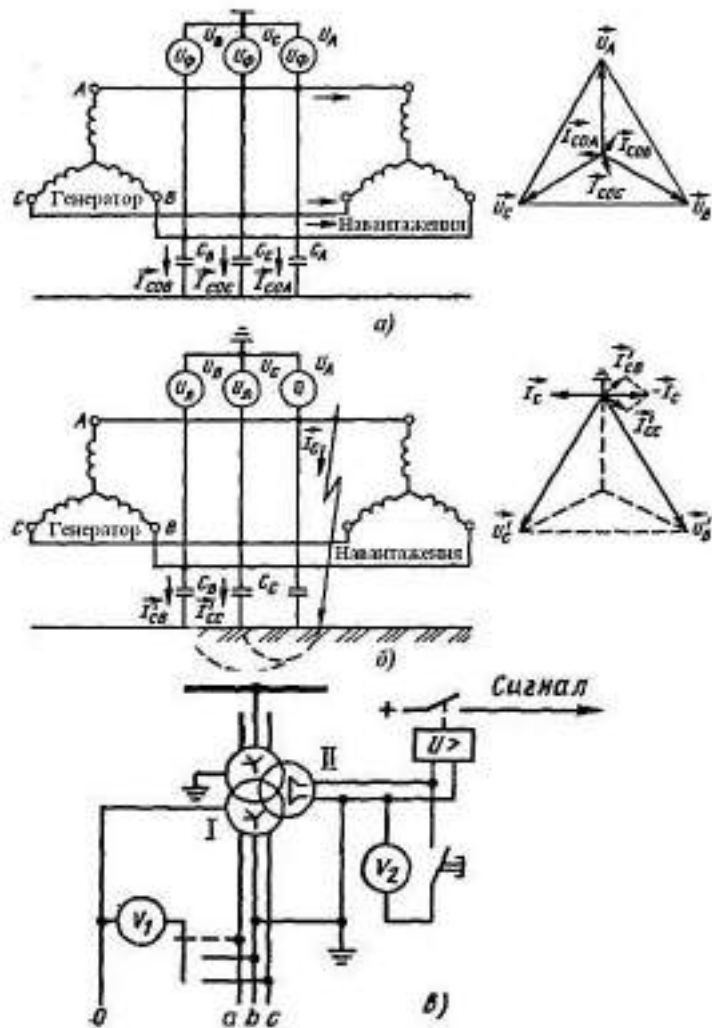


Рисунок 13.16 – Трифазна мережа з незаземленою нейтраллю:
 а – нормальний режим; б – режим замикання фази А на землю;
 в – пристрій для виявлення замикань на землю

Приблизно струм I_C , А, можна визначити за такими формулами:

– для повітряних мереж

$$I_C = Ul / 350 ;$$

– для кабельних мереж

$$I_C = Ul / 10 ,$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина електрично зв'язаної мережі даної напруги, км.

У випадку замикання на землю через перехідний опір напруга ушкодженої фази щодо землі буде більшою нуля, але меншою фазної, а неушкоджених фаз – більшою фазної, але меншою лінійної. Меншим буде й струм замикання на землю.

При однофазних замиканнях на землю у мережах з незаземленою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, включені на міжфазні напруги, продовжують працювати нормально.

Внаслідок того що при замиканні на землю напруга непошкоджених фаз щодо землі збільшується у $\sqrt{3}$ рази порівняно з нормальним значенням, ізоляція у мережах з незаземленою нейтраллю повинна бути розрахована на міжфазну напругу. Це обмежує область використання цього режиму роботи нейтралі мережами з напругою 35 кВ і нижче, де вартість ізоляції електроустановок не є визначальною й деяке її збільшення компенсується підвищеною надійністю живлення споживачів, якщо врахувати, що однофазні замикання на землю становлять у середньому до 65 % всіх порушень ізоляції.

У той самий час необхідно зазначити, що при роботі мережі із замкнутою на землю фазою стає більш ймовірним ушкодження ізоляції іншої фази й виникнення міжфазного короткого замикання через землю.

Друга точка замикання може перебувати на іншій ділянці електрично зв'язаної мережі. Таким чином, коротке замикання торкнеться декількох ділянок мережі, викликаючи їхнє відключення. Наприклад, у випадку, показаному на рис. 13.17, можуть відключитися відразу дві лінії.

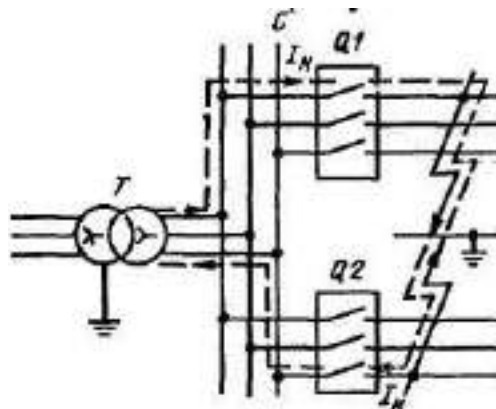


Рисунок 13.17 – Коротке замикання мережі

У зв'язку з викладеним, у мережах із незаземленими нейтральми обов'язково передбачають спеціальні сигнальні пристрої, які сповіщають персонал про виникнення однофазних замикань на землю.

Пристрої контролю підключаються до мережі через вимірювальний трансформатор напруги типу НТМИ або через групу однофазних трансформаторів типу ЗНОМ.

Вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів з'єднуються за схемами: перша (I) – зірка, друга (II) – розімкнутий трикутник. Обмотка I дозволяє вимірювати напруги всіх фаз, обмотка II призначена для контролю геометричної суми напруг всіх фаз.

Нормальним вважається, якщо на затискачах обмотки II напруга дорівнює нулю, оскільки дорівнює нулю геометрична сума фазних напруг всіх трьох фаз у мережі з незаземленою нейтраллю. При металевому замиканні однієї фази у мережі первинної напруги на землю на затискачах обмотки II з'являється напруга, що дорівнює геометричній сумі напруг двох неушкоджених фаз. Число витків обмотки II підбирається так, щоб напруга на її виводах при металевому замиканні фази первинної мережі на землю дорівнювала 100 В. При замиканні на землю через перехідний опір напруга на обмотці II залежно від опору у місці замикання буде 0–100 В.

Реле напруги, що підключається до обмотки II, буде при відповідному налаштуванні реагувати на ушкодження ізоляції первинної мережі й вмикати спеціальні сигнальні пристрої (дзвінок, табло).

Припустима тривалість роботи із заземленою фазою визначається Правилами технічної експлуатації (ПТЕ) і у більшості випадків не повинна перевищувати 2 години.

Більш небезпечне однофазне замикання на землю через дугу, тому що дуга може пошкодити устаткування й викликати дво- або трифазне КЗ (останнє часто спостерігається на одній з жил кабелю).

Особливо небезпечні дуги всередині машин і апаратів, що виникають під час однофазних замиканнях на заземлені корпуси або серцевини.

За певних умов у місці замикання на землю може виникати так звана перемежована дуга, тобто дуга, що періодично гасне й запалюється знову. Перемежована дуга супроводжується виникненням перенапруг на фазах щодо землі, які можуть досягати $3,5U_{\phi}$. Ці перенапруги поширюються на всю електрично пов'язану мережу, у результаті чого можливі пробої ізоляції й виникнення КЗ у частинах установки з ослабленою ізоляцією.

Найбільш імовірне виникнення перемежованих дуг при ємнісному струмі замикання на землю, що є більшим 5–10 А, причому небезпека дугових перенапруг для ізоляції зростає зі збільшенням напруги мережі. Припустимі значення струму нормуються (§1.2.16 ПУЕ) і не повинні перевищувати таких значень, поданих у табл. 13.8.

Таблиця 13.8 – Припустимі нормовані значення струму замикання на землю

Напруга мережі, кВ	3–6	10	15–20	35
Ємнісний струм I_C замикання на землю, А	30	20	15	10

У мережах 3–20 кВ, які мають лінії на залізобетонних і металевих опорах, допускається I_C не більше 10 А. У блокових схемах генератор-трансформатор на генераторній напрузі ємнісний струм не повинен перевищувати 5 А.

Робота мережі з незаземленою (ізолюваною) нейтраллю застосовується й при напрузі до 1 кВ. При цьому основні властивості мереж із незаземленою нейтраллю зберігаються й при цій напрузі. Крім того, ці мережі забезпечують високий рівень електробезпеки і їх варто застосовувати для пересувних установок, торф'яних розробок і шахт. Для захисту від небезпеки, що виникає під час пробоя ізоляції між обмотками вищої й нижчої напруг, у нейтралі або фазі кожного трансформатора встановлюється пробивний запобіжник.

б) Трифазні мережі з резонансно–заземленими (компенсованими) нейтралями

У мережах 3–35 кВ в Україні для зменшення струму замикання на землю з метою виконання зазначених вище норм застосовується заземлення нейтралей через дугогасні реактори.

У нормальному режимі роботи струм через реактор практично дорівнює нулю. При повному замиканні на землю однієї фази дугогасний реактор виявляється під фазною напругою й через місце замикання на землю протікає поряд з ємнісним струмом I_C також індуктивний струм реактора I_L , (рис. 13.18). Оскільки індуктивний і ємнісний струми відрізняються за фазою на кут 180° , то у місці замикання на землю вони компенсують один одного. Якщо $I_C = I_L$ (резонанс), то через місце замикання на землю струм протікати не буде. Завдяки цьому дуга в місці ушкодження не виникає й усуваються пов'язані з нею небезпечні наслідки.

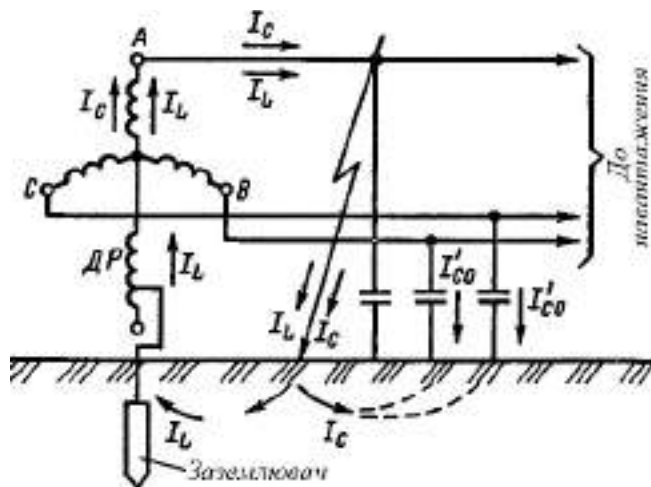


Рисунок 13.18 – Коротке замикання на землю

13.2.4 Трифазна мережа з резонансно-заземленою нейтраллю

У сучасних енергосистемах мережі 110 кВ і вище експлуатуються з ефективним заземленням нейтралей обмоток силових трансформаторів. Кожний вид заземлення має свої переваги й недоліки.

У мережах з ізольованою нейтраллю однофазне замикання на землю не приводить до короткого замикання. У місці замикання проходить незначний струм, обумовлений ємністю двох фаз на землю. Значні ємнісні струми як правило компенсуються повністю або частково вмиканням у нейтраль трансформатора дугогасного реактора. Залишковий у результаті компенсації малий струм не здатний підтримувати горіння дуги у місці замикання, тому ушкоджена ділянка, як правило, не відключається автоматично. Металеве однофазне замикання на землю супроводжується підвищенням напруги на неушкоджених фазах до лінійної, а при замиканні через дугу можлива поява перенапруг, що поширюються на всю електрично пов'язану мережу, у якій можуть перебувати ділянки з ослабленою ізоляцією. Щоб уберегти трансформатори, що працюють у мережах з ізольованою нейтраллю або з компенсацією ємнісних струмів, від впливу підвищених напруг, ізоляцію їх нейтралей виконують на той же клас напруги, що й ізоляцію лінійних введів. При такому рівні ізоляції не вимагається застосування ніяких засобів захисту нейтралей, крім вентильних розрядників або обмежувачів перенапруги, що вмикаються паралельно дугогасному реактору.

У мережах з ефективним заземленням нейтралі (рис. 13.19) однофазне замикання на землю приводить до короткого замикання. Струм короткого замикання (КЗ) проходить від місця ушкодження по землі до заземлених нейтралей трансформаторів Т1 і Т2, розподіляючись пропорційно опорам гілок.

Ушкоджена ділянка виводиться з роботи під дією захистів від замикань на землю.

Через трансформатори (Т3 і Т4), нейтралі яких не мають глухого заземлення, струм однофазного КЗ не проходить.

З врахуванням того, що однофазне КЗ є досить частим (до 80 % випадків КЗ в енергосистемах припадає на однофазні КЗ) і важким видом ушкоджень, вживають заходів зі зменшення струмів КЗ. Одним з таких заходів є часткове розземлення нейтралей трансформаторів.

Нейтралі автотрансформаторів не розземляються, тому що вони розраховані для роботи з обов'язковим заземленням кінців загальної обмотки.

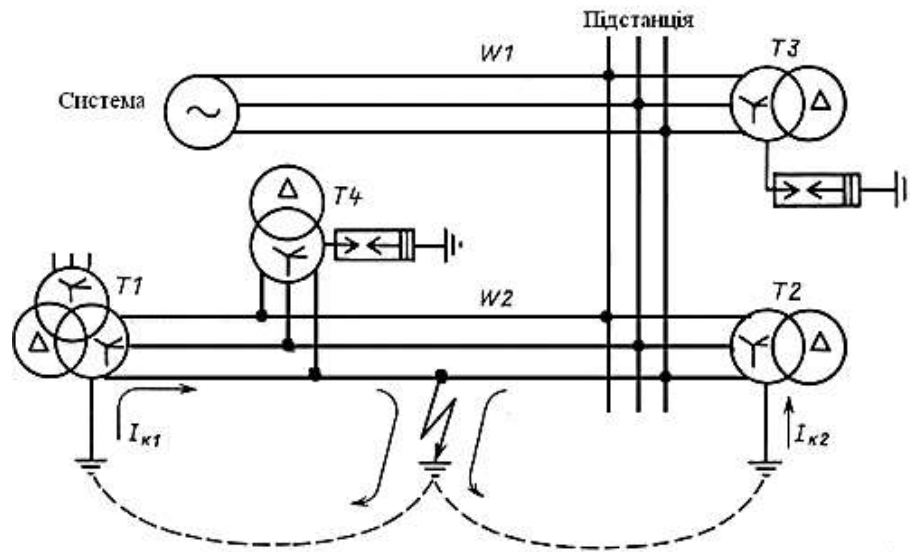


Рисунок 13.19 – Однофазне коротке замикання в мережі із ефективним заземленням нейтралі

Кількість заземлених нейтралей на кожній ділянці мережі встановлюється розрахунками за мінімальними значеннями. При виборі точок заземлення нейтралей в енергосистемі керуються як вимогами релейного захисту у частині підтримки на певному рівні струмів замикання на землю, так і забезпеченням захисту ізоляції розземлених нейтралей від перенапруг. Остання обставина викликана тому що всі трансформатори 110–220 кВ вітчизняних заводів мають знижений рівень ізоляції нейтралей. Так, у трансформаторів 110 кВ із регулюванням напруги під навантаженням рівень ізоляції нейтралей відповідає стандартному класу напруги 35 кВ, що обумовлено вмиканням з боку нейтралі перемикаючих пристроїв із класом ізоляції 35 кВ. Трансформатори 220 кВ мають також знижений на клас рівень ізоляції нейтралей. У всіх випадках це дає значний економічний ефект, і тим більший, чим вищий клас напруги трансформатора.

Вибір зазначеного рівня ізоляції нейтралей трансформаторів, призначених для роботи у мережах з ефективно заземленою нейтраллю, технічно

обґрунтовується значенням напруги, що може з'явитися на нейтралі при однофазному КЗ. А вона може досягти майже $1/3$ лінійної напруги (наприклад, для мереж 110 кВ близько 42 кВ – діюче значення). Очевидно, що ізоляція класу 35 кВ розземленої нейтралі необхідно захистити від підвищених напруг. Крім того, при неповнофазних відключеннях (або включеннях) ненавантажених трансформаторів з ізольованою нейтраллю перехідний процес супроводжується короткочасними перенапругами.

Досить надійним захистом нейтралей від короткочасних перенапруг є застосування вентильних розрядників або обмежників перенапруг (ОПН). Нейтралі трансформаторів 110 кВ захищаються розрядниками $2\text{хРВС-}20$ з найбільшою припустимою діючою напругою гасіння 50 кВ , або ОПН-50. Однак практика показує, що на нейтралі трансформаторів можуть діяти не лише короткочасні перенапруги. Нейтралі можуть виявитися під впливом фазної напруги промислової частоти (для мереж 110 кВ – $65\text{--}67\text{ кВ}$), що небезпечно як для ізоляції трансформатора, так і для розрядника в його нейтралі. Така напруга може з'явитися й довгостроково (десятки хвилин) залишатися непоміченою під час неповнофазних режимів комутації вимикачами, роз'єднувачами й віддільниками ненавантажених трансформаторів, а також при деяких аварійних режимах.

14 КЕРУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ

План

Джерела живлення допоміжних кіл

Джерела живлення допоміжних кіл

Для живлення приладів та апаратів керування і сигналізації, захисту та автоматики, телемеханіки та зв'язку, регулювання та блокування, аварійного освітлення застосовують оперативний струм. Як оперативний струм використовують постійний, випрямлений та змінний струм напругою 24, 48, 100, 110, 220 В. Постійний струм застосовується і як оперативний на електричних станціях та підстанціях 220 кВ та вище.

На інших електростанціях використовується випрямлений та змінний оперативний струм.

Джерела оперативного змінного та випрямленого струму

Впровадження у пристроях змінного та випрямленого оперативного струму дає можливість відмовитися від акумуляторних батарей, зменшити розгалуженість оперативних кіл. Змінний оперативний струм застосовується на підстанціях з підвищеною напругою 35–220 кВ без вимикачів високої напруги.

На підстанціях з оперативним постійним струмом змінний оперативний струм застосовується на панелях щитів власних потреб, компресорних, насосних.

Змінний оперативний струм застосовується на ТЕС та АЕС у системі власних потреб 0,4 кВ, крім:

- 1) кіл керування автоматичних вимикачів на вводах робочого та резервного живлення;
- 2) схем керування роз'єднувачами;
- 3) місцевих щитів керування.

Випрямлений оперативний струм застосовується на підстанціях 110 кВ з одним – двома вимикачами високої напруги та на підстанціях 35 кВ з вимикачами високої напруги.

На ТЕС та АЕС випрямлений струм застосовується для:

- 1) керування автоматичними вимикачами вводу 0,4 кВ РП власних потреб віддалених від головного корпусу;
- 2) для блокування роз'єднувачів;
- 3) технологічної сигналізації на блочних, групових та резервних ЩК.

Джерелами оперативного змінного струму є трансформатори струму, трансформатори напруги, трансформатори власних потреб.

Трансформатори струму та трансформатори напруги використовуються як індивідуальні джерела оперативного струму для даного приєднання. Вони не пов'язані з колами керування інших приєднань. Це забезпечує:

- 1) високу надійність;
- 2) зменшує протяжність вторинних кіл.

Трансформатори напруги використовуються для живлення:

- 1) зарядних пристроїв;
- 2) блоків живлення;
- 3) для релейного захисту від однофазного замикання на землю.

Трансформатори напруги не можуть бути джерелом оперативного змінного струму для захисту від КЗ, оскільки під час КЗ різко знижується напруга.

Для трансформатора струму під час проходження струму КЗ його вторинний струм забезпечує надійне відключення вимикача. Тому для захисту від КЗ найбільш надійним джерелом оперативного струму є саме трансформатори струму.

Трансформатори власних потреб, як джерело оперативного змінного струму, використовують силову мережу вторинної напруги власних потреб (фазна напруга 220 В).

Для забезпечення надійності в схемах живлення оперативним змінним струмом виконується резервування від різних джерел.

Пристрої випрямленого оперативного струму

Випрямлений оперативний струм дає можливість застосовувати більш надійні схеми та апаратуру постійного струму і приводи з більш простою кінематикою.

Для одержання випрямленого струму (напруги) застосовують:

1) зарядні пристрої, енергія яких живить різні апарати навіть при зникненні напруги на об'єкті;

2) блоки живлення, які включені на трансформатори струму, трансформатори напруги та трансформатори власних потреб для живлення вторинних кіл.

У пристроях, які обладнані вимикачами з електромагнітними приводами, потрібні джерела оперативного струму значної потужності. Тому в цих пристроях доводиться мати достатньо потужні джерела постійного або випрямленого струму. Можуть бути використані акумуляторні батареї, а в пристроях зі змінним оперативним струмом – перетворюючі пристрої з випрямлювачами.

Для вимикачів з пружинним приводом для керування використовуються зарядні пристрої.

Принцип їх дії полягає в тому, що при нормальному режимі роботи через випрямляючий пристрій заражаються конденсатори (до 40 В), а у момент вимкнення чи увімкнення відповідний конденсатор розряджається на керуючий електромагніт. Ємність конденсатора і напруга на його пластинах підбирається так, щоб енергія, яка запасається у конденсаторі $CU^2/2$ перевищувала енергію спрацювання керуючого електромагніту. Тривалість першого імпульсу розряду повинна перевищувати тривалість спрацювання електромагніту.

Зарядні конденсатори використовуються для живлення котушок вимкнення вимикачів, відокремлювачів та інших апаратів, що потребують невеликої потужності (200 Вт). Їх застосовують у схемах автоматичного повторного включення (АПВ) для захисту мінімальної напруги. Переваги таких джерел живлення є невеликі розміри, малий термін заряду, незначна потужність споживання та дешевизна.

Порівняно із акумуляторами джерела змінного та випрямленого струму не є автономними, тому що їх робота можлива лише за наявності напруги у мережі. Тому до схем живлення застосовують особі вимоги, що направлені на підвищення надійності їх роботи.

Основна задача експлуатації конденсаторних джерел полягає у тому, щоб вони постійно знаходилися у зарядженому стані і були готові забезпечити роботу котушок відключень, реле та інших приладів. Для цього необхідно підтримувати у належному стані ізоляцію конденсаторів, кіл живлення та інших елементів.

Особливо небезпечна для конденсаторних джерел втрата живлення зі сторони змінного струму, тому що відбувається швидке розрядження: за 1,5 хв заряд конденсаторів настільки знижується, що вони вже не в змозі забезпечити живлення оперативних кіл вимкнення вимикачів. У той самий час заряд на конденсаторах може залишатися декілька годин. Тому при будь-яких роботах у колах заряджених конденсаторів для безпеки необхідно не лише відділити конденсатори від зарядного пристрою, але і розрядити їх, шунтуючи опором 500–1000 Ом. Комбіноване живлення оперативних кіл від блоків живлення, зарядних пристроїв та випрямлячів забезпечує високу надійність роботи схем релейного захисту, автоматики, керування, сигналізації та блокування.

Споживачі енергії постійного струму

Споживачі енергії, що отримують живлення від акумуляторної батареї, можна поділити на три групи:

- 1) постійно увімкнуте навантаження;
- 2) тимчасове навантаження;
- 3) короткочасне навантаження.

До постійно увімкнутого навантаження відносяться апарати пристроїв керування, блокування, сигналізації та релейного захисту, аварійне освітлення, що увімкнуте постійно.

До тимчасового навантаження відноситься струм навантаження аварійного освітлення і електродвигунів постійного струму. Тривалість цього навантаження визначається тривалістю аварії (0,5–1 год).

До короткочасного навантаження відноситься струм тривалістю не більше 5 с. Таке навантаження створюється струмом увімкнення і вимкнення приводів вимикачів та автоматів, пусковим струмом електродвигунів, струмами навантаження апаратів керування, блокування, сигналізації та релейного захисту.

Як джерела оперативного постійного струму використовуються стаціонарні кислотні акумуляторні батареї (АКБ), переносні кислотні та лужні акумулятори.

АКБ є надійними джерелами оперативного струму, тому що вони забезпечують незалежне живлення оперативних кіл за відсутності напруги змінного струму в аварійних випадках, тобто у найбільш відповідальних моментах роботи об'єкта забезпечується протягом 0,5–1,0 год дії релейного захисту, автоматики, телемеханіки.

Стаціонарні акумуляторні батареї складаються з окремих акумуляторів, з'єднаних послідовно за допомогою з'єднувальних свинцевих пластин.

АКБ характеризується ємністю, ЕРС, зарядним та розрядним струмами.

На електричних станціях та підстанціях переважно застосовуються акумуляторні батареї напругою 220 В, зібрані зі стаціонарних (С) акумуляторів і для короткочасних режимів розряду (СК).

Стаціонарні акумулятори призначені для розрядів тривалістю від 3 до 10 год і більше. Акумулятори СК допускають розряд протягом 1–2 год. Тому в акумуляторах СК застосовуються посилені з'єднувальні полоси між пластинами, які розраховані на велику силу струму.

На ТЕС із поперечними зв'язками у тепловій частині потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея, а при потужності більше 200 МВт – дві акумуляторні батареї однакової потужності.

Вони разом повинні забезпечити:

- живлення маслонасосів змащування турбін;
- водного ущільнення всіх агрегатів електростанцій;
- перетворювального агрегату зв'язку;
- аварійного освітлення.

На блочних ТЕС на кожному блоковому щиті керування встановлюється одна батарея для енергоблоків 300 *МВт*. Для більш потужних – одна батарея на кожний енергоблок.

На ГЕС потужністю 1000 *МВт* встановлюється одна, а при потужності більше 1000 *МВт* – дві акумуляторних батареї у головному корпусі.

На АЕС для кожного реакторного блоку встановлюються окремі акумуляторні батареї.

Для пристроїв керування, автоматики, релейного захисту поза головного корпусу встановлюється одна акумуляторна батарея для ВРУ 110, 220 *кВ*, дві для ВРП 330 *кВ* і вище.

На трансформаторних підстанціях 110–330 *кВ* з постійним оперативним струмом встановлюється одна акумуляторна батарея 220 *В*, на підстанції 500–750 *кВ* – дві акумуляторні батареї 220 *В* без елементного комутатора.

15 ПЕРЕНАПРУГИ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ТА ЗАХИСТ ВІД НИХ

План

Блискавкозахист підстанцій

Блискавкозахист підстанцій

Відповідно до ПУЕ (розділ «Захист від грозових перенапруг») визначено перелік об'єктів підстанцій та заходів по їхньому захисту від прямих ударів блискавки (табл. 15.1).

Необхідний ступінь захисту підстанції від прямих ударів блискавки забезпечується правильним вибором місця та належних умов установки стержневих блискавковідводів, що також регламентовано ПУЕ. Перелік основних пунктів правил зведено до табл. 15.2.

Таблиця 15.1 – Захист підстанцій від прямих ударів блискавки

Об'єкти, які захищаються	Захисні заходи
ВРП, у тому числі гнучкі мости та шинні зв'язки	Стержневі блискавковідводи.
Будівлі машинного залу та ЗРП при кількості грозових годин на рік більше 20	1. Заземлення металевих та залізобетонних конструкцій покрівлі чи металевої покрівлі. 2. Стержневі блискавковідводи чи блискавкоприймальні сітки на дахах будівель при неможливості виконання п. 1.
Димові труби: - металеві; - цегляні, бетонні та залізобетонні	Заземлення Стальний блискавковідвід та заземляючий спуск, що приєднується до заземлювача.

Продовження таблиці 15.1

Об'єкти, які захищаються	Захисні заходи
Споруди трансформаторної вежі, олієгосподарства, нафтогосподарства, електролізної та ацетилено-генераторної станції	- Окремо стоячий стержневий чи тросовий блискавковідвід. - Імпульсний опір кожного заземлювача не більше 10 Ом при $\rho < 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і не більше 40 Ом при $\rho \geq 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. - Заземлення металевих корпусів.
Вугледробарки, вагоноперекидачі, резервуари з горючими рідинами чи газами, місця зберігання балонів з воднем	- Блискавковідвід, установлений окремо чи на самій будівлі при товщині даху менше 4 мм. - Заземлення корпусу установки при: - товщині металу даху менше 4 мм і більше; - об'ємі ємності менше 200 м^3 незалежно від товщини металу даху.

Примітки: Допускається не захищати від прямих ударів блискавки:

- ВРП 20-35 кВ з трансформаторами одиначної потужності 1000 кВА і менш незалежно від кількості грозових годин на рік;*
- ВРП 20-35 кВ у районі з кількістю грозових годин менше 20 на рік;*
- підстанції з напругою 220 кВ і нижче на ділянках з питомим опором ґрунту $2000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і більше при кількості грозових годин не більше 20 на рік;*
- будівлі ЗРП в районах з кількістю грозових годин на рік не менше 20.*

Таблиця 15.2 – Місце та умови установки стержневих блискавковідводів

Місце встановлення блискавковідводу	Умови встановлення блискавковідводу
Конструкції ВРП	У ВРП 35–150 кВ
Трансформаторні портали, портали шунтуючих реакторів та конструкції ВРП, віддалені від трансформаторів чи реакторів по магістралях заземлення менше 15м	1. Питомий опір ґрунту в межах контуру заземлення підстанції в грозовий сезон не більше 350 Ом·м. 2. Безпосередньо на виводах обмоток 3–35 кВ трансформаторів чи на відстані не більше 5м від них по ошиновці, включаючи відгалуження до розрядників, повинні бути установлені вентильні розрядники. 3. Від порталу з блискавковідводом повинно забезпечуватися розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в трьох чотирьох напрямках. 4. На відстані 3–5 м від порталу з блискавковідводом на кожній магістралі заземлення повинно встановлюватися по 2–3 вертикальних електроди довжиною 3–5 м. 5. На підстанціях з вищою напругою 20 і 35 кВ, якщо блискавковідвод установлено на трансформаторному порталі, опір заземляючого контура ВРП не повинен перевищувати 4 Ом (без урахування виносного заземлення).

Продовження таблиці 15.2

Місце встановлення блискавковідводу	Умови встановлення блискавковідводу
Конструкції ВРП	У ВРП 35–150 кВ
	6. Заземлюючі провідники вентиляльних розрядників та трансформаторів рекомендується приєднувати до заземлюючого пристрою підстанції поблизу один від одного чи виконувати так щоб місце приєднання вентиляльного розрядника до заземлюючого пристрою знаходилося між точками приєднання заземлюючих провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора.
Окремо розташовані блискавковідводи з відокремленими заземлювачами	1. Якщо не можуть бути виконані умови установки блискавковідводу на конструкціях ВРП. 2. Відстань S_z, м, між відокремленим заземлювачем блискавковідводу та контуром ВРП повинно дорівнювати $S_z \geq 0,2R_i$, але не менше 3 м, де R_i – імпульсний опір заземлення, Ом, окремо розташованого блискавковідводу при імпульсному струмі 60 кА. 3. Відстань у повітрі S_n, м, від окремо розташованого блискавковідводу з відокремленим заземлювачем до струмопровідних частин заземлених конструкцій та обладнання ВРП повинно дорівнювати $S_n \geq 0,12R_i + 0,1H$, але не менше 5 м, де H – висота даної точки блискавковідводу над рівнем землі, м. 4. Опір заземлювача не більше 80 Ом.

Примітки:

1. Не допускається установка блискавковідводу на конструкціях ВРП, що знаходиться на відстані менше 15 м від таких об'єктів:

а) трансформаторів, до яких гнучкими зв'язками чи відкритими шинопроводами приєднані машини, що обертаються;

б) відкритих струмопроводів та опір гнучких зв'язків, якщо до них приєднані машини, що обертаються.

2. Портالي трансформаторів, пов'язані з машинами, що обертаються, гнучкими зв'язками чи відкритими струмопроводами, а також трансформаторні портали підстанцій, питомий опір ґрунту на ділянках яких перевищує 350 Ом·м, повинні входити до зони захисту окремо розташованих чи установлених на інших порталах блискавковідводів.

3. При установці стержневих блискавковідводів на конструкціях ВРП треба використати також захисну дію високих об'єктів: опір ПЛ, ліхтарних щогл, радіощогл тощо.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

2 Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Текст] : навчальний посібник / уклад.: А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, О. В. Співак, А. І. Котиш, Т. В. Величко / Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. – 272 с.

3 Методичні вказівки до практичних занять і розрахункової роботи з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій. Частина 1» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітнього ступеня «бакалавр» денної та заочної форм навчання [Текст] / уклад. Г.О. Шеїна. – Покровськ : ДонНТУ, 2020. – 36 с.

4 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) [Текст] / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 44 с.

5 Правила улаштування електроустановок [Текст]; Міненерговугілля України. – Київ : Індустрія, 2022. – 800 с.

6 Електричні станції і підстанції [Текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. М. М. Євсюк. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

7. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)

[Текст] / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

8. Електрична частина станцій і підстанцій [Текст] : навч. посібник / А. О. Омельчук. – Київ : ЦП «КОМПРИНТ», 2017. – 479 с.

Козін Віктор Миколайович
Савойський Олександр Юрійович
Рясна Ольга Василівна

Електрична частина станцій і підстанцій

**Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи
для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку: січень, 2025 р. Формат А4: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 60 примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 4,88
