

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

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



# **ЕЛЕКТРИЧНІ ЧАСТИНИ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ**

## **Конспект лекцій**

**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, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

**Савойський О. Ю.**, к. т. н., доцент, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

**Рясна О. В.**, старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

**К 19 Електрична частина станцій і підстанцій :**

Конспект лекцій 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 – 279 с.

У конспекті лекцій зібраний основний теоретичний матеріал з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» відповідно до силябусу навчальної дисципліни.

Конспект лекцій призначений для вивчення, систематизації, розширення та закріплення теоретичних знань зі елементів електричних частин станцій і підстанцій та застосування їх під час вирішення конкретних наукових, технічних, економічних та виробничих завдань.

**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., 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   |
| Лекція 1 Загальні відомості про електроенергетичну систему.....   | 7   |
| Лекція 2 Трансформаторні підстанції систем електропостачання..... | 25  |
| Лекція 3 Трансформатори і автотрансформатори.....                 | 40  |
| Лекція 4 Генератори електричних станцій.....                      | 65  |
| Лекція 5 Високовольтні вимикачі.....                              | 87  |
| Лекція 6 Роз'єднувачі, короткозамикачі, відокремлювачі.....       | 109 |
| Лекція 7 Вимірювальні трансформатори струму.....                  | 125 |
| Лекція 8 Вимірювальні трансформатори напруги.....                 | 145 |
| Лекція 9 Ізолятори.....                                           | 164 |
| Лекція 10 Розрядники, обмежувачі перенапруги нелінійні.....       | 176 |
| Лекція 11 Запобіжники.....                                        | 192 |
| Лекція 12 Струмопровідні частини розподільчих установок.....      | 202 |
| Лекція 13 Комплектні розподільчі установки.....                   | 222 |
| Лекція 14 Керування трансформаторними підстанціями.....           | 238 |
| Лекція 15 Перенапруги в електроустановках та захист від них.....  | 254 |
| Список літератури.....                                            | 277 |

## ВСТУП

Електроенергетика є основою для економічного розвитку, технічного прогресу та забезпечення життєдіяльності будь-якого цивілізованого суспільства. Без електроприводів, електронагрівачів та інших електротехнологічних процесів вже не можна уявити нашу буденність. Наявність значної кількості товарів і послуг, що полегшують життя та підвищують комфорт людини також забезпечена наявністю розвиненої електроенергетичної системи як нашої країни, так і глобальної взаємопов'язаної енергосистеми світу. Це складний світ енергетичних об'єктів, поєднаний фізичними зв'язками, що ми звикли називати електричною мережею. Найголовнішими з тих об'єктів є електричні станції – складні установки, що виробляють електричну енергію, яку треба з мінімальними втратами перенести від джерела до споживача: звичайного будинку, де мешкають люди, великої фабрики, заводу чи іншого великого промислового споживача. Часто між джерелом та споживачем сотні, а то й тисячі кілометрів, що створює додаткові умови до можливих енергетичних втрат, яких за будь-яку ціну треба уникнути. Саме тому електроенергетична система є такою складною та розгалуженою: від генератора, підвищувального трансформатора, розподільчого пристрою через лінії електропередачі до понижувального трансформатора, інших трансформаторних підстанцій до споживачів. Крім того, не треба забувати про велику кількість комутаційних приладів (вимикачі, відокремлювачі, що також відомі як відділювачі, короткозамикачі тощо), про пристрої захисту від різних перенапруг та перевантажень (запобіжники, розрядники, обмежувачі перенапруги тощо), про елементи, що безпосередньо забезпечують перенесення та розподіл електричної енергії (проводи, шини тощо), елементи захисту від ушкодження електричним струмом (ізолятори), засоби вимірювань параметрів електричного струму, базові блокові системи розподілу, що серійно виготовляються на заводах, та багато іншого є предметом дисципліни «Електричні частини станцій і підстанцій» і докладно розглянуті у цьому конспекті лекції, щоб допомогти становленню сучасного інженера-електроенергетика.

## 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

## **ЛЕКЦІЯ 1**

### **ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕМУ**

#### **План**

Вступ. роль і місце дисципліни у підготовці фахівців

1.1 Основні визначення

1.2 Втрати потужності і електроенергії

1.3 Векторна діаграма лінії електропередачі. Втрата напруги

1.4 Показники якості електричної енергії

1.5 Баланс потужності та його забезпечення

#### **Вступ. Роль і місце дисципліни у підготовці фахівців**

В Україні видобувається 5 % світового обсягу мінеральних ресурсів, але тільки 12 % з них використовується (у країнах Заходу на виробництво надходить до 60 %).

Україна має потужний виробничий потенціал з розвинутою виробничою інфраструктурою. Основними галузями промислового виробництва є: чорна металургія, машинобудування, металообробка, харчова, паливна, електроенергетична, хімічна, лісових матеріалів, деревообробна, будівельних матеріалів і легка промисловість.

Підприємства країни мають досить потужний паливо-енергетичний комплекс, у якому зосереджено близько 40 % капіталовкладень. Енергетичний потенціал території нашої держави становлять як органічні копалини, природні паливно-енергетичні ресурси – уран і гідроенергія, так і альтернативні й відновлювані джерела (у першу чергу, енергія вітру, сонця, біомаси). Однак у зв'язку з останніми подіями, пов'язаними із військовою агресією росії, поширюється відмова від використання природного газу і вугілля у бік переважного поступового поширення використання альтернативних і відновлюваних джерел.

До паливно-енергетичних ресурсів належать:

- природне паливо (вугілля (кам'яне й буре), сланці, торф, дрова, нафта, газоконденсат, газ природний);
- природні енергетичні ресурси (гідроенергія, геотермальна, атомна й сонячна енергія, енергія вітру, морських припливів, енергія біомаси);
- продукти переробки палива (кокс, брикети вугільні і торф'яні, мазут, дизельне й газотурбінне паливо, бензин, гас, газ зріджений, газ штучний горючий);
- горючі побічні енергоресурси (побічні гази плавильних печей; горючі відходи хімічного виробництва; грубий газ фосфорного виробництва тощо);
- електроенергія;
- теплова енергія.

У даний час основним енергоносієм в Україні є вугілля – буре і кам'яне. Запаси кам'яного вугілля становлять 94,5 %, а бурого – 5,5 %. За загальними оцінками в надрах України зосереджено до 300 *млрд. т* вугілля. Цих запасів вистачить приблизно на 400 років. Вугілля можна вважати основним енергетичним ресурсом. Його щорічний видобуток до початку бойових дій у 2022 році становив 100 *млн. т*, що становило приблизно 23 % загальної потреби країни у первинних паливно-енергетичних ресурсах. Родовища кам'яного вугілля на 98 % зосереджені на території Донбасу. Вугілля Донбасу характеризується високою зольністю (до 25 %) і вмістом сірки (до 2,5%). Буре вугілля добувається на території Придністровської височини, Прикарпатті й Закарпатті. Основна частина бурого вугілля добувається в Черкаській, Кіровоградській і Житомирській областях.

Потреби України в енергетичному вугіллі становлять приблизно 170–172 *млн. т*, у т. ч. для енергетики 118–120 *млн. т*. Недостатню кількість вугілля Україна імпортує з сусідніх країн, наприклад, Польщі.

Україна є однією з найстаріших нафтовидобувних країн. У 1908–1910 р.р у Західній Україні добувалося 1,5–2 *млн. т* нафти, що було третім показником у світі (після США й росії). На сьогодні більшість діючих родовищ України вже вичерпані до проєктного рівня.



Перші промислові родовища газу експлуатувалися з 1921 року у районі Дашави, але на сьогодні вони практично вичерпані. У Дніпровсько-Донецькому регіоні газ почали добувати у 50-х роках ХХ століття. Найбільше родовище – Шебелинське – також практично вичерпане. Відкриті родовища газу в Криму, під Азовським морем, але на сьогодні шельфові родовища розвідані мало, а військова агресія унеможливорює їх подальшу розробку.

Істотне значення для підвищення рівня самоенергозабезпечення України мають поклади уранової руди. Країна займає провідне місце в Європі з її видобутку. Розвіданих запасів уранової руди з урахуванням кількості блоків на Українських АЕС вистачить на 150 років. Український уран після очищення містить 0,7 %  $U^{235}$ , у той час, як для роботи реакторів вітчизняних АЕС необхідно 4 %. Однак на жаль в Україні відсутній повний цикл виробництва ядерного палива.

Потенційними ресурсами є нетрадиційні поновлювані джерела енергії.

У структурі промислового виробництва України електроенергетика й паливна промисловість, на відміну від країн Заходу, займають невиправдано велику частину.

Потужність електричних станцій України становить більше 55000 *МВт*, у тому числі теплові електростанції Міністерства енергетики відповідно 32400 й 4700 *МВт* (58,6 % й 8,5 %); атомні електростанції Міненерго – 13800 *МВт* (25 %); блок-станцій інших відомств – 4300 *МВт* (7,7 %). В експлуатації перебуває більше 1 млн. км ліній електропередачі всіх класів напруг.

Електроенергетика України застаріла фізично й морально. Більше 40 % електростанцій вичерпали свій ресурс. Розвиток енергетики останнім часом йде, в основному, за рахунок введення потужностей на атомних електростанціях. Устаткування більшості теплових електростанцій не відповідає сучасним технічним й екологічним вимогам. Зношенню сприяє використання низькоякісного палива, робота базових теплових електричних станцій у змінних режимах роботи (через відсутність маневрових потужностей).

Значні складності створює нерівномірний розподіл енергетичних об'єктів по території країни. Останнім часом поповнення генеруючих потужностей йшло, в основному, за рахунок західного регіону (Хмельницька та Рівненська АЕС), а передати вироблену електроенергію на схід немає можливості внаслідок відсутності потужних ліній електропередачі.

Значні труднощі викликає військова діяльність росії, що руйнує діючу енергетичну систему, що спричиняє виникнення перебоїв електропостачання, запровадження графіків почергових та аварійних відключень.

Однак без надійного електропостачання не можливий подальший розвиток будь-якої країни, тому уряд постійно створює умови до оновлення енергосистеми, запровадження сучасних високоенергоефективних установок і технологій. Уся ця діяльність не можлива без залучення профільних спеціалістів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Дана дисципліна спрямована на формування знань і умінь таких фахівців для подальшої ефективної діяльності у царині електроенергетики, є дуже актуальною та важливою.

## **1.1 Основні визначення**

*Електроенергетичною системою (ЕЕС)* називають сукупність електричних станцій, підстанцій, електричних і теплових мереж, пов'язаних спільністю процесу вироблення, перетворення, розподілу і споживання електричної і теплової енергії.

Процеси, що протікають у ЕЕС, можуть бути подані у вигляді схеми на рис. 1.1.

Електричну частину ЕЕС називають *електричною системою*. До неї входять генератори, трансформаторні підстанції (п/ст), перетворювальні установки, лінії електропередачі (ЛЕП), струмоприймачі. Сукупність приймачів електроенергії (е.е.) складає *навантаження електричної системи*. Центральне місце в ЕЕС займають електричні станції. Це промислові підприємства для виробництва електричної і теплової енергії шляхом перетворення інших видів енергії. На електростанції первинне джерело енергії (вугілля, газ, нафта, урановий

концентрат, гідроенергія, геліоенергія, вітер тощо) потрапляє до перетворювача енергії, на виході з якого одержують електроенергію, або електричну і теплову енергію.

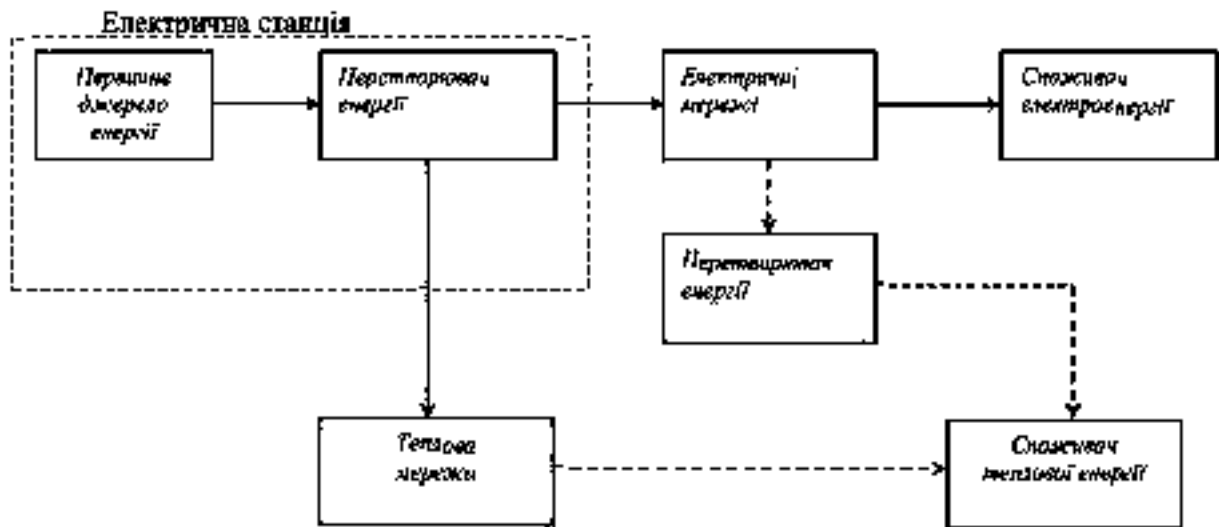


Рисунок 1.1 – Схема процесу виробництва, розподілу та споживання теплової і електричної енергії

Для досягнення високої надійності електропостачання споживачів і високих техніко-економічних показників (ТЕП) електричні станції об'єднують в ЕЕС, а ЕЕС – в об'єднання енергосистем (ОЕС). У недалекому минулому декілька паралельно працюючих ОЕС складали єдину енергосистему (ЄЕС) країни. У наш час колишня ОЕС України утворює національну енергосистему. При об'єднанні електростанцій на паралельну роботу забезпечуються такі переваги:

- а) за рахунок резервування джерел підвищується надійність електропостачання споживачів;
- б) зменшується необхідний резерв потужності у системі;
- в) створюються умови для вирівнювання графіка навантаження ЕЕС і зниження його максимуму, що поліпшує умови завантаження агрегатів станцій і підвищує ТЕП ЕЕС;
- г) на витягнутій уздовж паралелей Землі території завдяки «широтному» ефекту можна більш повно використовувати генеруючі потужності ЕЕС;

д) завдяки використанню більш потужних і економічних агрегатів поліпшуються ТЕП галузі;

е) створюються умови для оптимального керування розвитком і поточними режимами ЕЕС у цілому.

Дамо основні визначення елементів ЕЕС:

*Електроустановка* – установка, у якій виробляється, перетворюється, розподіляється або споживається електроенергія.

*Відкрита або зовнішня електроустановка* – установка, що знаходиться на відкритому повітрі.

*Закрита або внутрішня електроустановка* – установка, що знаходиться у закритому приміщенні.

*Електрична підстанція* – електроустановка, яка призначена для перетворення електричної енергії однієї напруги (частоти) в електроенергію іншої напруги (частоти).

*Електрична станція* – електроустановка, яка виробляє виключно електричну енергію – конденсаційна теплова електростанція (КЕС або ТЕС), або електричну енергію і тепло – теплоелектроцентрально (ТЕЦ).

*Лінія електропередачі (ЛЕП)* – система проводів або кабелів, що призначена для передачі електроенергії від джерела до споживача.

*Електрична мережа* – сукупність ліній електропередачі і підстанцій.

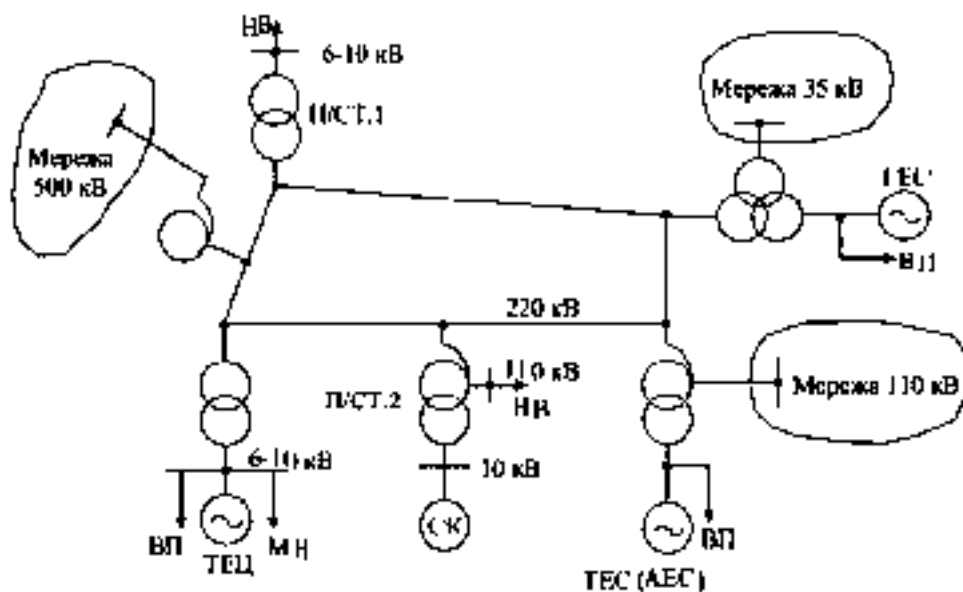


Рисунок 1.2 – Приклад простої електричної системи

На рис. 1.2 подано приклад простої електричної системи. Умовно у вигляді одного агрегату зображені електричні станції і підстанції; на підстанції № 2 подано синхронний компенсатор (СК) і навантаження (Н).

На ТЕЦ від шин генераторної напруги показано живлення місцевого навантаження (МН) та власних потреб (ВП). На інших електричних станціях власні потреби живляться відпайками від блоку. З'єднання частин ЕЕС на паралельну роботу виконано мережею 220 кВ.

Для виробництва і розподілу електроенергії у нашій країні використовують трифазний змінний струм з частотою  $f = 50$  Гц. При цьому у мережах застосовують таку шкалу номінальних міжфазних (лінійних) напруг:

1150; 750; 500; 330; 220; 150; 110; 35; 20; 10; 6; 0,66; 0,38; 0,22; 0,036 кВ.

Для генераторів застосовують такі номінальні напруги:

27; 20; 18; 16,5; 15,75; 13,8; 11,5; 10,5; 6,3; 3,15 кВ.

Визначені області використання різних класів напруг:

а) 1150; 750; 500; 330 кВ – системоутворюючі мережі, які забезпечують зв'язок між ЕЕС і ОЕС – виконуються повітряними ЛЕП;

б) 35; 110–220 кВ – розподільчі мережі рівня ЕЕС, глибокі введення на промислових підприємствах – виконуються повітряними або кабельними ЛЕП;

в) 20 кВ – сільськогосподарські розподільчі мережі;

г) 10 кВ – міські розподільчі мережі;

д) 6 кВ – живлення високовольтних двигунів ВП;

е) 3 кВ – живлення високовольтних двигунів ВП на старих станціях;

є) 0,66 кВ – живлення низьковольтних двигунів ВП з номінальною потужністю  $P_n \geq 75$  кВт;

ж) 0,38 – 0,22 кВ – живлення низьковольтних двигунів ВП з  $P_n < 75$  кВт;

з) 0,22 кВ – освітлення, оперативні кола систем керування, блокувань тощо.

## 1.2 Втрати потужності і електроенергії

Передача електроенергії від електричних станцій до споживачів здійснюється лініями електропередачі з номінальною напругою, яка значно перевищує номінальну напругу генераторів. Цим забезпечується зниження втрат потужності і електроенергії. Втрати активної і реактивної електроенергії, визначаються як

$$B_p = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i t_i); \quad B_Q = \sum_{i=1}^n (\Delta Q_i t_i), \quad i=1 \dots n,$$

де  $\Delta P_i$ ,  $\Delta Q_i$  – втрати активної і реактивної потужності на  $i$ -му інтервалі часу  $t_i$ ;  $n$  – число інтервалів контролю втрат електроенергії.

Отримаємо вирази для втрат  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$ .

З курсу теоретичних основ електротехніки відомо, що повна потужність трифазного кола змінного струму у комплексній формі визначається за формулою

$$S = P + jQ_i = 3U_\phi I_\phi^* = \sqrt{3}U_L I_\phi^*, \quad (1.1)$$

де  $P = S \cos \varphi = 3U_\phi I_\phi \cos \varphi = \sqrt{3}U_L I_\phi \cos \varphi$  – активна потужність;

$Q = S \sin \varphi = 3U_\phi I_\phi \sin \varphi = \sqrt{3}U_L I_\phi \sin \varphi$  – реактивна потужність;

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad \varphi = \arctg(Q / P).$$

Тут  $U_\phi$ ,  $I_\phi$  – фазні напруга та струм;  $U_L = U = \sqrt{3}U_\phi$  – лінійна напруга.

Втрати потужності (повні, активної та реактивної) у лінії з опором  $z = r + jx$  (рис. 1.3), можна подати у вигляді системи

$$\begin{cases} \Delta S = \Delta P + j\Delta Q \\ \Delta P = 3I_\phi^2 r \\ \Delta Q = 3I_\phi^2 x \end{cases} \quad (1.2)$$

З урахуванням виразу (1.1), отримаємо вираз для фазного струму  $I_\phi = S / (\sqrt{3}U_L)$ ; після підстановки його в (1.2) отримаємо

$$\Delta P = 3I_\phi^2 r = 3 \left( \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_L} \right)^2 r = \frac{S^2}{U_L^2} r = \frac{P^2 + Q^2}{U_L^2} r; \quad (1.3)$$

$$\Delta Q = 3I_\phi^2 x = \frac{P^2 + Q^2}{U_L^2} x. \quad (1.4)$$

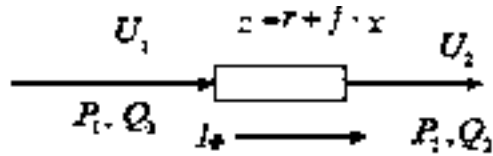


Рисунок 1.3 – Замісна схема ЛЕП

Втрати потужності  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$  визначаються через режимні параметри кінця  $U_2$ ,  $P_2$ ,  $Q_2$  або початку  $U_1$ ,  $P_1$ ,  $Q_1$  електропередачі.

З виразів (1.3), (1.4) для втрат потужності видно, що вони обернено пропорційні квадрату напруги електропередачі та пропорційні довжині лінії  $l$  ( $r = r_0 l$ ,  $x = x_0 l$ ,  $r_0$ ,  $x_0$  – активний і реактивний питомі (погонні) опори лінії відповідно) і залежать не лише від передаваної активної потужності  $P$ , але і від реактивної  $Q$ . Тому часто є вигідним реактивну потужність  $Q$  не передавати від електричних станцій до споживачів, а виробляти на місці, встановлюючи джерела реактивної потужності (ДРП), наприклад, синхронні компенсатори (СК) або конденсаторні батареї (КБ). Як відомо, струм у конденсаторі на  $90^\circ$  випереджає прикладену напругу. Таким чином, КБ своїм випереджаючим (ємнісним) струмом компенсують відстаючий (індуктивний) струм, який у великій кількості споживають асинхронні двигуни та інші споживачі. КБ спроможні лише генерувати (передавати) реактивну потужність.

*Синхронний компенсатор* – це синхронна електрична машина, яка може працювати з виробництвом реактивної потужності  $Q_{СК}$  (при струмі збудження, який перевищує струм збудження холостого ходу  $i_{зб} > i_{збХХ}$ ) і споживанням (при  $i_{зб} < i_{збХХ}$ ). Регулюючи струм  $i_{зб}$ , можна змінювати реактивну потужність  $Q_{СК}$  за величиною і знаком. Таке саме можна сказати відносно синхронних двигунів (СД).

### 1.3 Векторна діаграма лінії електропередачі. Втрата напруги

Напруга на затискачах споживача електроенергії є одним з основних показників роботи електричної системи. З рис. 1.3 видно, що для передачі споживачу на приймальний кінець ЛЕП потужності  $S_2 = P_2 + jQ_2$  на напрузі  $\overline{U_{2\phi}}$

треба на передавальному кінці мати напругу  $\overline{U}_{1\phi}$ . Її фазне значення можна знайти з векторної діаграми (рис. 4), як векторну суму

$$\overline{U}_{1\phi} = \overline{U}_{2\phi} + \bar{I}z = \overline{U}_{2\phi} + \bar{I}r + j\bar{I}x$$

Геометричну різницю  $\overline{U}_{1\phi} - \overline{U}_{2\phi} = \bar{I}z$  називають *спадом напруги*.

Алгебраїчну різницю,  $U_{\phi} = |\overline{U}_{1\phi}| - |\overline{U}_{2\phi}| = AD$  що пропорційна відрізку  $AD$  (рис. 1.4), називають *втратою напруги*.

Величина відрізка  $AD$  з невеликою похибкою може бути визначена за відрізком  $AC$ , тому що за невеликих кутів навантаження  $\delta$   $AD \approx AC$ . З векторної діаграми маємо

$$AC = AB + BC = Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi, \quad (1.5)$$

де  $P = \sqrt{3}U \cdot I \cos \varphi$ ;  $I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cdot \cos \varphi}$ ;  $Q = \sqrt{3}U \cdot I \sin \varphi$ ;  $I = \frac{Q}{\sqrt{3}U \cdot \sin \varphi}$ .

У результаті для втрат лінійної напруги одержимо

$$\Delta U_{\text{л}} = \sqrt{3}\Delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3}P \cdot r}{\sqrt{3}\Delta U \cdot \cos \varphi} \cdot \cos \varphi + \frac{\sqrt{3}Q \cdot x}{\sqrt{3}\Delta U \cdot \sin \varphi} \cdot \sin \varphi = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U}.$$

З отриманого виразу видно, що втрати напруги  $\Delta U$  зменшуються зі збільшенням напруги  $U_2$ , а також зі зменшенням передаваних потужностей  $P_2$ ,  $Q_2$  та опорів ЛЕП  $r$ ,  $x$ . Реально для зменшення  $\Delta U$  можна впливати на  $U_2$ ,  $Q_2$  і частково на  $x$ . На цьому принципі ґрунтуються різні способи регулювання напруги, що застосовуються для забезпечення необхідної напруги на приймальному кінці лінії. Регулювання напруги на шинах споживачів електроенергії забезпечують такими способами:

- а) регулюванням напруги на електростанціях та центрах живлення;
- б) зміною величини передаваної реактивної потужності  $Q_2$ ;
- в) зміною коефіцієнта трансформації  $k_T$  силових трансформаторів або вольтодобавочних трансформаторів (ВДТ);
- г) зміною індуктивного опору ЛЕП  $x$  через послідовне включення ємності, тобто встановлення установки поздовжньої компенсації (УПК), тому що



$j^x = j(x_C - x_L) = j \left[ \omega L - 1/(\omega C) \right]$ . УПК водночас зменшує втрати реактивної потужності й енергії:

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (x_L - x_C).$$

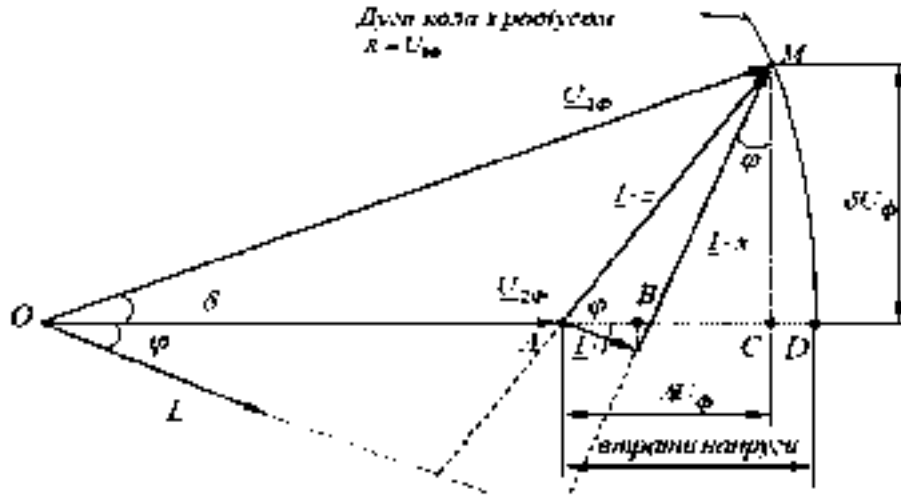


Рисунок 1.4 – Векторна діаграма для визначення втрати напруги в ЛЕП

#### 1.4 Показники якості електричної енергії

Під якістю електроенергії слід розуміти ступінь відповідності певним показникам електричної енергії їх нормованим значенням. Відповідно до нормативних документів, а саме *ГОСТ 13109-97* та *ДСТУ EN 50160:2014*, основними показниками якості електричної енергії в трифазних мережах загального призначення треба вважати такі:

а) *відхилення частоти*  $\Delta f$  – різниця між фактичним значенням основної частоти  $f$  (першої гармоніки) і номінальним значенням  $f_n = 50 \text{ Гц}$ , яка усереднена за 10 хвилин (допускається відхилення  $\Delta f = \pm 0,1 \text{ Гц}$ ):

$$v = f - f_{HOM};$$

б) коливання частоти  $\nu_t$  – різниця між найбільшим  $f_{\max}$  і найменшим  $f_{\min}$  значеннями основної частоти при її зміннях, коли швидкість зміни частоти  $df/dt > 0,2 \text{ Гц/с}$ , тобто при швидких змінах режиму (допускається коливання  $\nu_t$  не більше  $0,2 \text{ Гц}$  понад відхилення частоти):

$$v_t = f_{\max} - f_{\min};$$

в) *відхилення напруги*  $V$  – різниця між фактичним значенням напруги  $U$  і номінальним значенням  $U_N$ , яка фіксується при повільній зміні режиму електроустановки, коли швидкість зміни напруги  $dU/dt > 1\%/с$  (фактичну напругу визначають як напругу прямої послідовності основної частоти)

$$V = U_{\text{факт}} - U_{\text{ном}}.$$

Часто відхилення напруги визначають у відсотках

$$V \% = \frac{U_{\text{факт}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \%$$

Допускають такі відхилення напруги  $V\%$ , в електроустановках:

- на затискачах приладів робочого освітлення –  $(-2,5 - +5)\%$ ;
- на затискачах електродвигунів –  $(-5...+10)\%$ ;
- на затискачах інших приймачів електроенергії –  $\pm 5\%$ .

У післяаварійних режимах допускають додаткове зниження напруги на  $5\%$ .

Коливання напруги (розмах коливань)  $V_t$  – різниця між найбільшим  $U_{\text{max}}$  і найменшим  $U_{\text{min}}$  діючими значеннями напруги при швидкій зміні режиму, коли  $dU/dt > 1\%/с$ , за абсолютною величиною

$$V_t = U_{\text{max}} - U_{\text{min}}$$

або у відсотках

$$V_t \% = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \%.$$

Крім того, коливання напруги оцінюють частотою зміни напруги  $F = m/T$ , де  $m$  – кількість змін напруги зі швидкістю  $dU/dt > 1\%/с$  за період  $T$ , та інтервалом  $\Delta t$  між зміною, яка виникає одна за одною (інтервал повинен бути більшим за  $40\text{ мс}$ ). На затискачах освітлювальних ламп нормується непрямий показник коливання напруги – *доза Флікера*. Для споживачів з ударним навантаженням допускають коливання напруги до  $1,5\%$  при необмеженій частоті. Для інших приймачів  $V_t$  не нормується;

г) *несиметрію трифазної системи напруг* характеризують коефіцієнтом несиметрії, %,

$$U_2 = \frac{1}{3} |U_A^* + a^2 U_B^* + a U_C^*|,$$

де  $U_2$  – напруга зворотної послідовності основної частоти,  $a = e^{j120^\circ}$  – оператор повороту вектору на  $120^\circ$  у позитивному напрямку чергування фаз (проти часової стрілки);  $a^2 = e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ}$ . Якщо  $K_2 \leq 2\%$ , то систему вважають *симетричною*;

д) *зсув (коефіцієнт зсуву) нейтралі, %*

$$U_2 \% = \frac{100}{3U_{ном}} |U_A^* + a^2 U_B^* + a U_C^*|$$

де  $U_0$  – напруга нульової послідовності основної частоти.

Зсув нейтралі і поява напруги нульової послідовності можливі у трифазних мережах з однофазними струмоприймачами. Він допустимий, якщо з урахуванням інших факторів (відхилення, несинусоїдальність і несиметрія напруги) діючі значення напруг на затискачах струмоприймачів не виходять за межі, які встановлені для відхилення напруг;

е) *несинусоїдальність форми кривої напруги (через наявність вищих гармонік  $U_\gamma$  кривої напруги) оцінюють коефіцієнтом несинусоїдальності  $K_{B.Г}$ , який дорівнює відношенню діючого значення усіх вищих гармонік кривої напруги до номінальної напруги основної частоти, %*

$$K_{B.Г} = \left( \sqrt{\sum_{\gamma=3}^{\infty} U_\gamma^2} \right) 100 / U_H$$

де  $U_\gamma$  – діюче значення напруги  $\gamma$ -ої гармоніки.

Тривало припустиме значення  $K_{B.Г}$  на затискачах будь-якого струмоприймача не повинно перевищувати 5 %. Це одна з умов забезпечення електромагнітної сумісності електрообладнання, яке може бути джерелом вищих гармонік (напруги, струму), з електричною мережею. У першу чергу це стосується статичних перетворювачів частоти з керованими інверторами (напруги, струму).

## 1.5 Баланс потужності та його забезпечення

Особливість працюючої ЕЕС полягає в безперервності та одночасності процесу вироблення і споживання електроенергії. На сьогодні ще немає можливості накопичувати електроенергію у значних кількостях, щоб споживати її в міру необхідності. Ця особливість ЕЕС як об'єкта керування дуже ускладнює керуванню нею.

Одночасність процесів виробництва і споживання електроенергії вимагає дотримання балансу між її генерацією і навантаженням у сталому режимі

$$P_G = P_H,$$

де  $P_G$  – потужність генеруючих джерел;

$P_H$  – потужність навантаження з урахуванням втрат потужності в елементах ЕЕС.

Порушення цього балансу призводить до перехідного процесу. Надлишок активної потужності генераторів викликає підвищення частоти в системі, при цьому автоматичні регулятори частоти обертання (АРЧО) турбін знижують впуск пари (води) до турбін і відновлюють номінальну частоту. У випадку недостатності  $P_G$  частота в системі знижується і АРЧО турбін збільшують впуск пари (води) до турбін, що знов відновлює частоту. Якщо можливості збільшення генерації вичерпані, то вимикають частину навантаження. Серйозне порушення балансу внаслідок збурень різного характеру призводить до розладу нормальної роботи системи, тому процесом його дотримання треба керувати (рис. 1.5), де  $P_G(t)$ ,  $P_C(t)$  – збурення в системах генерації  $u_G(t)$  та  $u_C(t)$  – керуючі дії по зміні генераторів та споживання. Для забезпечення балансу розробляють планові й оперативні заходи.

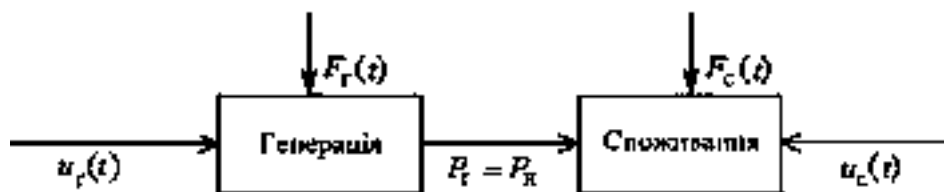


Рисунок 1.5 – Схема управління процесом генерації та споживання електроенергії

## Планування балансу потужності. Графіки навантаження

Першим кроком до забезпечення балансу є завчасне планування режиму роботи електричних станцій. Планування ґрунтується на графіках навантаження, тобто споживання електроенергії у ЕЕС, які повинні покриватися електричними станціями. Графік навантаження ЕЕС складається з графіків навантаження окремих споживачів. Графіки навантаження знімають (реєструють) по кожному підприємству, підстанції, району електричних мереж (РЕМ), підприємству електричних мереж (ПЕМ), ЕЕС і ОЕС у цілому. Ці графіки є графічним зображенням режиму відповідної електроустановки.

Ретельна статистична обробка графіків навантаження, аналіз тенденцій їхньої зміни дозволяють не тільки правильно планувати роботу існуючих джерел активної і реактивної потужностей, але також планувати розвиток ЕЕС, тобто побудову нових електричних станцій і мереж.

Графіки навантажень розрізняють:

- а) за назвою параметру, що контролюється – активної  $P$ , реактивної  $Q$ , повної  $S$  потужностей, струму  $I$ , напруги  $U$ , частоти  $f$  електроустановки;
- б) за часом реєстрації – річні, сезонні, добові;
- в) за місцем реєстрації – підприємств, енергосистем, підстанцій тощо.

Розрізняють також графіки генерації та споживання.

Для планування роботи електростанцій необхідні графіки споживання активної і реактивної потужностей.

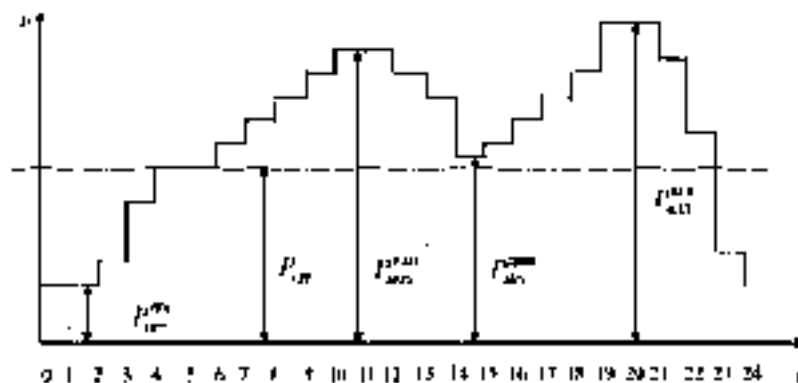


Рисунок 1.6 – Приклад добового графіку навантажень

Оскільки життя і діяльність людей циклічна (доба, сезон, рік), тому графіки, які знімають для конкретного елемента енергосистеми, повторюються, маючи типовий характер. Для підприємств різних галузей існують свої типові графіки, що відображують особливості певного технологічного процесу. Для кожного з них характерна власна визначена нерівномірність протягом доби, тобто своє зображення (наявна суттєва залежність від кількості змін на підприємстві). Добові зимові графіки відрізняються від літніх, графіки вихідних та святкових днів відрізняються від робочих.

Кожний графік характеризується своїми показниками. Основні з них розглянемо на прикладі добового графіку навантаження ЕЕС, рис. 1.6.

Найбільшу потужність за добовим графіком навантаження тривалістю не менше ніж 0,5 години називають *добовим максимумом навантаження*  $P_{\max}$ . Максимум може бути ранковим  $P_{\max}^{PAH}$  і вечірнім  $P_{\max}^{BEЧ}$ .

Площа, що обмежена добовим графіком, визначає кількість електроенергії, врахованої за добу  $T$ :  $W = \sum_{i=1}^n P_i t_i$ ,  $T = \sum_{i=1}^n t_i$  звідки можна визначити *середньодобову потужність*  $P_{\text{сеп}} = W / T$ .

*Час використання максимального навантаження*  $T_{\max}$  — це час, протягом якого треба працювати з навантаженням  $P_{\max}$ , щоб під таким графіком була врахована така ж кількість електроенергії, яка врахована під фактичним графіком

$$P_{\max} \cdot T_{\max} = W = \sum_{i=1}^n P_i t_i ;$$

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} ; T_{\max}^{доб} < T = 24 \text{ год} ; T_{\max}^{год} < T_{\text{рік}} = 8760 \text{ год} .$$

Показник  $T_{\max}$  частіше використовують стосовно до річного графіка навантаження і складає 4000–6000 годин.

Ступінь нерівномірності графіка характеризується *коефіцієнтом заповнення (нерівномірності)*

$$K_H = \frac{W}{TP_{\max}} = \frac{TP_{\text{сеп}}}{TP_{\max}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\max}} .$$

Використання встановленої потужності характеризується *коефіцієнтом використання встановленої потужності*

$$K_B = \frac{W}{TP_{BCT}} = \frac{TP_{CEP}}{TP_{BCT}} = \frac{P_{CEP}}{P_{BCT}},$$

де  $P_{BCT}$  – сумарна встановлена потужність всіх агрегатів (враховуючи резервні).

*Річний графік за тривалістю навантажень.* Цей графік показує тривалість роботи електроустановки протягом року з різними навантаженнями. Навантаження відкладають у порядку їх спадання від  $P_{\max}$  до  $P_{\min}$ . Будують його за відомими добовими графіками.

*Приклад.* Маємо два типових добових графіка навантаження: зимового (183 дні) і літнього (182 дні), рис. 1.7 а. Побудова річного графіка за тривалістю навантажень показана на рис. 1.7 б, де  $T_1 = 183t_1$ ;  $T_2 = 183t_2$ ;  $T_3 = 183t_3$ ;  $T_4 = 182t_4$ ;  $T_5 = 182t_5$ ;  $T_6 = 182t_6$ .

Для одержання графіка навантаження генераторів електричної станції знаходять суму графіку потужності, що відпускається із шин станції, із графіком потужності ВП. Плановий добовий графік навантаження задається електричній станції диспетчерським центром ЕЕС на підставі розподілу навантаження ЕЕС між електростанціями (за критерієм мінімізації витрат палива в ЕЕС з урахуванням втрат потужності у мережі). Можливість такого найвигіднішого розподілу навантаження між станціями обумовлена їхньою паралельною роботою на загальну мережу і є однією з важливих переваг об'єднання електричних станцій на паралельну роботу.

Електричні станції різних типів відіграють різну роль у покритті графіка навантаження енергосистеми. На рис. 1.8 приведений умовний приклад розподілу добового графіка ЕЕС між станціями різних типів. У базовій частині графіка 1 працюють потужні конденсаційні електростанції (КЕС), які визначають частоту в ЕЕС, а також атомні електростанції (АЕС) і гідроелектростанції (ГЕС), що не мають водосховищ та у період паводку (щоб не виконувати позаробочого скидання води). Зона 2 графіка може покриватися теплоелектроцентралями

(ТЕЦ), що працюють відповідно до графіку теплового споживання. Зона 3, як правило, покривається КЕС невеликої і середньої потужності і ТЕЦ, агрегати яких працюють у конденсаційному режимі.

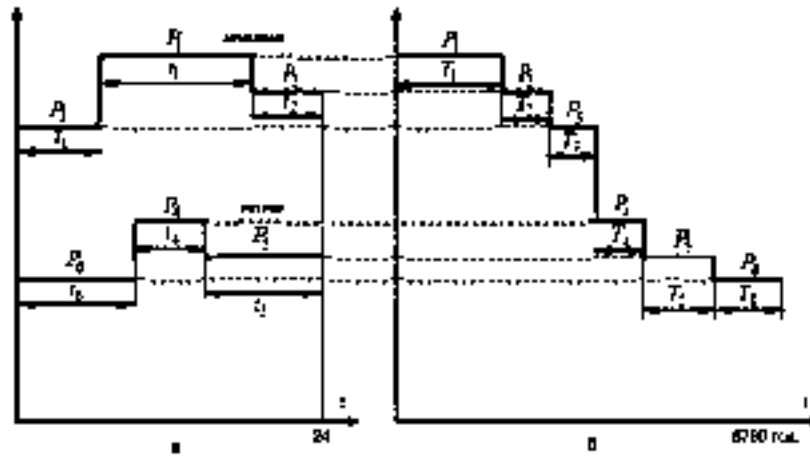


Рисунок 1.7 – Побудова графіку за тривалістю навантажень

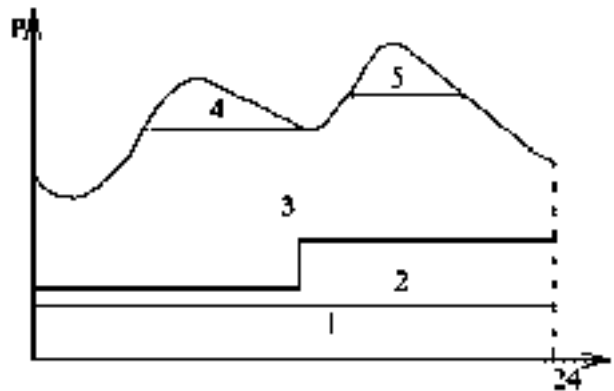


Рисунок 1.8 – Розподіл навантаження ЕЕС між електростанціями

У цій зоні навантаження розподіляється між станціями, а на станціях – між блоками за критерієм мінімальної витрати палива і втрат потужності у системі. У періоди, що відповідають зонам 4 і 5 графіка навантаження, вироблення потужності забезпечується піковими станціями (ГЕС з водоймищами добового регулювання). Гідрогенератори мають мінімальний час пуску та набору потужності.



## **ЛЕКЦІЯ 2**

### **ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

#### **План**

2.1 Класифікація та структурні схеми підстанцій

2.2 Головні схеми електричних з'єднань підстанцій

2.2.1 Загальна характеристика і основні вимоги до вибору

головних схем електричних з'єднань

2.2.2 Схеми розподільчих пристроїв електроустановок

#### **2.1 Класифікація та структурні схеми підстанцій**

Залежно від функціонального призначення підстанції можуть бути трансформаторними (ТП) або перетворювальними (ПП). Трансформаторні підстанції – підстанції, призначені для перетворення електричної енергії однієї напруги в енергію іншої напруги за допомогою трансформаторів. Перетворювальні підстанції – підстанції, призначені для перетворення роду струму або його частоти (перетворення змінного струму в постійний чи навпаки).

Трансформаторні підстанції залежно від виконаної роботи поділяються на підвищувальні та знижувальні. Підвищувальні трансформаторні підстанції (споруджувані як правило при електростанціях) перетворюють напругу, що виробляється, у вищу напругу (одного або декількох значень), необхідну для передачі електроенергії по лініях електропередачі (ЛЕП). Знижувальні трансформаторні підстанції перетворюють первинну напругу електричної мережі у нижчу вторинну.

Залежно від призначення і від величини первинної і вторинної напруги знижувальні трансформаторні підстанції підрозділяються на районні, головні знижувальні і місцеві (цехові). Районні трансформаторні підстанції приймають електроенергію безпосередньо від високовольтних ЛЕП. Первинна напруга

районних підстанцій складає 750, 500, 330, 220, 150 і 110 кВ, а вторинна – 220, 150, 110, 35, 20, 10 або 6 кВ.

За способом приєднання до мереж вищої напруги: тупикові, проміжні і вузлові (або опорні). Тупикові (кінцева) – одержує живлення по двом радіальним від сусідньої підстанції. У свою чергу, проміжні підстанції підрозділяються на відгалужувальні і прохідні. Відгалужувальні підстанції приєднуються на відгалуженні ЛЕП з одностороннім або двостороннім живленням. Прокідні (або транзитні) підстанціями включається в розтин ЛЕП і через їх шини здійснюються перетоки потужностей. Опорна підстанція отримує живлення від мережі зовнішнього електропостачання трьома і більше лініями електропередачі напругою 110 або 220 кВ, і виконує функції джерела для інших підстанцій, тобто позначає підстанцію більш високого класу напруги по відношенню до розглянутої ТП або мережі.

За конструктивним виконанням ТП розділяють на підстанції відкритого або закритого типу, прибудована ТП, вбудована ТП, щоглова, вибухозахищена.

Відкрита – ТП, обладнання якої розміщене на відкритому повітрі і має постійний вплив навколишнього середовища.

Закрита трансформаторна підстанція – ТП, обладнання якої розміщене в приміщенні.

Прибудована трансформаторна підстанція – закрита трансформаторна підстанція, що має один будівельний елемент спільний з приміщенням поряд (стіну або перегородку).

Вбудована трансформаторна підстанція має два або більше будівельних елемента, спільні з суміжними приміщеннями.

Щоглова трансформаторна підстанція (ЩТП) – трансформаторна підстанція, все устаткування якої встановлене на конструкціях на висоті просто неба, що не потребує наземного огороження.

Вибухозахищена трансформаторна підстанція – трансформаторна підстанція для шахт.

За значенням напруги: низької (до 1 кВ), середньої (від 1 до 35 кВ), високої (від 35 до 400 кВ) і надвисокої (понад 400 кВ) напруги.

За кількістю встановлених трансформаторів: одностансформаторні, двостансформаторні, трьохстансформаторні. Одностансформаторні підстанції – мають один трансформатор, здійснює прийом, розподіл, а потім перетворення електроенергії трифазного електроструму, що має частоту 50 Гц і напругу від 6 до 10/0,4 кВ.

Одностансформаторні застосовуються при живленні електроприймачів, що допускають перерву електропостачання на деякий час, але не більше 1 доби, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента (живлення електроприймачів III категорії), а також для живлення електроприймачів II категорії, за умови резервування потужності по перемичках на вторинній напрузі або за наявності складського резерву трансформаторів. Одностансформаторні ТП застосовуються на підприємствах, робота якого супроводжується періодами малих навантажень.

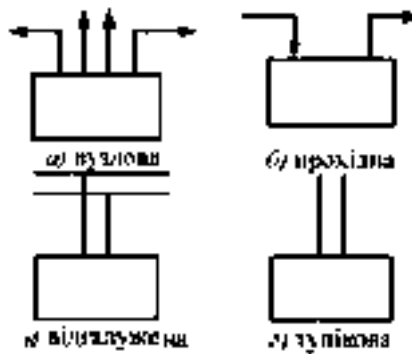


Рисунок 2.1 – Типи підстанцій залежно від положення в енергосистемі:

а – вузлова; б – прохідна; в – відгалужена; г – тупикова

Двостансформаторні ТП застосовуються при більшості електроприймачів I і II категорій. При цьому потужність трансформаторів обирається такою, щоб при виході з роботи одного, інший трансформатор з урахуванням допустимого перевантаження перейняв би на себе навантаження усіх споживачів (у цій ситуації можливо тимчасово вимкнути електроприймачі III категорії).

Трьохстансформаторні підстанції використовуються рідко, як вимушене рішення, при реконструкції, розширенні підстанції, при системі роздільного живлення силової і освітлювальної мережі, при живленні різко змінного навантаження.

Розподільчий пристрій високої напруги підстанції найчастіше виконує функції прийому електричної енергії від лінії електропередачі до трансформатора. В окремих випадках РП ВН може виконувати функції прийому і розподілу електроенергії (на вимогу енергозабезпечувальної організації або при доцільності живлення від головної знижувальної підстанції декількох підстанцій глибокого введення на напрузі 110, 150, 220, 330 кВ).

Розподільчі пристрої середньої і нижчої напруги завжди виконують функції прийому і розподілу електроенергії. Аналогічні функції виконують і розподільчі підстанції. Ідентичність функцій визначає ідентичність схем і конструкцій розподільчих пристроїв і розподільчих підстанцій, тому надалі під терміном «розподільчий пристрій» може матися на увазі і розподільча підстанція.

Розподільчі пристрої можуть бути комплектними, збірними, відкритими і закритими. При обмеженій міській і промисловій забудові в розподільчих пристроях може бути застосоване електроустановочне обладнання з еластичною ізоляцією.

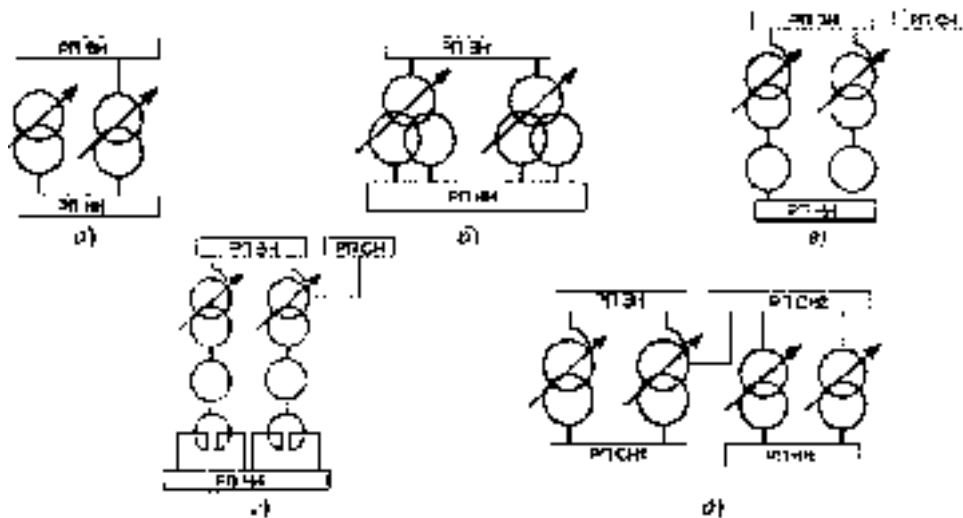


Рисунок 2.2 – Типові структурні схеми підстанцій:

*а* – схема з двохобмотковими трансформаторами; *б* – схема з трансформаторами з розщепленої обмоткою; *в* – схема з автотрансформаторами і регульовальними трансформаторами; *г* – схема з автотрансформаторами, регульовальними трансформаторами і реакторами; *д* – схема з автотрансформаторами і чотирма

РП

## **2.2 Головні схеми електричних з'єднань підстанцій**

### **2.2.1 Загальна характеристика і основні вимоги до вибору головних схем електричних з'єднань**

Головна схема електричних з'єднань – це сукупність основного обладнання, збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма зв'язками між ними.

При розробці головної схеми, на підставі структурної схеми, додатково вибираються схеми РП для всіх напруг підстанції.

Вибір головної схеми є визначальним при проєктуванні електричної частини електроустановки, так як він визначає повний склад елементів і зв'язків між ними.

Вимоги, що пред'являються до головних схем електричних з'єднань:

- надійність електроустановки повинна відповідати характеру (категорії) споживачів, які отримують живлення від даної електроустановки;
- пристосованість електроустановки до проведення ремонтів, визначається можливістю проведення ремонтів без порушення або обмеження електропостачання споживачів. Ремонтопридатність даної схеми можна оцінити кількісно частотою і середньою тривалістю відключень споживачів і джерел живлення для ремонтів устаткування;
- оперативна гнучкість електричної схеми оцінюється кількістю, складністю і тривалістю оперативних перемикачів. Найбільша оперативна гнучкість схеми забезпечується, якщо оперативні перемикачів в ній виробляються вимикачами або іншими комутаційними апаратами з дистанційним приводом. Якщо всі операції здійснюються дистанційно, а ще краще засобами автоматики, то ліквідація аварійного стану значно прискорюється;
- економічна доцільність схеми оцінюється наведеними витратами, що включають в себе витрати на спорудження установки, її експлуатацію і можливі збитки від порушення електропостачання.

### 2.2.2 Схеми розподільчих пристроїв електроустановок

*Розподільчі пристрої* всіх напруг, здійснюючі прийом і розподіл електричної енергії, виконуються із збірними шинами.

Розподільчі пристрої НН трансформаторних підстанцій, призначені тільки для прийому електричної енергії (без її розподілу), виконуються без збірних шин по блокових, місткових і іншим схемам.

Розподільчий пристрій із збірними шинами складається із збірних шин, до яких через відгалужувальні шини підключаються різні приєднання:

- живильні лінії (ввід);
- відхідні лінії;
- секціонування;
- трансформатори напруги;
- трансформатори для власного обслуговування;
- заземлюючі роз'єднувачі збірних шин тощо.

*Збірними шинами* називаються короткі ділянки шин жорсткої або гнучкої конструкції, що мають малий електричний опір, призначені для підключення приєднань.

За своїм призначенням збірні шини діляться на робочі, резервні і обхідні.

*Робоча система шин* в нормальному режимі знаходиться під напругою і здійснює живлення всіх підключених до неї приєднань.

*Резервна система шин* служить для живлення приєднань підстанції у разі ремонту або ревізії робочої системи шин. У нормальному режимі резервна система шин знаходиться не під напругою.

Обхідна система шин застосовується при підвищених вимогах до надійності електропостачання і дозволяє здійснювати контроль і ремонт будь-якого комутаційного апарату без вимкнення споживачів. У нормальному режимі обхідна система шин вимкнена.

На всіх приєднаннях на ділянках від збірних шин до вимикачів, запобіжників, трансформаторів напруги тощо, а також на ділянках, де можлива подача напруги від інших джерел напруги, обов'язково встановлюються роз'єднувачі, що забезпечують видимий розрив ланцюга.

*Відхідні живильні лінії* підключаються до збірних шин через роз'єднувачі і вимикачі. На кожную лінію необхідний один вимикач, один або два шинних роз'єднувача (залежно від вживаної системи збірних шин) і один лінійний роз'єднувач (рис. 2.3 а, б).

Вимикач служить для вмикання і вимкнення лінії в нормальних і аварійних режимах.

*Шинний роз'єднувач* призначений для створення видимого вимкнення мережі і створення безпечних умов для проведення контролю і ремонту вимикача, а також при двох системах шин – для перемикавання приєднань з однієї системи шин на іншу без перерви в роботі.

*Лінійний роз'єднувач* передбачається в приєднаннях, де при вимкненому вимикачі лінія може опинитися під напругою і необхідне видиме вимкнення лінії для безпечного ремонту вимикача.

При використанні комплектних розподільчих пристроїв викатного виконання вимикачі, трансформатори напруги і інше устаткування встановлюються на викатних візках. У цьому випадку на схемі вказуються втичні роз'єми (рис. 2.3 в)

У розподільчих пристроях обов'язково передбачаються стаціонарні заземлюючі ножі, що забезпечують заземлення апаратів і ошиновки без застосування переносних заземлювачів. Розподільчі пристрої повинні бути обладнані оперативним блокуванням, що виключає помилкові дії з роз'єднувачами, вимикачами, заземлюючими ножами тощо.

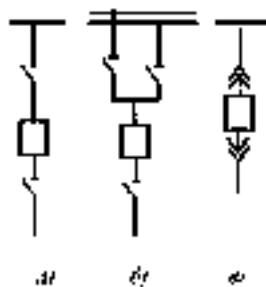


Рисунок 2.3 – Приєднання вимикачів до збірних шин:

*а* – з однією системою шин; *б* – з двома системами шин;

*в* – з однією системою шин викатного виконання

На приєднаннях живлячих ліній, що відходять, окрім комутаційних апаратів встановлюються трансформатори струму, на повітряних лініях напругою 35 кВ і вище – високочастотні загороджувачі і конденсатори зв'язку.

Трансформатори напруги встановлюються на кожному шин, а якщо система шин ділиться на частини (секції), то на кожен секцію шин. Трансформатори напруги підключаються до збірних шин через роз'єднувачі і запобіжники в РП 6–35 кВ і через роз'єднувачі в РП 110 кВ і вище.

За необхідності у розподільчому пристрої передбачаються трансформатори власних потреб (ТВП), які служать для живлення оперативних ланцюгів обладнання підстанцій, а також освітлення будівель і споруд підстанції. Трансформатори власних потреб підключаються через запобіжники до вимикачів вводу, якщо ТВП використовуються для живлення оперативних ланцюгів; і на збірні шини, якщо ТВП не використовуються для живлення оперативних ланцюгів.

### ***Розподільчий пристрій з однією системою шин***

Кожне приєднання підключається до шин через один вимикач, по обидва боки якого зазвичай встановлені роз'єднувачі (рис. 2.4).

Система шин як правило секціонується секційним вимикачем (дві секції). Якщо застосовуються трансформатори з розщепленою обмоткою або ж до обмоток низької напруги підключені здвоєні реактори – чотири секції.

Одинарна система шин застосовується для РП 6–110 кВ. На електростанціях одинарна система шин застосовується для генераторного РП (ГРП) і в системі власних потреб. Для комплектації РП 6–10, 35 кВ з одинарною системою шин застосовуються комірочки КРП (комплектний розподільчий пристрій). Відповідно до норм технологічного проектування підстанцій (НТП) одинарна система шин може застосовуватися також і для РП 35 і 110 кВ. До кожної секції збірних шин крім приєднань (ліній і трансформаторів) підключаються також трифазні трансформатори напруги (або група з трьох однофазних). Трансформатори напруги необхідні для підключення котушок вимірювальних приладів і пристроїв



РЗА. До секцій РП низької напруги (6–10 кВ) можуть підключатися також трансформатори ВП.

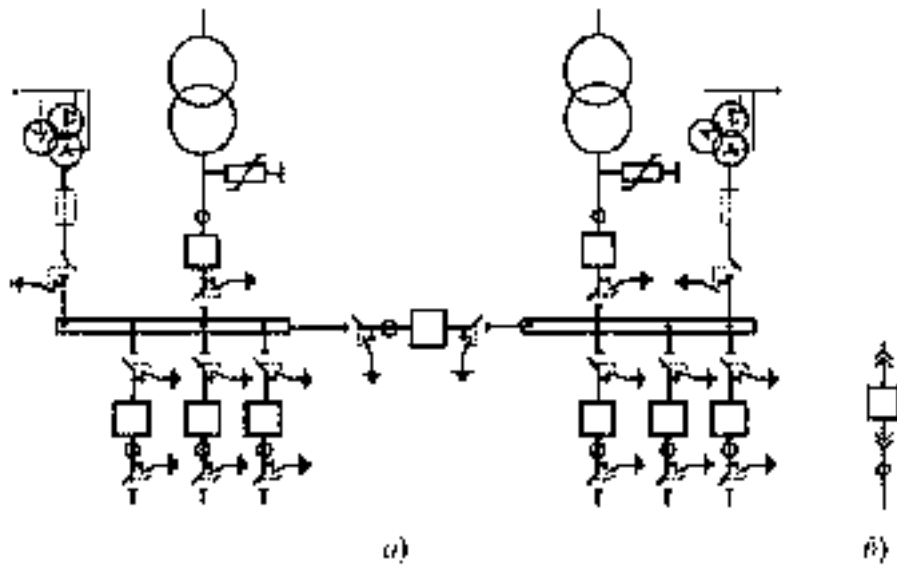


Рисунок 2.4 – Розподільчі пристрої з одинарною секціонованою системою шин:  
а – електрична схема; б – схема комірки КРП з візком, що викочується

### ***Схема РП «Одинарна система шин з обхідною»***

Одинарна система шин з обхідною (рис. 2.5) застосовується на напругах 110–220 кВ.

Переваги схеми: можливість ремонту і випробування вимикачів всіх приєднань без відключення ланцюгів.

Недоліки одинарної системи шин з обхідною:

- необхідність вимкнення всіх приєднань, підключених до даної секції при ремонті шинних роз'єднувачів або шин;
- відмова в роботі вимикача при КЗ в одному з приєднань призводить до вимкнення всіх приєднань даної секції;
- при пошкодженні СВ вимикаються обидві секції.

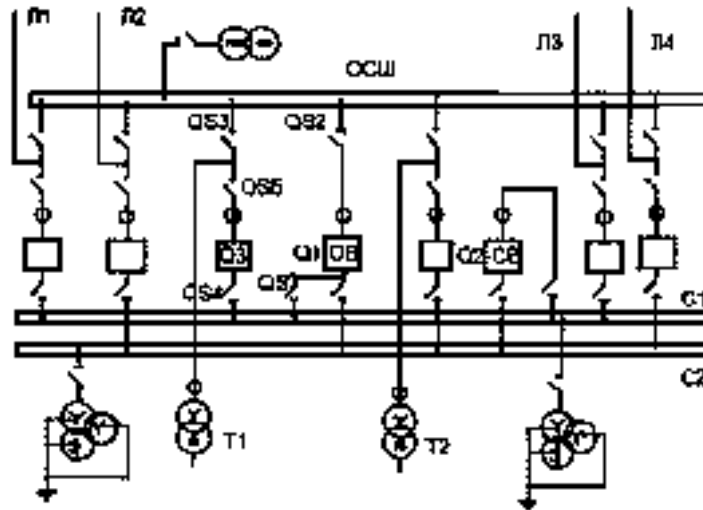


Рисунок 2.5 – Схема розподільчого пристрою  
«Одинарна система шин з обхідною»

### **Схема РП «Подвійна система шин»**

Подвійна система шин (рис. 2.6) відповідно до НТП може застосовуватися як РП ВН на підстанціях 110–220 кВ, а також на електростанціях як ГРП (6–10 кВ).

Характерною особливістю даної схеми є розвилка з двох шинних роз'єднувачів у колі вимикача кожного приєднання. Це дозволяє підключати кожне приєднання до будь-якої з двох систем шин.

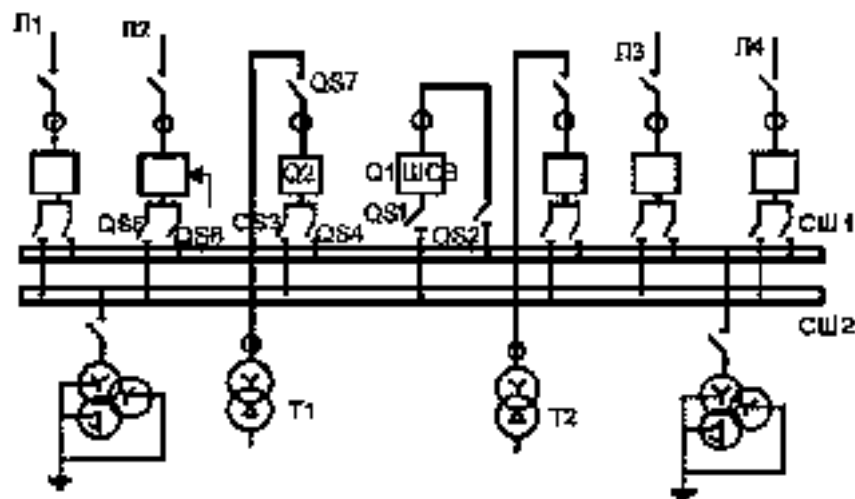


Рисунок 2.6 – Схема розподільчого пристрою «Подвійна система шин»

### Схема РП «Подвійна система шин з обхідною»

Застосовується в РП 110–220 кВ (рис. 2.7) при великій кількості приєднань. Дві робочі системи шин і обхідна секціонуються, при цьому відповідно встановлені два шиноз'єднувальних і два обхідних вимикача. Дана схема передбачає окремий ШСВ і ОВ. При великій кількості приєднань робочі СШ можуть секціонуватися вимикачами.

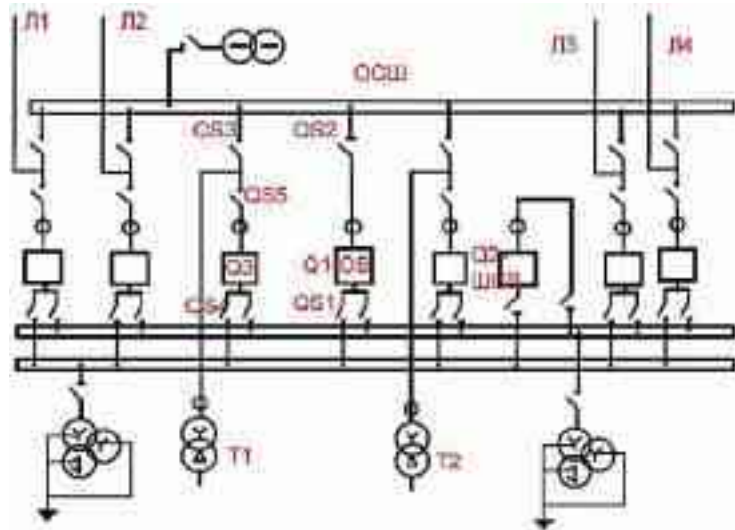


Рисунок 2.7 – Схема розподільчого пристрою  
«Подвійна система шин з обхідною»

Схема РП з двома системами збірних шин дозволяє виводити в ремонт вимикач будь-якого приєднання і будь-яку з робочих систем шин без вимкнення приєднань.

У даний час застосовується як правило робота шин з фіксованими приєднаннями, коли лінії з трансформаторами приблизно рівномірно розподіляються між збірними шинами.

### Недоліки РП «Подвійна система шин з обхідною»

Раніше дана схема вважалася універсальною, але в даний час застосовується на напругах 110–220 кВ.

Головний недолік: велика кількість операцій роз'єднувачами при виводі в ремонт вимикачів і СШ збільшує ймовірність помилкових дій оперативного персоналу і можливість важких аварій.

Додаткове встановлення ШСВ і ОВ, а також великої кількості шинних роз'єднувачів значно здорожують РП.

Розглянутій схемі притаманні недоліки схеми одинарної СШ з обхідною.

Схеми багатокутників характеризуються тим, що вимикачі з'єднуються між собою послідовно, утворюючи багатокутник.

Кожний ланцюг підключається між двома суміжними вимикачами. Найпростішою кільцевою схемою є трикутник. Схеми багатокутників економічні, через те що кількість вимикачів дорівнює кількості приєднань. На рис. 2.8 наведені схеми чотирикутника (110–330 кВ) і шестикутника (110–330 кВ). Висока надійність кільцевих схем пояснюється тим, що ремонт будь-якого вимикача виконується без вимкнення приєднання. При цьому надійність роботи вимикачів вище, ніж в інших схемах, так як є можливість випробування будь-якого вимикача в нормальному режимі роботи.

Надійність схеми значно знижується при розмиканні кільця, тому при вимкненні лінії або трансформатора необхідно вимкнути відповідний роз'єднувач, а потім знову увімкнути вимикачі. Схеми багатокутників набули поширення на потужних вузлових підстанціях при числі приєднань до шести.

Перевагою всіх кільцевих схем є використання роз'єднувачів тільки для ремонтних робіт. До недоліків кільцевих схем відносяться більш складні схеми вторинних ланцюгів трансформаторів струму, релейного захисту та дистанційного керування вимикачами.

Розподільчі пристрої з двома системами збірних шин і числом вимикачів на ланцюг 2, 3/2.

У РП даного типу є дві системи збірних шин, між якими встановлені ланцюжки з двох, трьох або чотирьох вимикачів. При цьому кожне приєднання (лінія і трансформатор) комутується двома вимикачами.

Розподільчі пристрої зазначених типів застосовуються на напругу 330 кВ і вище.

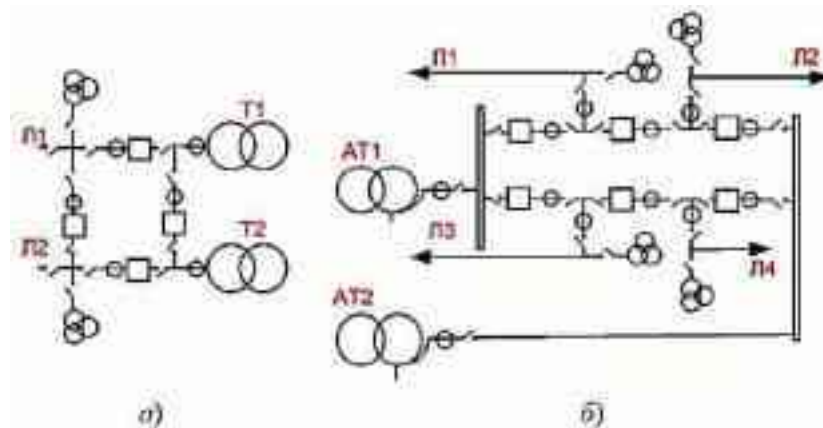


Рисунок 2.8 – Схеми багатокутників:

а – чотирикутник; б – шестикутник

Схема РП «Два вимикача на приєднання» (рис. 2.9) знаходить застосування у США, а також у деяких інших країнах. Основний недолік полягає у високій вартості (два вимикача на приєднання).

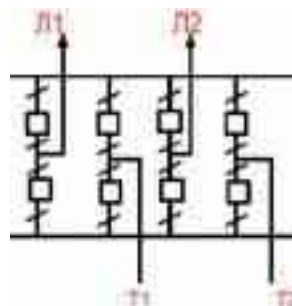


Рисунок 2.9 – Схема з двома системами шин і двома вимикачами на приєднання

Схема 3/2 вимикача на ланцюг (рис. 2.10) більш економічна, ніж попередня, застосовується при кількості приєднань 8 і більше. Найкращі показники схеми при співвідношенні ліній і трансформаторів 1:1. Кількість операцій роз'єднувачами мінімальна: вони служать тільки для виведення в ремонт, а для оперативних перемикачів не використовуються. Схема застосовується при підвищених вимогах до забезпечення надійного підключення приєднань.

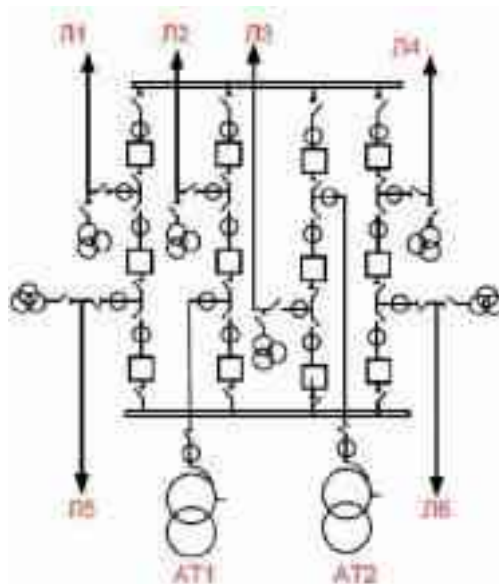


Рисунок 2.10 – Схема з двома системами шин і 3/2 вимикачами на приєднання

При ремонті будь-якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі. Схема має високу надійність. При однаковій кількості ліній і трансформаторів в роботі залишаються всі приєднання навіть при вимкненні обох збірних шин. Для підвищення надійності схеми підключення трансформаторів (автотрансформаторів) чергується: один трансформатор підключається ближче до першої системи шин, а другий – до іншої. Це дозволяє уникнути значного зниження надійності підстанції при вимкненні відповідної системи шин.

### ***Розподільчі пристрої «Трансформатор – шини та числом вимикачів на ланцюг 2 (3/2)»***

Вищевказані схеми РП більш економічні. Основна відмінність пов'язана з тим, що трансформатори підключаються безпосередньо до шин без вимикачів. Комутація трансформаторів виконується вимикачами, з'єднаними з відповідною системою шин. Схема (рис. 2.11 а) застосовується для РП 330 кВ і вище при трьох, чотирьох лініях при відсутності перспективи розвитку. Схема (рис. 2.11 б) застосовується для РП 220 кВ і вище при п'яти і більше лініях, що підключаються в «полуторний» ланцюжок, за необхідності підключення ПЛ через 2 вимикача.

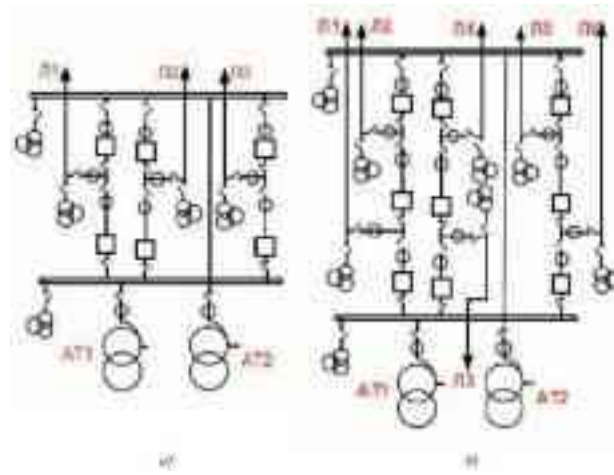


Рисунок 2.11 – Схеми «трансформатор – шини»:

*a* – з двома вимикачами на приєднання; *б* – 3/2 вимикача на приєднання

## ЛЕКЦІЯ 3

### ТРАНСФОРМАТОРИ І АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

#### План

- 3.1 Типи трансформаторів, автотрансформаторів та їх параметри
- 3.2 Елементи конструкції силових трансформаторів
- 3.3 Схеми і групи з'єднання обмоток трансформаторів та автотрансформаторів

#### 3.1 Типи трансформаторів, автотрансформаторів та їх параметри

*Силовий трансформатор* – статичний пристрій, що має дві чи більше обмоток, призначений для перетворювання через електромагнітну індукцію однієї чи декількох систем змінної напруги (струму) в одну чи декілька систем змінної напруги (струму), як правило, з іншими значеннями за тієї самої частоти, з метою пересилання електричної потужності.

За кількістю фаз трансформатори діляться на однофазні, двофазні, трифазні та багатофазні. Найбільшого поширення отримали трансформатори в трифазному виконанні.

Трифазні трансформатори (рис. 3.1) широко застосовуються в системах передавання та розподілу електричної енергії. Їх виготовлення та експлуатація більш економічно доцільні, оскільки втрати електроенергії в них на 12–15 % нижчі, а їх вартість та витрати активних матеріалів на 20–25 % менші, ніж у трансформаторної групи тієї самої потужності. Однофазні трансформатори встановлюють лише тоді, коли неможливо виготовити трифазні трансформатори необхідної потужності або ускладнене їх транспортувати до місця встановлення. Трифазні трансформатори на напругу 220 кВ виготовляють потужністю до 1000 МВА, на 330 кВ – 1250 МВА, 500 кВ – 1000 МВА. Найбільша потужність трансформаторної групи напругою 500 кВ складає 3х533 МВА, напругою 750 кВ – 3х417 МВА, напругою 1150 кВ – 3х667 МВА. Шкала номінальних потужностей



силових трифазних трансформаторів, що знаходяться в експлуатації приведена у табл. 3.1.

Обмотка трансформатора, до якої підводиться енергія змінного струму, що перетворюється, називається первинною, а обмотка, від якої відводиться енергія перетвореного змінного струму – вторинною. Обмотки трансформаторів, до яких підводиться енергія змінного струму, що перетворюється або від яких відводиться енергія перетвореного струму, називаються основними, наприклад первинна та вторинна обмотки трансформатора. Якщо у трансформатора первинною є обмотка НН, то він називається підвищувальним. У кінці лінії електропередачі, де починається розподіл енергії, встановлюються трансформатори, що знижують напругу лінії до напруги, необхідної для споживача. Первинною в таких трансформаторах є обмотка ВН, а трансформатори називаються знижувальними. Отже, в залежності від призначення первинною обмоткою одного і того ж трансформатора може бути як обмотка НН, так і обмотка ВН.

За кількістю обмоток різної напруги на кожен фазу силові трансформатори діляться на двохобмоткові (рис. 3.2) і трьохобмоткові (рис. 3.4).



Рисунок 3.1 – Силовий трансформатор ТДТН563000/110  
(виробник ПрАТ «Запоріжтрансформатор»)

Таблиця 3.1 – Шкала номінальних потужностей силових трифазних трансформаторів, *кВА*

|        |        |        |        |        |       |        |        |        |        |
|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|
| 10     | –      | 16     | –      | 25     | –     | 40     | –      | 63     | –      |
| 100    | –      | 160    | –      | 250    | 320   | 400    | –      | 630    | –      |
| 1000   | –      | 1600   | –      | 2500   | 3200  | 4000   | –      | 6300   | –      |
| 10000  | –      | 16000  | –      | 25000  | 32000 | 40000  | –      | 63000  | 80000  |
| 100000 | 125000 | 160000 | 200000 | 250000 | –     | 400000 | 500000 | 630000 | 800000 |

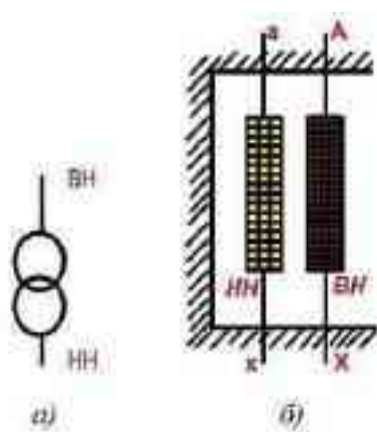


Рисунок 3.2 – Трифазний двохомотковий трансформатор:

*а* – умовне графічне позначення; *б* – розміщення обмоток на стержні

Двохомоткові трансформатори мають дві електрично не зв'язані обмотки (ВН та НН) і застосовуються для мереж з двома рівнями напруги. Передавання електроенергії від мережі однієї напруги в мережу іншої напруги через трансформатори здійснюється за допомогою магнітного потоку.

Номінальна потужність двохомоткового трансформатора дорівнює номінальній потужності кожної із обмоток і визначається за виразом:

$$S_{т.ном} = \sqrt{3}U_{т.ном}I_{т.ном}, \quad (3.1)$$

де  $U_{т.ном}$ ,  $I_{т.ном}$  – номінальні, відповідно, напруга та струм трансформатора.

У силових двохомоткових трансформаторах у деяких випадках обмотка однієї напруги (як правило низької) може складатися з двох і більше паралельних гілок, які ізолювані одна від одної та від заземлених частин. Такі

трансформатори називаються трансформаторами з розщепленими обмотками (рис. 3.3). Їх використовують для приєднання декількох генераторів ТЕС і ГЕС до одного підвищувального трансформатора, що дає змогу спростити головну схему і зменшити струми КЗ в ній, а також у схемах для власних потреб потужних ТЕС і на знижувальних ПС для зниження струмів КЗ.

Обмотка низької напруги може виконуватися з двох або більше ізольованих гілок. Потужність кожної з гілок визначається виразом:

$$S_{p.o} = S_{HH} / n, \quad (3.2)$$

де  $n$  – кількість розщеплених гілок обмотки НН.

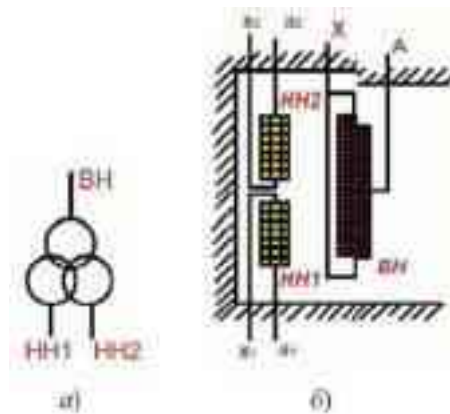


Рисунок 3.3 – Трансформатор з розщепленою обмоткою:

$a$  – умовне графічне позначення;  $b$  – розміщення обмоток на стержні

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є великий опір гілок обмотки, що дозволяє зменшити струми КЗ у схемах розподільних установок низької напруги підстанцій.

Однією з важливих характеристик трансформатора з розщепленою обмоткою є коефіцієнт розщеплення  $k_p$ , який для випадку двох гілок дорівнює відношенню опору КЗ між гілками розщепленої обмотки  $Z_{2-3}$  до опору КЗ між обмоткою ВН і паралельно з'єднаними гілками розщепленої обмотки:

$$k_p = \frac{Z_{2-3}}{Z_{1-2/3}}. \quad (3.3)$$

Для трифазних трансформаторів коефіцієнт розщеплення приймається рівним  $k_p \approx 3,5$ , а для однофазних трансформаторів  $k_p \approx 4$ .

Трьохобмоткові трансформатори використовують тоді, коли на електростанції (підстанції) живлення споживачів і видача потужності здійснюється на двох напругах: середній і високій або середній і низькій.

Встановлення трьохобмоткових трансформаторів замість двохобмоткових економить матеріали й капітальні інвестиції, а також зменшує втрати енергії у процесі їх експлуатації. Трьохобмоткові трансформатори випускаються з вищою напругою до 220 кВ.

Співвідношення номінальних потужностей обмоток вищої, середньої та нижчої напруги може бути, відповідно: 100/100/100, 100/100/67, 100/67/100. Сума навантажень обмоток низької та середньої напруги при цьому не повинна перевищувати номінальної потужності трансформатора. Обмотки трьохобмоткового трансформатора розміщують на стержнях концентрично в такому порядку: ВН – ззовні, НН – всередині, біля стержня, СН між обмотками ВН та НН (рис. 4). При такому розміщенні напруга КЗ між обмотками ВН і СН має мінімальне значення, що дозволяє передати більшу потужність у мережу СН з мінімальними втратами. У той самий час, напруга КЗ між обмотками ВН та НН відносно велика, що сприяє обмеженню струму КЗ у мережі НН.

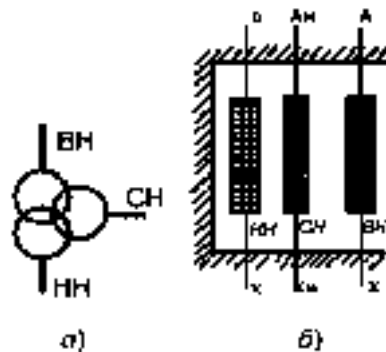


Рисунок 3.4 – Трьохобмотковий трансформатор:

*a* – умовне графічне позначення; *б* – розміщення обмоток на стержні

*Автотрансформатор* – це трансформатор, що має дві або більше обмотки гальванічно зв'язані так, що вони мають загальну частину. На відміну від

трансформатора, де вся потужність з первинної сторони на вторинну передається електромагнітним полем, в автотрансформаторі частина потужності передається за допомогою електричного зв'язку без трансформації. В енергосистемах отримали розповсюдження трьохобмоткові автотрансформатори (рис. 3.5) для зв'язку електричних мереж з ефективно заземленою нейтраллю (110 кВ і вище). Такі автотрансформатори випускаються з вищою напругою від 220 кВ і вище.

На рис. 3.6 б наведено розташування обмоток трьохобмоткового автотрансформатора на стержні. Обмотка А-Ам називається послідовною, а обмотка Ам-Х – загальною. Вивід А – це вивід високої напруги, а вивід Ам – середньої напруги.

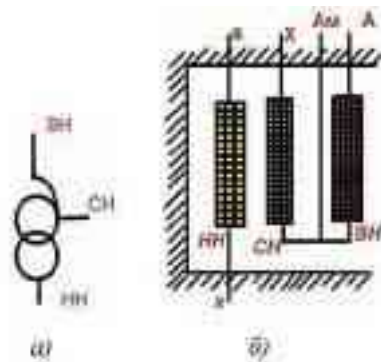


Рисунок 6 – Трьохобмотковий автотрансформатор:

*a* – умовне графічне позначення; *б* – розміщення обмоток на стержні

Повна потужність, що передається з первинної сторони автотрансформатора у вторинну, називається прохідною і для схеми поданої на рис. 7 складе:

$$S_{np} = U_{BH} I_{BH} \approx U_{CH} I_{CH} . \quad (3.4)$$

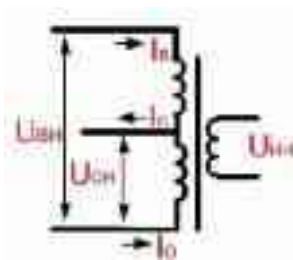


Рисунок 3.7 – Принципова схема двохобмоткового автотрансформатора



Рисунок 5 – Автотрансформатор АТДТН5150000/500/138  
(виробник ПрАТ «Запоріжтрансформатор»)

Потужність, що передається електромагнітним полем, називається *трансформаторною*:

$$S_{mp} = I_{BH} (U_{BH} - U_{CH}). \quad (3.5)$$

Потужність, що передається з первинної обмотки у вторинну за рахунок електричного зв'язку, називається *електричною*:

$$S_{el} = I_{BH} U_{CH}. \quad (3.6)$$

Сума трансформаторної і електричної потужності дорівнює прохідній потужності автотрансформатора:

$$S_{np} = S_{mp} + S_{el} = (U_{BH} - U_{CH}) I_{CH} + U_{CH} I_{BH} = U_{BH} I_{BH}. \quad (3.7)$$

Прохідна потужність автотрансформатора в номінальному режимі називається *номіальною*  $S_{ном}$ . Трансформаторна потужність у номінальному режимі називається *типовою*  $S_{тип}$ .

*Розміри автотрансформатора визначаються в основному магнітопроводом, а отже, типовою потужністю.*

*Коефіцієнт типової потужності автотрансформатора дорівнює відношенню його типової потужності до прохідної:*

$$k_{виз} = k_{тип} = \frac{S_{тип}}{S} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}} = 1 - \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}. \quad (3.8)$$

Номінальна потужність обмотки НН (електрично не зв'язаної) автотрансформатора завжди менша (або дорівнює) типовій потужності  $S_{тип}$ . Якщо обмотка НН автотрансформатора не призначена для підключення навантаження, а служить для компенсації гармонічних складових кратних трьом та зменшення опору нульової послідовності, то її номінальна потужність не перевищує  $1/3 S_{тип}$ .

*Переваги автотрансформаторів перед трансформаторами такої самої потужності:*

- для виготовлення потрібно менше матеріалів;
- автотрансформатори мають вищий ККД;
- автотрансформатори краще охолоджуються.

Перераховані переваги автотрансформатора тим суттєвіші, чим менша різниця рівнів вищої і середньої напруги.

Істотним недоліком автотрансформаторів є те, що їх вторинний ланцюг має електричний зв'язок з первинним. Тому перенапруги, що виникають у мережі ВН, можуть проникати в обмотки середньої напруги. Трифазні обмотки ВН і СН, що мають електричний зв'язок, з'єднуються зіркою із заземленою нейтраллю. При цьому розземлення нейтралі в автотрансформаторах не передбачено. Це призводить до збільшення струмів однофазних КЗ.

До основних параметрів трансформаторів відносяться: номінальна потужність, напруга, струм, напруга короткого замикання, струм холостого ходу, втрати холостого ходу та короткого замикання.

Номінальна (корисна) потужність трансформатора – це вказане у заводському паспорті значення повної потужності, на яку безперервно може бути навантажений трансформатор у номінальних умовах місця встановлення і охолоджувального середовища за номінальної частоти та напруги. Ця потужність виражається в одиницях повної потужності – кіловольтамперах (кВА).

Номінальна напруга обмоток – це напруга первинної та вторинної обмоток під час холостого ходу трансформатора. Для трифазного трансформатора – це його лінійна напруга.

Коефіцієнт трансформації трансформатора  $k_m$  визначається відношенням номінальних рівнів напруги обмоток вищої та нижчої напруги і для понижуючого трансформатора дорівнює:

$$k_m = \frac{U_{BH,ном}}{U_{HH,ном}}. \quad (3.9)$$

Номінальні струми трансформатора – це вказані у заводському паспорті значення струмів в обмотках, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора. Номінальний струм будь-якої обмотки трансформатора визначається за її номінальною потужністю та напругою.

Напруга короткого замикання – це напруга, при підведенні якої до однієї з обмоток трансформатора при замиканні накоротко іншої обмотки в ній протікає струм, що дорівнює номінальному. Напруга КЗ характеризує повний опір трансформатора. У довідниках вона вказується у відсотках від номінальної напруги. У трьохобмотковому трансформаторі (автотрансформаторі) напруга КЗ визначається для будь-якої пари обмоток при розімкненій третій обмотці.

Для трансформаторів із розщепленою обмоткою напруга короткого замикання ( $u_k$ ) задається між обмоткою ВН і паралельно з'єднаними обмотками НН ( $u_{k,в-н1/н2}$ ). При цьому значення  $u_k$  знаходяться в діапазоні 10–13 %  $U_{ном}$  і для окремих обмоток можуть бути визначені за виразами:



$$u_{к.н1} = u_{к.н2} = 0,5k_{розц} u_{к.в-н1/н2}; \quad (3.10)$$

$$u_{к.в} = u_{к.в-н1/н2} (1 - 0,25k_{розц}). \quad (3.11)$$

Напруги короткого замикання для кожної обмотки трьохобмоткового трансформатора (автотрансформатора) у відсотках визначаються за формулами

$$\begin{cases} u_{к.в} = 0,5(u_{к.в-с} + u_{к.в-н} - u_{к.с-н}); \\ u_{к.с} = 0,5(u_{к.в-с} + u_{к.с-н} - u_{к.в-н}); \\ u_{к.н} = 0,5(u_{к.в-н} + u_{к.с-н} - u_{к.в-с}). \end{cases} \quad (3.12)$$

*Струм холостого ходу трансформатора* – характеризує активні та реактивні втрати у сталі і залежить від її магнітних властивостей, конструкції та якості збірки магнітопроводу та від магнітної індукції. Струм холостого ходу трансформатора  $I_0$  переважно є реактивним. Активна складова струму холостого ходу  $I_{0a}$  зумовлена втратами на вихрові струми і гістерезис і не перевищує 10 % від загального струму (змінює його не більше ніж на 1 %).

*Втрати холостого ходу* – це втрати активної потужності в сталі на перемагнічування і на вихрові струми.

Втрати потужності короткого замикання зумовлені втратами активної потужності в обмотках трансформатора при протіканні струмів навантаження і додатковими втратами, викликаними магнітними полями розсіювання. У довідкових даних  $\Delta p_{кз}$  вказується при номінальному навантаженні трансформатора. Для трьохобмоткових трансформаторів – окремо для кожної з обмоток. При навантаженні відмінною від номінального втрати потужності в обмотках визначаються за формулою:

$$\Delta P_k = k_{к.м}^2 \Delta p_k. \quad (3.13)$$

Значення  $\Delta p_{xx}$ ,  $\Delta p_{кз}$  використовуються у розрахунках, пов'язаних з визначенням економічних режимів трансформаторів.

На кожному трансформаторі виробник встановлює паспортну табличку (рис. 3.8), де крім основних його параметрів, також вказується ряд додаткових: назва заводу-виробника; тип; частота змінного струму; кількість фаз; схема і група з'єднання обмоток; таблиця положень регулятора напруги, номінальних струмів і напруги кожної обмотки; маси: мастила, активної частини, повна;

заводський номер; рік випуску; номер стандарту згідно вимог якого був виготовлений трансформатор; країна виробник. Для трансформаторів зі штучним повітряним охолодженням додатково вказується потужність при відключеній системі охолодження.



Рисунок 3.8 – Паспортна табличка силового трансформатора

Структурна схема умовного позначення типу трансформатора має такий вигляд:

$$\frac{X}{1} \frac{X}{2} \frac{X}{3} \frac{X}{4} \frac{X}{5} - \frac{X}{6} \frac{X}{7} \frac{X}{8} \frac{X}{9} - \frac{X}{10} \frac{X}{11}$$

1 – тип трансформатора: А – автотрансформатор (трансформатор позначення не має); О або Т – відповідно, однофазний, трифазний трансформатор;

2 – тип вторинної обмотки: Р – розщеплена обмотка НН; або умовне позначення виду охолодження трансформатора згідно табл. 6;

3 – умовне позначення виду трансформатора: Т – трьохобмотковий (двохобмоткові позначення не мають); Л – трансформатор з литою ізоляцією;

4 – тип регулятора напруги: Н – трансформатор із РПН (ПБЗ не позначається), або виконання трансформатора: Г – герметичний;

5 – тип трансформатора за призначенням: С – трансформатор для власних потреб електростанцій; В – трансформатор вибухобезпечний; М – трансформатор багатоцільового призначення для живлення ланцюгів керування, місцевого освітлення і сигналізації верстатів, електроінструмента і автоматики;

6 – номінальна потужність,  $kVA$ ;

7 – клас напруги обмотки ВН,  $kV$ ;

8 – клас напруги обмотки СН,  $\kappa B$ ;

9 – клас напруги обмотки НН,  $\kappa B$ ;

10 – додаткове літерне позначення;

11 – кліматичне виконання і категорія розміщення: для експлуатації в районах з помірним кліматом – У; з помірним і холодним кліматом – УХЛ; із вологим тропічним кліматом – ТВ; із сухим тропічним кліматом – ТС; із сухим або вологим тропічним кліматом – Т; для експлуатації у всіх районах на суші, крім районів з дуже холодним кліматом (загальне кліматичне виконання) – О; для експлуатації в районах з помірно-холодним морським кліматом – М; із тропічним морським кліматом – ТМ; із помірно-холодним і тропічним морським кліматом – ОМ; для експлуатації у всіх районах, крім районів з дуже холодним кліматом (загально кліматичне виконання) – В.

Залежно від місця розміщення при експлуатації розрізняють такі виконання трансформаторів (за категоріями):

1 – встановлення на відкритому повітрі;

2 – встановлення в приміщеннях, де коливання температури і вологості несуттєво відрізняються від зовнішнього середовища;

3 – закриті приміщення з природною вентиляцією, де коливання температури і вологості значно менші, ніж на відкритому повітрі;

4 – закриті приміщення з мікрокліматом;

5 – приміщення з підвищеною вологістю.

Треба зазначити, що у маркуванні трансформаторів деякі літери можуть бути відсутніми.

### **3.2 Елементи конструкції силових трансформаторів**

Головними конструктивними елементами силового трансформатора є такі: магнітопровід, обмотки, система регулювання напруги, вводи ВН та НН, бак, система охолодження та інші. (рис. 3.9).

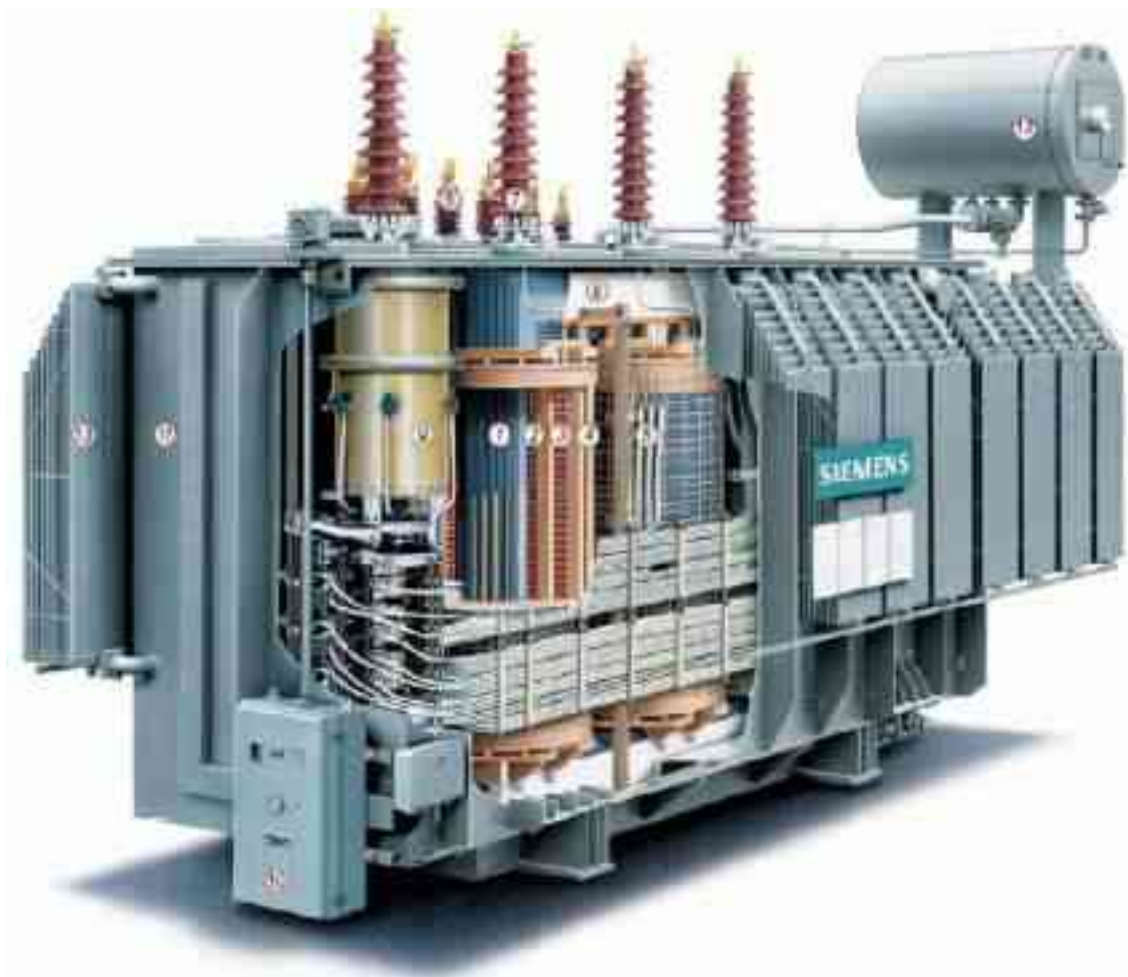


Рисунок 3.9 – Основні конструктивні елементи силового трифазного трансформатора:

*1 – шихтований 3-х стержневий магнітопровід; 2 – обмотка НН; 3 – обмотка ВН; 4 – регульовальна обмотка; 5 – виводи обмотки регульовальної обмотки; 6 – ввід (ізолятор) НН; 7 – ввід (ізолятор) ВН; 8 – ярмова балка; 9 – перемикач пристрою РПН; 10 – електропривод пристрою РПН; 11 – бак трансформатора; 12 – розширювальний бак; 13 – радіатори*

Магнітна система трансформатора (магнітопровід) є його конструктивною основою і служить для локалізації у ній основного (робочого) магнітного поля. Магнітопроводи силових трансформаторів виготовляються із холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі товщиною 0,35; 0,30 і 0,27 мм з електроізоляційним термостійким покриттям з товщиною 0,005 мм (на сторону) і коефіцієнтом заповнення 0,94–0,96. Основними типами магнітопроводів силових трансформаторів є стержневий, бронестержневий та броньований. У

стержневому магнітопроводі (рис. 3.10 *а*) ярма з'єднують кінці різних стержнів і кожне ядро розташовується тільки з боку торців стержнів і обмоток трансформатора. При цьому по ядру проходить магнітний потік, що дорівнює потоку стержня. Даний тип магнітопроводу набув переважного застосування.

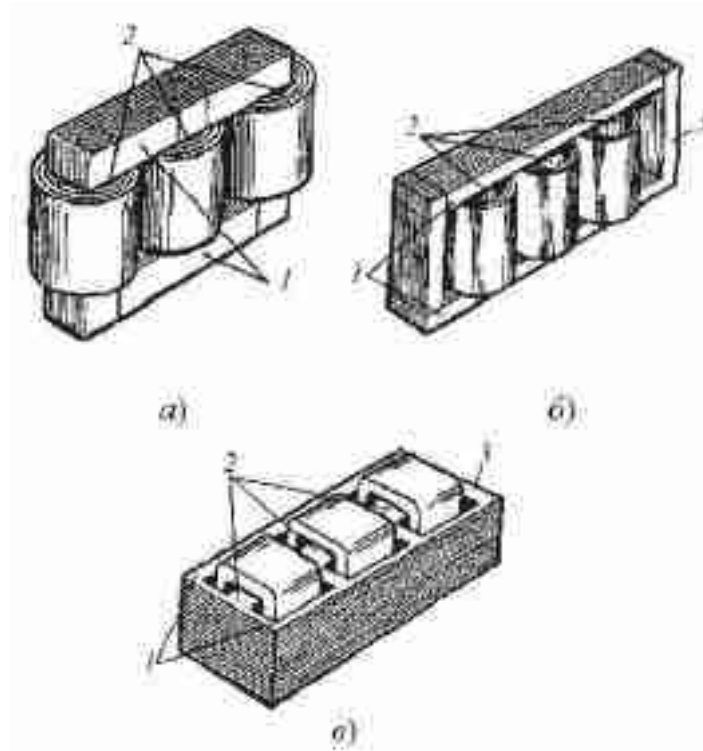


Рисунок 3.10 – Магнітопроводи силових трифазних трансформаторів:

*а* – стержневий; *б* – бронестержневий; *в* – броньований;

*1* – торцеве ядро; *2* – стержень; *3* – бічне ядро

У силових трансформаторах потужністю 100 *MVA* і більше, застосовують бронестержневий магнітопровід (рис. 3.10 *б*). Для нього характерним є те, що тільки два стержні з трьох мають бічні ядра і потік ядра менший потоку стержня у  $\sqrt{3}$  раз. Тому у бронестержневому магнітопроводі порівняно зі стержневим висота торцевих ярем менша у  $\sqrt{3}$  раз, внаслідок чого габарити трансформатора в цілому істотно зменшується.

Броньовий тип магнітопроводу (рис. 3.10 *в*) характеризується тим, що обидва кінці кожного стержня з'єднуються не менш ніж двома бічними ядрами.

При цьому по ярму проходить магнітний потік, що дорівнює половині потоку стержня, тому переріз ярма менший перерізу стержня у два рази.

У силових трансформаторах середньої і великої потужності найбільш широке застосування одержала плоска стержньова шихтована конструкція магнітопроводу. Поперечний переріз стержнів такого магнітопроводу як правило має вигляд симетричної східчастої фігури, вписаної у коло (рис. 3.11). Це пов'язано з тим, що обмотки силових трансформаторів звичайно мають циліндричну форму і переріз стержнів прагнуть наблизити до кола. У сучасних трансформаторах потужністю 25000–80000 кВА число ступенів у перерізі стержня коливається від 5 до 16. При цьому коефіцієнт заповнення кола становить 0,89–0,92. Для зменшення втрат і струму холостого ходу загальний переріз ярма вибирають на 2–5 % більшим перерізу стержня.

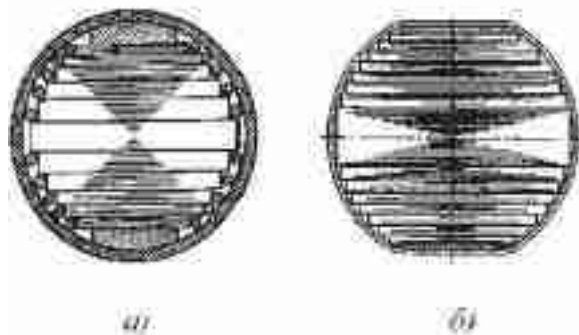


Рисунок 3.11 – Форма перерізів стержнів:

*а* – трансформаторів малої і середньої потужності;

*б* – трансформаторів великої потужності

Обмотки є найважливішим елементом трансформатора. Термін служби трансформатора завжди визначається строком служби його обмоток. За розташуванням на стержні обмотки підрозділяють на концентричні (рис. 3.12 *а*) та почергові (рис. 3.12 *б*). Основним елементом кожної обмотки є виток, що складається з одного або кількох паралельних провідників. Сукупність витків утворює котушку. Обмотка може складатися з однієї або кількох котушок. Витки, намотані впритул на циліндричній поверхні, утворюють шар.

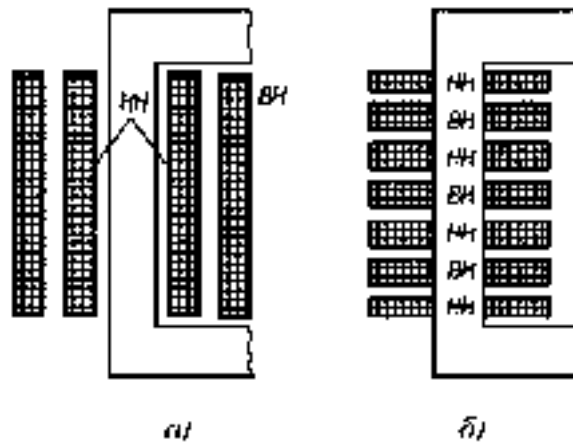


Рисунок 3.12 – Конструкція обмоток:

*а* – концентричні; *б* – почергові

За конструктивно-технологічними ознаками обмотки підрозділяють на такі основні типи.

1. *Циліндричні одно- і багатошарові обмотки.*

*а) одно- і двошарові циліндричні обмотки з прямокутного проводу* (рис. 3.13 *а, б*) застосовують як обмотки НН при номінальних струмах до 800 А. Витки кожного шару намотують по гвинтовій лінії впритул один до одного; виток може мати до 456 паралельних проводів, що вкладають плазом або на ребро. Такі обмотки прості у виробництві, однак недостатньо стійкі до впливу осьових сил короткого замикання, оскільки мають невеликий радіальний розмір шару;

*б) багатошарові циліндричні обмотки* виконують із проводів круглого перерізу й застосовують в основному як обмотки ВН (до 35 кВ). Перший шар обмотки намотують на паперово-бакелітовий циліндр, між шарами прокладають ізоляцію з кабельного паперу (рис. 13 *б*). Для збільшення поверхні охолодження обмотку виконують із двох котушок, розділених вертикальним каналом. Регульовальні відгалуження часто виконують шляхом виводу петлі проводу без його розриву (рис. 3.13 *б*). Обмотки цього типу отримали широке розповсюдження для напруги 110 кВ і вище. При великих струмах обмотку намотують з транспонованого проводу;

в) *котушечні багат шарові циліндричні обмотки* розділені по висоті на окремі багат шарові котушки, намотані з круглого проводу. Між котушками встановлюють шайби або горизонтальні прокладки, що утворюють охолоджуючі канали (рис. 3.13 в). Котушки намотують на паперово-бакелітовий циліндр з рейками з електрокартону, що утворюють вертикальні охолоджуючі канали;

г) *листові (шинні) обмотки* є різновидом циліндричних шарових обмоток (рис. 3.13 з). Вони широко використовуються як обмотки НН спеціальних трансформаторів із великими вторинними струмами. Обмотки виконують з числом витків 1 або 2.

2. *Безперервні котушечні обмотки* складаються з послідовно з'єднаних дискових катушок, намотаних по спіралі безперервно, тобто без обриву проводу між окремими котушками (рис. 3.13 д). Ці обмотки використовуються як обмотки ВН і НН через їх велику механічну міцність і надійність.

Між котушками виконують канали для охолодження. При виконанні обмотки з двох (і більше) паралельних провідників проводи при переході з катушки в катушку змінюють місцями, виконуючи транспозицію. У тих випадках, коли важко виконати обмотку неперервною, застосовується дискова обмотка, що збирається з комплекту окремо намотаних подвійних катушок.

3. *Гвинтові одно- і багатходові обмотки* виконують з кількох паралельних прямокутних проводів (рис. 3.13 е). Витки обмотки вкладають за гвинтовою лінією, що має один або кілька ходів. Кожен хід може мати від 4 до 20 паралельних проводів, намотаних плазом. Між витками і паралельними вітками (ходами) виконують мастильні канали.

Завдяки тому, що паралельні проводи гвинтової обмотки, розташовані концентрично, знаходяться на різній відстані від осі обмотки, то вони мають різну довжину. Це приводить до розбіжності активних та індуктивних опорів проводів. Для рівномірного розподілу струму між паралельними проводами і зменшення додаткових втрат гвинтові обмотки виконують транспозицією проводів, що утворюють один виток.



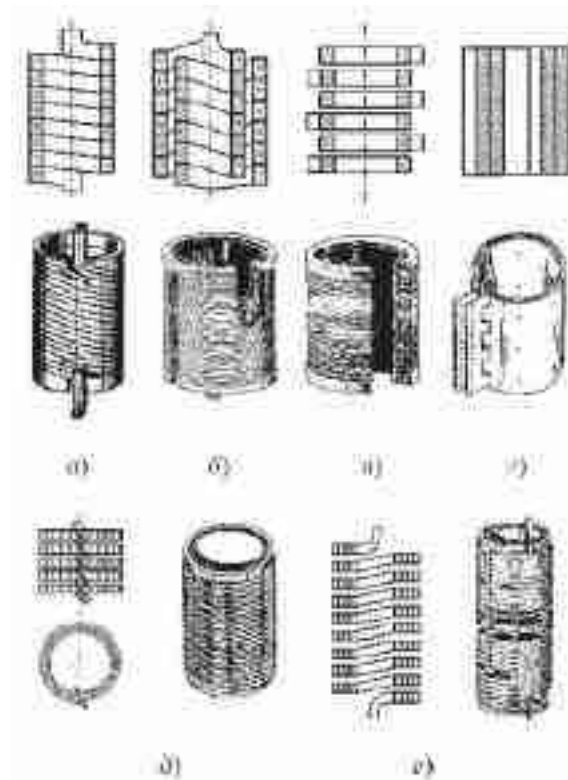


Рисунок 3.13 – Обмотки трифазних трансформаторів

Гвинтові обмотки застосовують як обмотки НН при струмі більше 300 А, вони можуть мати від 4 і більше паралельних проводів. Обмотки мають значну опорну поверхню і достатню електродинамічну стійкість.

4. *Обмотки з фольги (стрічки).* В останні роки для виготовлення обмоток замість дроту використовується алюмінієва фольга. Такі обмотки мають певні переваги порівняно з обмотками із проводу: кращі масогабаритні показники та охолодження, менші осьові зусилля при короткому замиканні, стійкість до імпульсних перенапруг.

У масляних трансформаторах обмотки, виводи, регулятори напруги і з'єднуючі їх проводи розміщені у баку з мастилом. Вводи (прохідні ізолятори) мають дві частини: нижню, що знаходиться у мастилі бака, і верхню, повітряну, що знаходиться поза баком (рис. 3.14). Таким чином, розрізняють внутрішню (у мастилі) і зовнішню (у повітрі) ізоляцію трансформаторів.

До зовнішньої ізоляції відносяться зовнішня ізоляція вводів, повітряні проміжки між вводами і від ввідів до заземлених частин. Вводи являють собою

фарфорові прохідні ізолятори, через внутрішню порожнину яких проходить струмоведучий стержень. Всередині бака ввід зв'язаний відводом з обмоткою, зовні – підключений до електричної мережі.

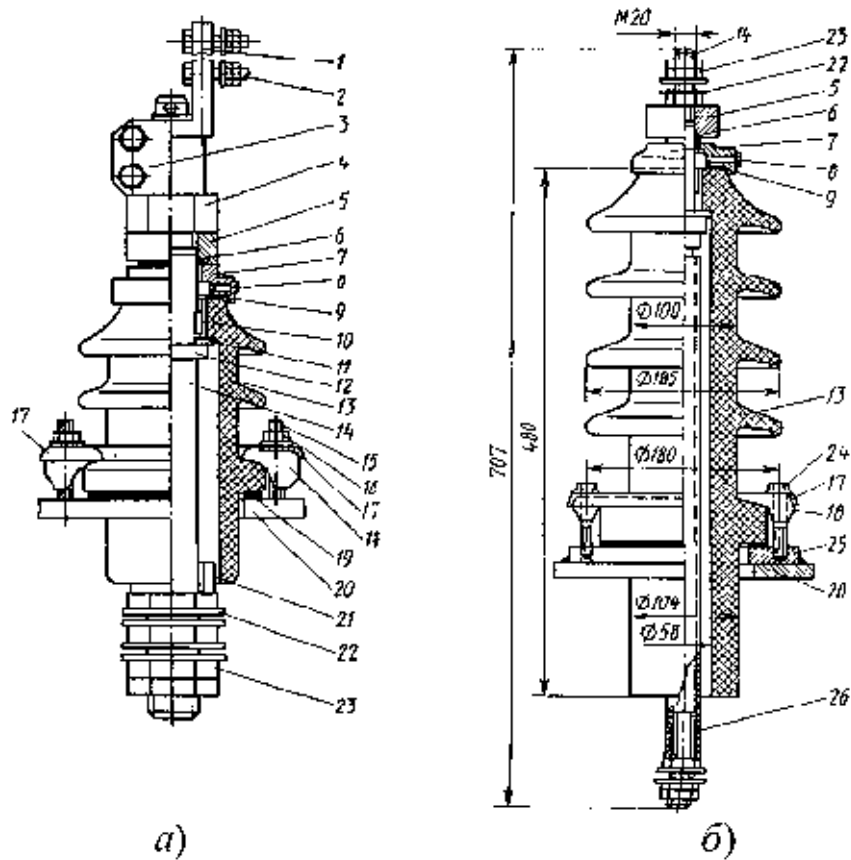


Рисунок 3.14 – З'ємні вводи трансформаторів:

*a* – на струм 3000 А і напругу 6–10 кВ:

1 – мідний башмак; 2, 3 – болти; 4 – гайка; 5 – втулка; 6 – гумове кільце;  
 7 – ковпак; 8 – гвинт; 9 – гумове ущільнення; 10 – виступ стержня;  
 11, 19 – шайба з електрокартону; 12 – бортик стержня; 13 – ізолятор;  
 14 – стержень; 15 – шпилька; 16 – гайка; 17 – фланець; 18 – притискний кулачок; 20 – кришка бака; 21 – втулка гетинаксова; 22 – шайба; 23 – гайка;

*б*) на струм 250 А і напругу 35 кВ:

25 – установочний фланець; 26 – паперово-бакелітова трубка

Зовнішня конфігурація і розміри ввідів залежать від класу напруги, роду встановлення трансформатора і сили струму. Вводи (ізолятори) для зовнішнього

встановлення мають зонтоподібні ребра для того, щоб при дощу частина поверхні фарфору залишалася сухою. Нижній поверхні зонтоподібного ребра надається така форма, при якій краплі води не можуть на ній утримуватися (рис. 3.14). При такій конструкції збільшується шлях поверхневого розряду і електрична міцність вводу.

Вводи на напругу 110 кВ і вище підрозділяють на мастило-бар'єрні і паперово-мастильні. У мастило-бар'єрних основна ізоляція – трансформаторне мастило, розділене на шари паперово-бакелітовими циліндрами зі зрівняльними обкладками із алюмінієвої фольги. У паперово-мастильних вводах основна ізоляція – кабельний папір, щільно намотаний на мідну (або латунну) трубу. Папір просочений трансформаторним мастилом і розділений на шари зрівняльними обкладками з фольги. Вводи заповнюються дегазованим трансформаторним мастилом, ізольованою від мастила бака і атмосферного повітря (герметизовані вводи).

Для контролю за роботою трансформатора передбачені контрольно-вимірювальні та захисні прилади. До контрольно-вимірювальних приладів відносяться мастиловказівник та термометри, а до захисних – реле зниження рівня мастила та газове реле. Мастиловказівник встановлюють на розширювачі, а термометр – на кришці баку.

На потужних трансформаторах застосовуються системи моніторингу технічного стану, що призначені для безперервного контролю та аналізу їх технічного стану. Вони дають можливість аналізувати параметри стану основних підсистем трансформатора, формувати комплексний висновок про стан трансформатора на основі контролю технічного стану мастилонаповнених вводів, зміни геометрії обмоток, стану РПН, температурних режимів роботи, вологості та газовмісту мастила; реєстрації перенапруг і імпульсних струмових впливів на обмотки трансформатора тощо. Застосування таких систем дозволяє істотно підвищити надійність роботи сучасних силових трансформаторів, особливістю яких є високі питомі електромагнітні, теплові та механічні навантаження.

### 3.3 Схеми і групи з'єднання обмоток трансформаторів та автотрансформаторів

Початки виводів обмоток однофазних трансформаторів позначаються літерами  $A, a$ , а кінці –  $X, x$ . Великі літери відносяться до обмоток ВН, а малі – до обмоток НН.

Початки й кінці виводів обмоток трифазних трансформаторів, відповідно, позначають  $A, B, C, X, Y, Z$  для обмоток ВН та  $a, b, c, x, y, z$  – для обмоток НН. Якщо трансформатор має обмотку СН то застосовуються позначення  $A_m, X_m$  для однофазних трансформаторів і  $A_m, B_m, C_m, X_m, Y_m, Z_m$  для трифазних. Виводи нульової точки позначають, відповідно,  $O, O_m$  та  $o$ .

У трифазних трансформаторах або в групах із трьох однофазних трансформаторів обмотки можуть бути з'єднані за схемами зірка –  $Y$ , трикутник –  $\Delta$  і зигзаг –  $Z$  (рис. 3.15).

Обмотки трифазних трансформаторів у більшості випадків з'єднують за схемою  $Y$  або  $\Delta$ . У симетричному режимі роботи трансформатора при з'єднанні обмоток за схемою  $Y$  лінійна напруга у  $\sqrt{3}$  більша за фазну:  $U_{\text{л}} = \sqrt{3}U_{\text{ф}}$ , а лінійний струм дорівнює фазному:  $I_{\text{л}} = I_{\text{ф}}$ . При з'єднанні за схемою  $\Delta$ , відповідно –  $U_{\text{л}} = U_{\text{ф}}$ ,  $I_{\text{л}} = \sqrt{3}I_{\text{ф}}$ .

На сьогодні в Україні знаходяться в експлуатації силові трифазні двохобмоткові трансформатори загального призначення з такими схемами з'єднання обмоток:

$$Y/Y-0, Y/\Delta, Y-0/\Delta, Y/Z-0, \Delta/Y-0 \text{ і } \Delta/\Delta.$$

Застосування того чи іншого з'єднання обмоток трансформатора залежить від ряду причин. Так, в мережах 110 кВ і вище як правило застосовують трансформатори із схемою з'єднання обмоток  $Y-0/\Delta$ . Це пов'язано з тим, що при заземленні нульової точки напруга виводів ВН трансформатора і проводів лінії передачі відносно землі буде в  $\sqrt{3}$  раз менша лінійної, що приводить до зниження вартості ізоляції і полегшує боротьбу з перенапругами. З точки зору впливу

вищих гармонік і роботи трансформатора при несиметричних навантаженнях доцільнішим є застосування з'єднання  $\Delta/Y-0$ , там, де не потрібен вивід нульової точки зі сторони НН, – з'єднання  $Y/\Delta$ . З аналогічною метою у трансформаторах до 250 кВА використовується з'єднання  $Y/Z$  замість  $Y/Y-0$ , хоча у цьому випадку витрата міді збільшується.

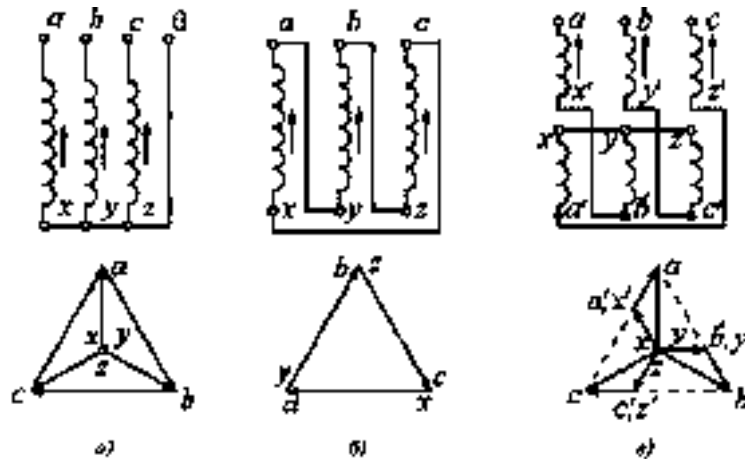


Рисунок 3.15 – Схеми з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і відповідні векторні діаграми ЕРС обмоток:

$a$  – зірка;  $b$  – трикутник;  $в$  – зигзаг

Трифазні автотрансформатори мають схеми з'єднання обмоток такі самі, що і трифазні трансформатори. Найбільш розповсюджена схема з'єднання їх обмоток – це зірка (рис. 3.16  $a$ ), в якій трикутники первинних і вторинних лінійних напруг паралельні один одному, тобто не мають фазового зсуву.

При з'єднанні обмоток трифазних автотрансформаторів трикутником, трикутники первинних і вторинних лінійних напруг мають зсув за фазою, що дорівнює

$$\alpha = \arctg \left( \sqrt{3} \frac{\kappa - 1}{3 - \kappa} \right), \quad (14)$$

де  $\kappa$  – коефіцієнт,  $\kappa = 1 + \frac{U_{A-a}}{U_{a-X}}$ .

При такому з'єднанні обмоток лінійний коефіцієнт трансформації автотрансформатора знаходиться у межах  $1 \leq k_{m.l} \leq 2$ .

Група з'єднання обмоток трансформатора – це кутове зміщення векторів лінійних ЕРС обмоток СН і НН відносно лінійних векторів відповідних ЕРС обмотки ВН. Зміщення фаз лежить у межах від 0 до  $360^\circ$ , а кратність зсуву складає  $30^\circ$ , тому групи з'єднання обмоток позначається числом від 1 до 12. Кожна одиниця відповідає куту зсуву на  $30^\circ$  вектора лінійної ЕРС обмотки НН відносно вектора лінійної ЕРС обмотки ВН у напрямку руху стрілки годинника. Для однофазних трансформаторів прийнята за стандартну 12 (0) група. Її прийнято називати нульовою і позначати I/I-0.

В Україні трифазні силові трансформатори загального призначення випускаються лише двох груп: нульової та одинадцятої. Це полегшує включення їх на паралельну роботу.

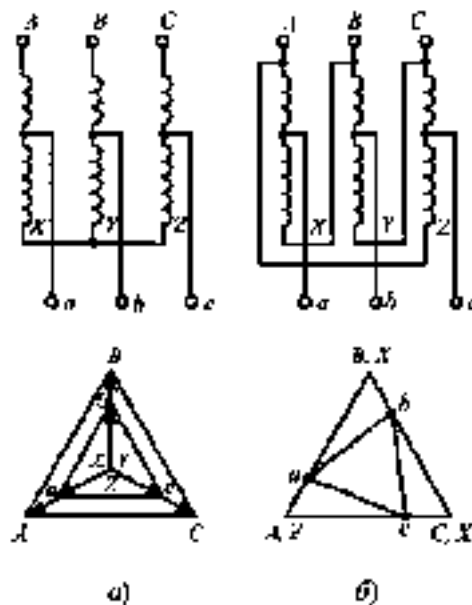


Рисунок 3.16 – Схеми з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і відповідні векторні діаграми ЕРС обмоток:

*a* – зірка; *б* – трикутник

Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних дво-, триобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів наведені у табл. 2–5.

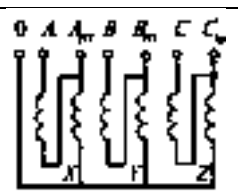
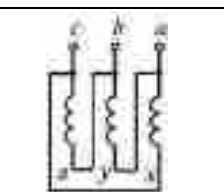
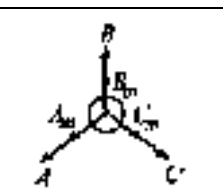
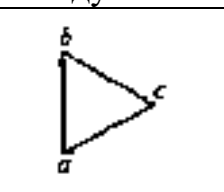
Таблиця 3.2 – Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних двообмоткових трансформаторів

| Схема з'єднання обмоток |    | Діаграма векторів напруги холостого ходу |    | Умовне позначення |
|-------------------------|----|------------------------------------------|----|-------------------|
| ВН                      | НН | ВН                                       | НН |                   |
|                         |    |                                          |    | $Y/Y - 0$         |
|                         |    |                                          |    | $Y_N/Y - 0$       |
|                         |    |                                          |    | $Y/\Delta - 11$   |
|                         |    |                                          |    | $Y_N/\Delta - 11$ |

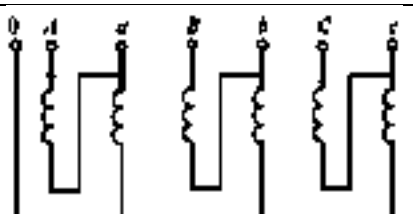
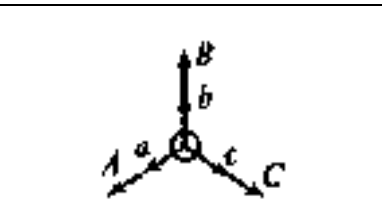
Таблиця 3.3 – Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних триобмоткових трансформаторів

| Схема з'єднання обмоток |    |    | Діаграма векторів напруги холостого ходу |                     |    | Умовне позначення           |
|-------------------------|----|----|------------------------------------------|---------------------|----|-----------------------------|
| ВН                      | СН | НН | ВН                                       | СН                  | НН |                             |
|                         |    |    |                                          | $\Delta/Y_N - 11$   |    | $Y/Y_N/Y - 0-11$            |
|                         |    |    |                                          | $\Delta/\Delta - 0$ |    | $Y_N/Y_N/\Delta - 0-11$     |
|                         |    |    |                                          | $Y_N/\Delta - 11$   |    | $Y_N/\Delta/\Delta - 11-11$ |

Таблиця 3.4 – Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних триобмоткових автотрансформаторів

| Схема з'єднання обмоток                                                           |                                                                                   | Діаграма векторів напруги холостого ходу                                          |                                                                                    | Умовне позначення |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
|  |  |  |  | Yн авто/Δ – 0-11  |

Таблиця 3.5 – Схема і група з'єднання обмоток трифазних двообмоткових автотрансформаторів

| Схема з'єднання обмоток                                                           | Діаграма векторів напруги холостого ходу                                           | Умовне позначення |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| ВН і НН                                                                           | ВН і НН                                                                            |                   |
|  |  | Yн авто           |



## ЛЕКЦІЯ 4

### ГЕНЕРАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

#### План

- 4.1 Синхронні генератори
- 4.2 Конструктивні особливості та схеми охолодження турбо- та гідрогенераторів
- 4.3 Системи збудження генераторів

#### 4.1 Синхронні генератори

Основними елементами електростанцій є турбо- або гідроагрегати, складовими частинами яких служать турбіни (парові, газові або гідравлічні) і електричні синхронні генератори (СГ).

На сучасних електростанціях використовуються трифазні синхронні генератори змінного струму частотою  $f = 50 \text{ Гц}$ , які призначені для перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію. Для роботи вони з'єднуються безпосередньо з первинними двигунами електростанцій: паровими, газовими та гідравлічними турбінами. У першому випадку їх називають турбогенераторами, а у другому – гідрогенераторами.

Турбогенератори мають найкращі ТЕР у випадку високої частоти обертання турбін. Парові та газові турбіни випускають на великі частоти обертання. На теплових електростанціях, де спалюють звичайне паливо, частота обертання агрегатів становить, як правило,  $3000 \text{ об/хв}$ , на АЕС –  $1500\text{--}3000 \text{ об/хв}$ .

Між швидкістю обертання ротора СГ і частотою струму в мережі існує зв'язок:

$$n = 60 f / p \quad (4.1)$$

де  $p$  – кількість пар полюсів (СГ на ТЕС мають два полюси  $p = 1$ ).

Ротор турбогенератора має горизонтальне розміщення і виготовляється масивним із суцільної сталевий поковки. Для роторів турбогенераторів великої

потужності використовують хромонікелеву або хромонікелевомолібденову сталь.

За умовами механічної міцності діаметр ротора при швидкості обертання 3000 об/хв не перевищує 1,2–1,25 м. Активна довжина ротора для забезпечення необхідної механічної жорсткості не повинна перевищувати 6,5 м. На рис. 1 наведений загальний вигляд, а на рис. 2 – поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора.

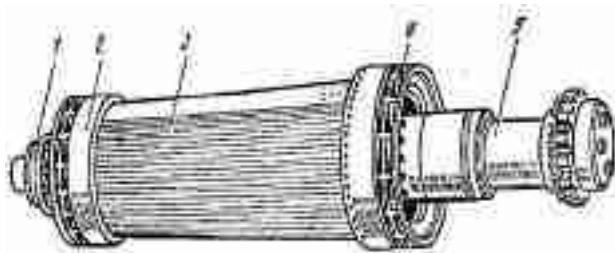


Рисунок 4.1 – Загальний вигляд ротора турбогенератора:  
1 – контактні кільця; 2 – кільцеві бандажі;  
3 – ротор; 4 – вентилятор; 5 – вал

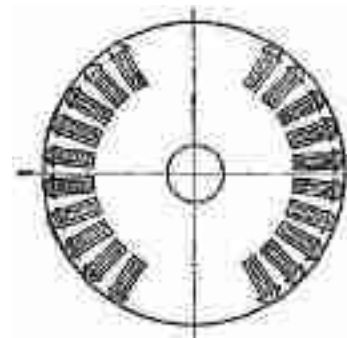


Рисунок 4.2 – Поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора

Статор ТГ складається з корпусу (статора) та осердя (ротора). Корпус виготовляється зварним, закритим з торців з ущільненнями в місцях дотику з іншими частинами. Осердя статора набирається з ізованих листків електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. Листи набирають пакетами, між якими залишають вентиляційні канали.

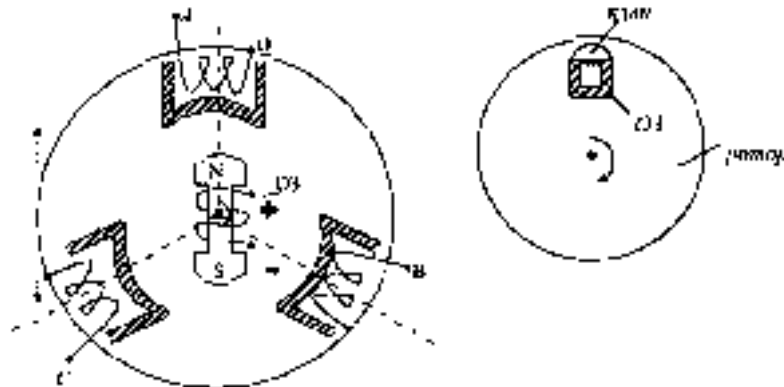


Рисунок 4.3 – Конструкція синхронного генератора

У найбільш розповсюджених конструкціях на нерухомому статорі розміщується трифазна обмотка змінного струму. Ця обмотка закладається в пази статора, набраного із пластин електротехнічної сталі.

На зовнішній поверхні ротора фрезерують пази прямокутної форми. У пазах ротора знаходиться обмотка збудження (ОЗ), яка живиться постійним струмом від системи збудження. Обмотка в пазах закріплюється за допомогою легких дюралюмінієвих дротів. Лобова частина обмотки захищена від зміщення бандажем. Передача постійного струму на ОЗ, що обертається, здійснюється за допомогою кілець і щіток (рис. 4.4). Конструкція ротора може бути *неявнополюсною* ( $p = 1-2$ ) і *явнополюсною* ( $p > 2$ ). Швидкохідні машини є неявнополюсними. Ротор швидкохідних ТГ (і СД) має вигляд цільнокованного циліндра зі сталі високої міцності. У бочці ротора вздовж циліндра профрезеровані пази, в яких закладена ОЗ із профільованої міді. Витки ізолюються один від одного мікалентою. Від сталі ротора ОЗ ізолюється міканітовими пластинами. Для утримання від відцентрових сил ОЗ укріплюється в пазах немагнітними металевими клинами. Лобові частини обмоток укріплюються за допомогою масивних бандажів із високоміцної немагнітної сталі. Діаметр ротора не перевищує 1250 мм. Обмеження розмірів ротора (рис. 4.4) обумовлено неприпустимістю прогину ротора і боротьбою з механічним резонансом (власна частота коливань наближається до вимушеної). Для виключення прогину ротора при відключеному СГ використовується вало-поворот.

З обох сторін ротора на його валу встановлюються вентилятори, що забезпечують циркуляцію охолоджуючого газу у машині. В осьовому напрямку по всій довжині ротора висвердлюють центральний отвір, який служить для дослідження матеріалу в центральній частині поковки та для розвантаження поковки від небезпечних внутрішніх напружень.

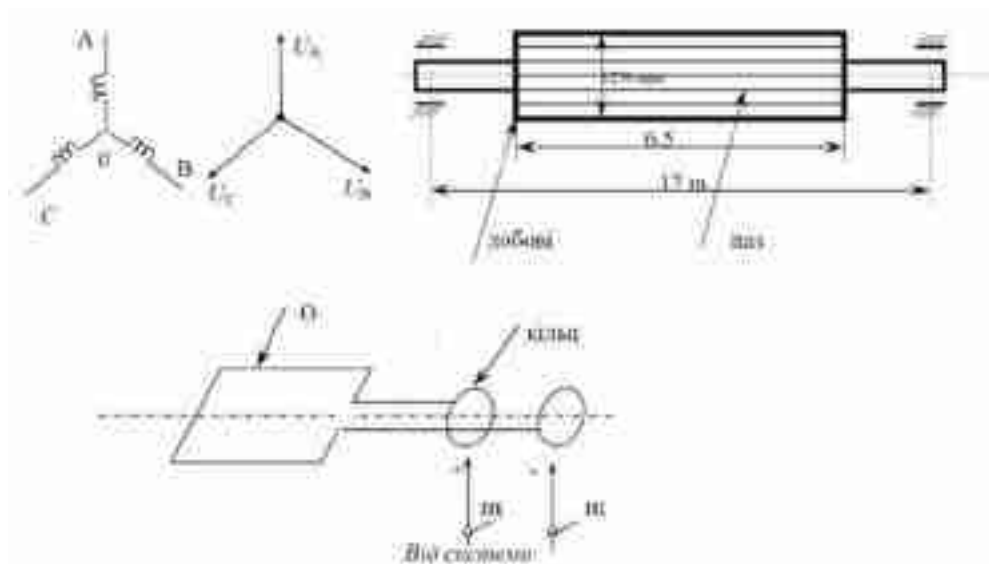


Рисунок 4.4 – Конструкція неявнополюсного ротора та системи збудження

У машинах з великим діаметром ротора осердям служить обід, що збирається на шпичах, котрі закріплюються на втулці ротора. Полюси, як і обід, роблять набірними із сталевих листів і монтують на ободі ротора за допомогою Т-подібних виступів, на полюсах окрім ОЗ розташована демпферна обмотка, яку набирають з мідних стержнів, що закладаються в пази на полюсних наконечниках і замикаються з торців ротора кільцями. Ця обмотка призначена для заспокоєння коливань ротора, котрі виникають при всякому збуренні, що пов'язане з різкою зміною навантаження генератора.

Відповідно до стандарту введена стандартна шкала номінальних потужностей турбогенераторів:

2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200 *МВт*.

Гідровлічні турбіни мають відносно низьку частоту обертання. Гідрогенератори ГЕС належать до тихохідних машин і виконуються з явно полюсними роторами і переважно з вертикальним розташуванням валу. На ГЕС частота обертання агрегатів становить, як правило від 50 до 750 *об/хв*. Діаметри роторів потужних ГГ досягають 14–16 м, а діаметри статорів 20–22 м.

Найбільшого розповсюдження набули вертикальні гідрогенератори підвісного типу, вертикальні гідрогенератори парасольного типу та горизонтальні гідрогенератори капсульного типу.

У вертикальних гідрогенераторах підвісного типу (рис. 4.5 *а*) підп'ятник розміщений над ротором у верхній частині агрегату на верхній хрестовині і весь агрегат «підвішений» до цієї хрестовини та до підп'ятника.

У гідрогенераторах парасольного типу підп'ятник розміщений на нижній хрестовині (рис. 4.5 *б*) або на кришці турбіни і генератор у вигляді «парасолі» знаходиться над підп'ятником.

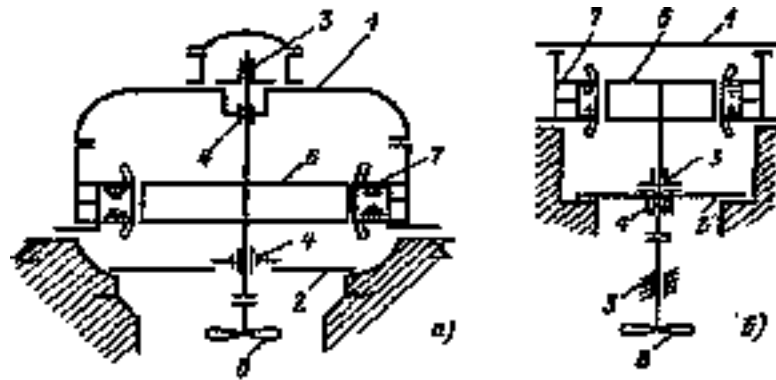


Рисунок 4.5 – Підвісні (*а*) і парасольного типу (*б*) виконання гідрогенератора:

1, 2 – верхня та нижня хрестовини; 3 – підп'ятник; 4 – направляючі підшипники; 5 – направляючий підшипник турбіни; 6 – ротор; 7 – статор;  
8 – турбіна

Гідрогенератори капсульного типу – малогабаритні герметичні генератори, що працюють безпосередньо у потоці води (рис. 4.6). Їх використовують на низьконапірних руслових або припливних гідроелектростанціях.

Статор ГГ має принципово таку саму конструкцію як і статор ТГ, але на відміну від останнього виконується роз'ємним. Він поділяється по колу на 6 рівних частин, що полегшує його транспортування та монтаж.

Останнім часом застосовують капсульні ГГ з явнополюсним ротором.

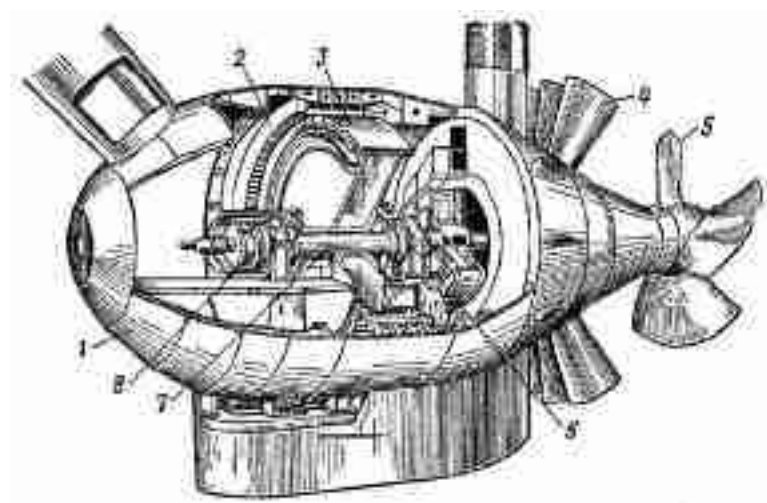


Рисунок 4.6 – Генератор капсульного типу:

1 – капсула; 2, 3 – статор і ротор; 4 – направляючий апарат турбіни; 5 – турбіна;  
6, 8 – підшипники; 7 – вал

Гідрогенератори, СК, тихохідні СД мають ротор з явновираженими полюсами. ОЗ виконуються у вигляді котушок прямокутного перерізу, що розміщені на осерді полюсів і утримувані від відцентрових сил полюсними наконечниками. Явнополюсні машини тихохідні:  $n = 60\text{--}600 \text{ об/хв}$ . Розміщення в основному вертикальне (рис. 7). Діаметр ротора досягає 16 м.

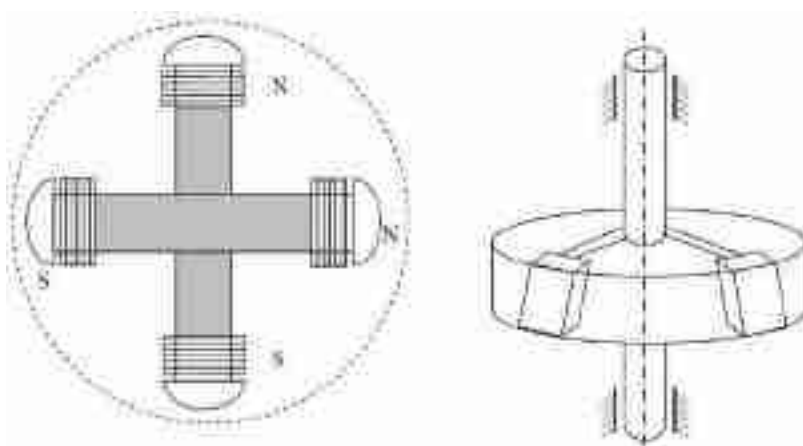


Рисунок 4.7 – Приклад реалізації явнополюсного ротора

Також можуть застосовуватись дизель-генератори. Дизель як поршнева машина має нерівномірний крутний момент тому ДГ оснащений маховиком і його ротор виконується з підвищеним маховим моментом.

*Основні номінальні параметри генераторів:*

- а) номінальна напруга  $U_n$  (лінійна напруга статорної обмотки),  $B$ ;
- б) номінальний струм статора  $I_n$  (струм, протягом якого генератор може працювати тривалий час за номінальних параметрів охолодження),  $A$ ;
- в) номінальна повна потужність (потужність, тривалу роботу якої для генератора визначено заводом-виробником,  $kVA$

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_n ; \quad (4.2)$$

- г) номінальна активна потужність (потужність, за якої він призначений для роботи у комплекті з турбіною,  $kW$

$$P_n = \sqrt{3} U_n I_n \cos \varphi , \quad (4.3)$$

- д) номінальний струм ротора  $I_{np}$  (максимальний струм збудження генератора, за якого генератор віддає у мережу номінальну потужність у разі відхилення напруги статора на  $\pm 5\%$  від номінального значення і номінального коефіцієнта потужності); номінальний коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$  (для генераторів до  $125\text{ MVA}$   $\cos \varphi = 0,8$ , для турбогенераторів до  $588\text{ MVA}$  і гідрогенераторів до  $360\text{ MVA}$   $\cos \varphi = 0,85$ , для потужніших генераторів  $\cos \varphi = 0,9$ ),  $A$ ;

- е) номінальний ККД (визначається для кожного генератора за відношенням номінального навантаження до номінального коефіцієнта потужності і становить  $96,6\text{--}98,75\%$ ).

Крім основних параметрів СГ вказується також: тип генератора; кількість фаз; схема з'єднання обмоток статора («зірка»  $\Lambda$  або «трикутник»  $\Delta$ ); номінальна частота струму  $f$ ,  $Гц$ ; номінальна частота обертання  $n_n$ ,  $об/хв$ ; напруга збудження  $U_f$ ,  $B$ ; струм збудження  $I_f$ ,  $A$ ; класи ізоляції обмоток статора і ротора, тиск охолоджуючого середовища.

## 4.2 Конструктивні особливості та схеми охолодження

### турбо- та гідрогенераторів

Під час роботи у генераторах виникають втрати енергії, що викликають нагрівання його елементів. Хоча ККД генераторів високий і втрати складають усього 1,5–2 %, абсолютні втрати досягають 10 *MВт* у машині 800 *MВт*, що призводить до значного підвищення температури активної сталі, міді і ізоляції. При цьому граничне нагрівання лімітується ізоляцією обмоток.

Допустима температура нагріву обмоток залежить від застосовуваних ізоляційних матеріалів і температури охолоджуючого середовища. Для ізоляції на асфальтобітумних лаках (клас В) допустима температура обмоток статора – 105 °С, ротора – 130 °С. Перевищення допустимої температури – головна причина старіння ізоляції.

Для синхронних машин граничної потужності, якими є гідро- і турбогенератори, важливою проблемою є їх охолодження. Використання інтенсивних способів охолодження дало можливість виготовити турбогенератори потужністю 800–1200 *MВт*, які практично мають такі ж габаритні розміри, як і турбогенератори потужністю 100 *MВт*, що виготовлялися 60 років тому.

Розрізняють *системи штучного охолодження*:

- поверхневе або непряме;
- безпосереднє.

Як середовище, що охолоджує, в генераторах застосовуються гази (повітря і водень) і рідини (вода і мастило).

*Непрямі системи охолодження.* При поверхневому або непрямому охолодженні газ, що охолоджує, подається за допомогою вбудованого або зовнішнього вентилятора всередину машини і проганяється через її повітряний проміжок і систему вентиляційних каналів. При цьому газ не стикається з провідниками обмоток, і тепло від них передається газу, що охолоджує, через ізоляцію обмоток, пазову ізоляцію і сталь зубців, тобто через значний «тепловий бар'єр».



Непрямі системи охолодження можуть бути повітряними і водневими.

Повітряні системи охолодження можуть бути проточними та замкнутими.

При проточному охолодженні повітря забирається ззовні через очисні фільтри, проганяється через машину і викидається назовні. Воно застосовується для генераторів невеликої потужності (ТГ – до 2 МВА, ГГ – до 4 МВА), оскільки з повітрям в машину надходить пил, незважаючи на фільтри.

Для великих генераторів застосовують замкнуту систему охолодження, коли один і той самий об'єм повітря циркулює у машині. Нагріте у машині повітря виходить через спеціальний патрубок у камеру гарячого повітря, проходить через повітроохолоджувач (зрошуваний водою) і через камеру холодного повітря повертається до машини.

Для заповнення втрат повітря у результаті витоків передбачена проходження повітря через подвійні масляні фільтри у камері холодного повітря.

*Замкнуті системи охолодження виконуються за двома схемами:*

- *осьові;*
- *багатоструменеві.*

*Осьова схема* передбачає проходження охолоджувача через проміжок між статором і ротором, а також через вентиляційні осьові канали статора. Недоліком є нерівномірність охолодження обмотки на початку і у кінці обмотки по руху повітря.

Ефективність вентиляції підвищується при розподілі потоку повітря, що охолоджує, на декілька струменів.

*Багатоструменева радіальна схема* охолодження передбачає поділ системи вентиляції вертикальними (перпендикулярно валу) площинами по секціях. У кожен секцію повітря надходить з повітряного проміжку або спеціального осьового каналу і проходить через радіальні вентиляційні канали у відповідні камери.

Повітряне охолодження застосовується у турбогенераторах до 12 МВт і гідрогенераторах до 150–160 МВт.

Більші генератори і синхронні компенсатори економічно вигідніше забезпечувати *водневим охолодженням*.

Водневі системи охолодження забезпечують краще відведення тепла, оскільки водень має в 7 разів більшу теплопровідність і в 1,44 разу більший коефіцієнт тепловіддачі з поверхні. Це дозволяє збільшити потужність ТГ на 15–20 %, або зберегти при такій самій потужності на 15–30 % активні матеріали. Ще більше підвищується ефективність охолодження при підвищенні тиску водню.

За рахунок водневого охолодження також є переваги:

- знижуються втрати на тертя ротора;
- довговічнішою стає ізоляція, оскільки у середовищі водню не утворюється озону, що її руйнує);
- менше вірогідність пожежі, оскільки водень не підтримує горіння.

Разом з цим водневе охолодження створює труднощі:

- щоб уникнути утворення вибухонебезпечної суміші з повітрям потрібна надійна ізоляція вентиляційної системи і підтримка підвищеного тиску;
- корпус генератора має бути міцнішим (більше витрати металу і вище якість зварювання);
- вартість вища на 40 %, але ця додаткова вартість окупається за 2–3 роки.

Джерелом водню на ТЕС є установки електролізу води. Рідше водень доставляють у балонах.

Для гідрогенераторів водневе охолодження не застосовується, оскільки великі розміри не дозволяють створити надійну ізоляцію вентиляційної системи від навколишнього повітря.

*Безпосереднє (форсоване) охолодження.*

Подальше підвищення потужності турбогенераторів виявилось можливим при переході на систему безпосереднього охолодження. У них середовище, що охолоджує, безпосередньо стикається з міддю обмоток. У безпосередніх системах охолодження як охолоджуюче середовище використовують водень, воду (рідше мастило).

Безпосереднє охолодження турбогенераторів виконується за чотирма схемами:

1. Непряме охолодження статора і безпосереднє охолодження ротора воднем (генератори ТВФ). Непряме охолодження обмотки і сталі статора здійснюється за багатоструменевою радіальною схемою. Циркуляція водню здійснюється вентиляторами на валу машини. Обмотка ротора охолоджується за схемою самовентиляції : газ (водень) забирається з проміжку між статором і ротором через отвори в пазових клинах з наступним викидом нагрітого газу назад у проміжок. Обмотка виконана з суцільних провідників прямокутного перерізу з косими вирізами в бічних поверхнях, що утворюють вентиляційні канали.

2. Безпосереднє охолодження статора і ротора воднем (генератори ТГВ). Циркуляція водню забезпечується компресором, встановленим з боку контактних кілець. Обмотка статора охолоджується за аксіальною (осьовою) схемою. Оскільки в пази статора укладається велике число провідників малого перерізу, утруднюється виконання вентиляційних каналів (вирізів) достатнього перерізу. Тому водень пропускають по спеціальних трубках з немагнітної сталі, прокладених в пазах.

Обмотка ротора охолоджується за аксіальною схемою або за схемою самовентиляції. У разі аксіального охолодження обмотку ротора виконують з провідників П-подібного перерізу, що утворюють канали, в які газ подається з обох боків.

Сталь статора охолоджується за радіальною схемою через вентиляційні канали у шихтованій серцевині.

3. Безпосереднє рідинне охолодження статора і безпосереднє водневе охолодження ротора. Як рідина, що охолоджує, застосовують масло і воду. Головна перевага мастила у його високих ізолюючих властивостях, тому мастило дозволяє використовувати дешеву паперову ізоляцію. У той самий час, мастило руйнує ізоляцію обмоток, пожежонебезпечне, в'язкість мастила створює складність його переміщення. Тому в більшості випадків використовують воду (генератори ТВВ). Обмотка статора охолоджується за аксіальною схемою водою.

Для цього обмотка виконується з порожнистих провідників прямокутного перерізу, усередині яких циркулює вода. Сталь статора охолоджується за радіальною схемою воднем. Ротор – за схемою самовентиляції воднем.

4. Безпосереднє рідинне охолодження статора і ротора. Для генераторів ТГВ-500, 1200 *МВт* і гідрогенераторів виконують:

- охолодження статора водою;
- охолодження ротора водою;
- охолодження стали воднем за радіальною схемою.

На ТЕС доцільно використовувати конденсат турбін, включивши систему каналів охолодження генератора у систему циркуляції турбіни.

Для турбогенераторів ТВМ використовується мастило, яке проганяється через осьові канали у сталі статора і порожнисті провідники обмоток спеціальними маслонасосами. Серцевина статора відокремлена від ротора ізоляційним циліндром, який розміщується у проміжку і герметично зафіксована у торцях.

Таблиця 4.1 – Ефективність розглянутих систем охолодження

| Система охолодження                            | Збільшення потужності |
|------------------------------------------------|-----------------------|
| Повітря                                        | 1,0                   |
| Непряма воднева, тиск 0,005 МПа                | 1,25                  |
| Непряма воднева, тиск 0,2 МПа                  | 1,7                   |
| Безпосередня воднева                           | 2,7                   |
| Безпосередня: статор – мастило<br>ротор – вода | 3,6                   |
| Безпосередня водяна                            | 4,0                   |

У турбогенераторах потужністю до 25 *МВт* використовують замкнену систему вентиляції з використанням повітря як охолоджувального середовища.

Для машин більших потужностей повітря замінюють воднем з надлишковим тиском до  $5 \cdot 10^5$  Па. Порівняно з повітрям водень має кращу теплопровідність і в

14 разів меншу густину. Завдяки цьому покращується охолодження машини та зменшуються втрати на вентиляцію.

Водень (повітря) обтікає зовнішню поверхню катушок обмоток і серцевини. Нагрітий газ надходить у теплообмінник, звідки після охолодження повертається у машину. Таку систему охолодження називають замкненою системою побічного охолодження.

Для машин понад 200 МВт замкнена система з побічним водневим охолодженням є недостатньою. Тому використовують безпосереднє охолодження обмоток. Обмотки у даному випадку виготовляють з порожнистих провідників, всередині яких циркулює водень, вода чи трансформаторне мастило (рис. 4.8).

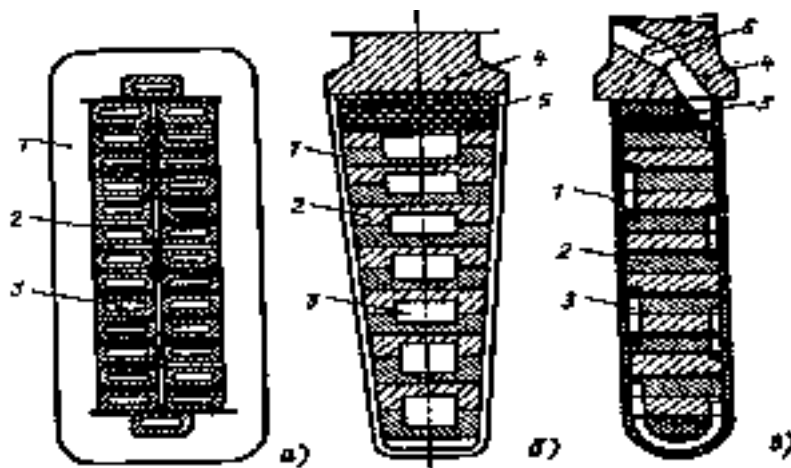


Рисунок 4.8 – Виконання внутрішніх каналів в обмотці статора (а) і ротора (б, в) турбогенераторів із безпосереднім охолодженням:

1 – пазова ізоляція; 2 – провідники; 3 – канали для проходження охолоджуючої речовини; 4 – клин; 5 – ізоляційні прокладки; 6 – канал для забору (викиду) охолоджуючого газу

При безпосередньому водневому охолодженні витки обмотки збудження мають канали (рис. 4.8 б, в), а клини виступають над бочкою ротора та мають отвори, через які водень надходить з повітряного проміжку у канали обмотки і потім попадає у повітряний проміжок. Виткову ізоляцію виготовляють зі склотканини. На дно паза вкладають склотекстолітову прокладку з каналами для

проходження газу. Під клином розміщена прокладка з каналами, через які газ входить і виходить з пазової частини (рис. 4.8 б).

Обмотка статора (рис. 4.8 а) має внутрішнє водяне охолодження. Стержні обмотки мають канали, в які надходить дистильована вода через головки, що розміщені в лобових частинах обмотки. Подачу води у струмопровідні частини здійснюють помпами, а відведення теплоти від нагрітої води – теплообмінними апаратами. Вода проходить вакуумну обробку та очищення у спеціальних апаратах. Передбачено контроль за температурою, витратою, електричною провідністю і тиском води. Система водяного охолодження також замкнена.

СГ нижче вказаних серій мають таке охолодження:

ТВФ, ТВС – непряме статора воднем  $H_2$ , безпосереднє ротора воднем  $H_2$ ;

ТВВ – безпосереднє статора водою  $H_2O$ , безпосереднє ротора воднем  $H_2$  або водою  $H_2O$ ;

ТГВ – безпосереднє статора й ротора воднем  $H_2$  (до 300 МВт), водою  $H_2O$  – до 500 МВт;

ТВМ – безпосереднє сталі і обмоток статора мастилом, безпосереднє ротора водою  $H_2O$ .

### 4.3 Системи збудження генераторів

Система збудження призначена для живлення обмотки збудження ротора постійним струмом і регулювання струму збудження. Джерело струму збудження називається збудником.

Значення ЕРС генератора визначається величиною струму збудження. Тому регулювання напруги на виводах генератора здійснюється за рахунок зміни струму збудження.

Системи збудження характеризуються параметрами:

- $U_{f_{ном}}$  – номінальна напруга збудження (на кільцях ротора);
- $I_{f_{ном}}$  – номінальний струм збудження (відповідає номінальному навантаженню);

- $P_{f_{ном}}$  – номінальна потужність збудження (0,2–0,6 % від номінальної потужності машини);

- форсувальна здатність ( $K_U$ );

- швидкодія при аваріях у системі;

- швидкість роззбудження генератора при дії релейного захисту.

Форсувальною здатністю по напрузі (струму)  $K_{U(I)}$  називають відношення напруги (струму) стелі збудження  $U_{f_{cm}} (I_{f_{ном}})$  до номінального  $U_{f_{ном}} (I_{f_{ном}})$ .

Генератори повинні мати не менше, ніж двократне форсування

$$K_U = \frac{U_{f_{cm}}}{U_{f_{ном}}} \geq 2; \quad K_I = \frac{I_{f_{cm}}}{I_{f_{ном}}} \geq 2. \quad (4.4)$$

*Стеля збудження* – величина, до якої швидко збільшують (форсують) збудження при глибокому зниженні напруги на затисках генератора при КЗ у системі.

Швидкодія систем збудження в процесі форсування напруги при аваріях в енергосистемі характеризується швидкістю наростання напруги збудження, 1/с

$$v = 0,632 \cdot \frac{U_{f_{cm}} - U_{f_{ном}}}{U_{f_{ном}} \cdot t} \geq 2 \quad (4.5)$$

де  $t$  – час, протягом якого відбувається форсування.

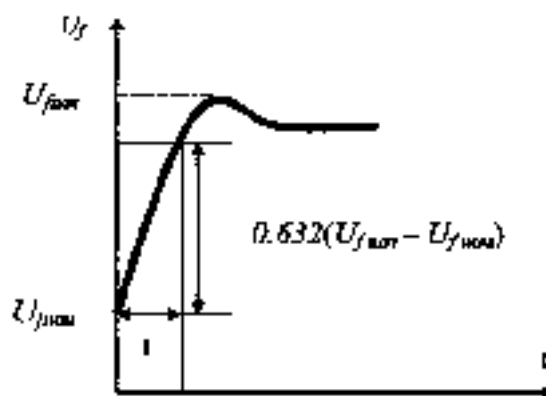


Рисунок 4.9 – Визначення швидкості форсування збудження

До систем збудження застосовуються такі вимоги:

- висока надійність у нормальному і аварійному режимах;

- стійкість збудження;
- висока стеія збудження;
- висока швидкість наростання збудження.

Збудження машини стійке, якщо будь-яка зміна її навантаження не викликає зміни збудження і на затисках генератора підтримується рівень напруги з точністю до  $\pm 0,5\%$ .

Залежно від збудника системи збудження можна розділити на *два основні види*:

- електромашинне збудження;
- напівпровідникове збудження.

*Напівпровідникові системи збудження* можна розділити на 3 види:

- високочастотне (індукторне) незалежне збудження;
- незалежне збудження тиристора;
- безщіткове незалежне збудження;
- напівпровідникове самозбудження.

*Електромашинні системи збудження.*

Збуджувачем (GE) є генератор постійного струму. Збудник може мати самозбудження (обмотка збудження LGE підключена до якоря) або збудження від незалежного підбуджувача (генератора постійного струму). До збуджувача підключається обмотка збудження LG основного генератора G.

Розрізняють *електромашинні системи збудження двох типів*:

- самозбудження;
- незалежне збудження.

У схемі самозбудження (рис. 4.10) якір генератора постійного струму (збуджувача) приводиться в обертання асинхронним двигуном М, який підключений до шин 0,4 кВ власних потреб електростанції. Трансформатор 10/0,4 кВ власних потреб (ТВП) підключений до виводів основного генератора.



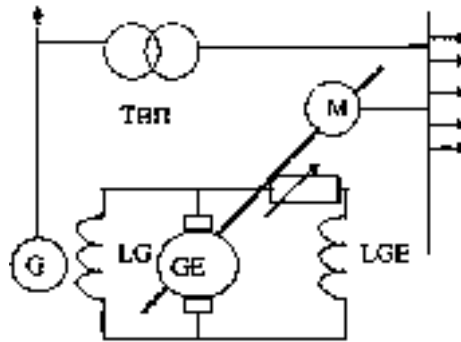


Рисунок 4.10 – Схема електромашинного самозбудження

Якщо поблизу виводів генератора станеться коротке замикання, напруга в точці підключення ТВП різко знижується і порушується робота системи збудження. Тому самозбудження застосовується тільки для малопотужних генераторів або як резервні системи для потужних генераторів.

У схемі незалежного збудження (рис. 4.11) якор збуджувача знаходиться на одному валу з ротором основного генератора. При аварійних просадках напруги на виводах генератора не відбувається порушення функціонування системи збудження, оскільки швидкість обертання ротора основного генератора протягом деякого часу не змінюється за рахунок інерції турбіни. Тому незалежне збудження має високу надійність.

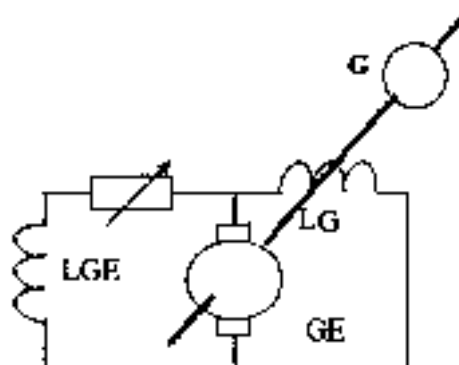


Рисунок 4.11 – Схема незалежного електромашинного збудження

Регулювання струму у схемах електромашинного збудження здійснюється за рахунок змінного опору у колі LGE.

Електромашинні системи збудження застосовуються тільки для генераторів потужністю до 100–150 *MВт*.

Незалежне високочастотне збудження з напівпровідниковими випрямлячами.

Як збуджувач (GE) використовується генератор змінного струму на одному валу з турбогенератором (G).

Для зменшення габаритів збудника як допоміжного генератора застосовують високочастотний індукторний генератор трифазного струму 500 *Гц*. Ротор індукторного генератора не має обмотки збудження, а на його циліндричній поверхні вифрезеровано 10 поздовжніх пазів. У пазах статора розташовані: трифазна обмотка і три обмотки збудження (послідовна і дві незалежні). При обертанні зубчастого ротора магнітний потік, що створюється обмотками збудження, пульсує. За рахунок пульсацій в обмотці трифазного змінного струму наводиться ЕРС частотою 500 *Гц*.

Напруга збудника випрямляється напівпровідниковим випрямлячем VD і підводиться до обмотки збудження LG основного генератора.

*Послідовна* обмотка збудження LGE1 високочастотного збуджувача є основною і створює основний магнітний потік збуджувача.

*Незалежна* обмотка збудження LGE2 підключена через випрямний пристрій APЗ до підзбуджувача GEE. Вона створює MPC, зустрічну MPC основної обмотки. Регулювання струму в обмотці LGE2 здійснюється пристроєм APЗ (автоматичного регулювання збудження), забезпечуючи підтримання напруги генератора при нормальному режимі роботи у функції напруги генератора через трансформатор напруги TV і струму через трансформатор струму ТА.

Незалежна обмотка збудження LGE3 підключена до підзбуджувача через пристрій безконтактного форсування збудження УБФ. Вона створює MPC, односпрямовану з MPC основної обмотки, і забезпечує початкове короткочасне збудження під час пуску і форсування збудження під час аварійного зниження напруги генератора більш ніж на 5 %.

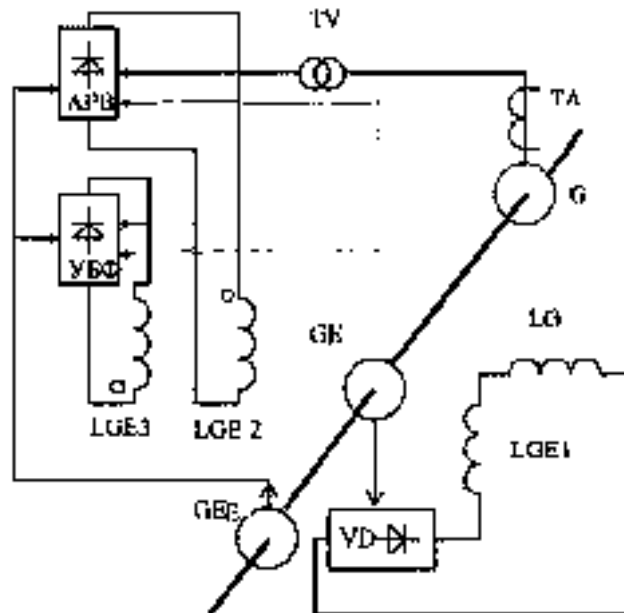


Рисунок 4.12 – Схема незалежного високочастотного збудження

Як підзбуджувач GEE використовується високочастотний індукторний генератор

(400 Гц), що збуджується постійними магнітами на роторі.

Високочастотне збудження забезпечує  $K_U=2$  і  $\nu=2$  1/с. Тому воно використовується для ТГ середньої потужності 200–300 МВт за умови, що вони не вимагають високої швидкодії за умовами роботи.

#### *Незалежне тиристорне збудження.*

Збуджувачем є спеціальний синхронний генератор промислової частоти 50 Гц на одному валу з ротором основного генератора.

Збуджувач GE має обмотку статора, що виконується з додатковими виводами (відпаюваннями). До низьковольтної частини (до відпаювань) підключена робоча група тиристорів VS1, до високовольтної – форсувальна група VS2.

Група тиристора VS1 забезпечує збудження у нормальному режимі і управляється від пристрою AP3 подачею імпульсів на електроди, що управляють. При цьому група VS2 закрита.

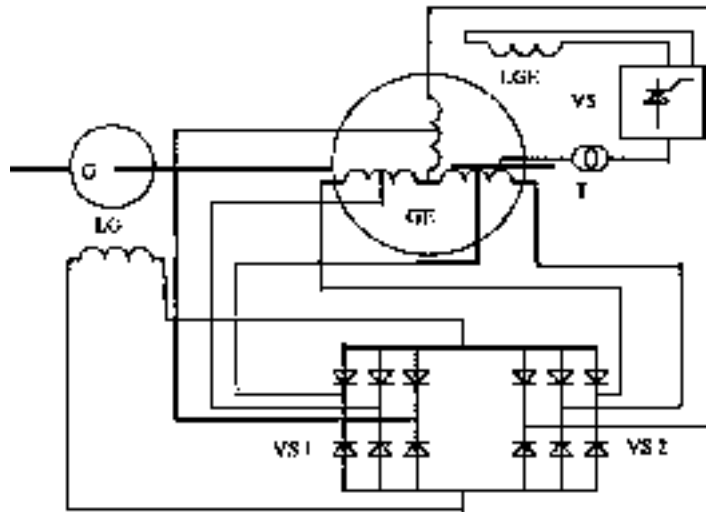


Рисунок 4.13 – Схема незалежного збудження тиристора

У режимі форсування збудження відкриваються тиристири форсувальної групи VS2. Вони включені на повну напругу збудника і дають повний струм форсування збудження. При цьому закривається робоча група VS1.

Збуджувач GE має самозбудження з підключенням обмотки збудження через трансформатор Т і керований випрямний пристрій VS.

#### *Безщіткове незалежне збудження.*

Загальним недоліком розглянутих раніше систем є наявність ковзаючих контактів для підведення струму до ротора (контактних кілець на валу ротора і щіток). При великих струмах збудження (більше 3000 А) цей недолік може бути вирішальним.

У схемі безщіткового збудження збуджувачем GE є генератор особливої конструкції: його обмотка збудження розташована на статорі, а обмотка 3-х фазного змінного струму розташована на роторі, сполученому з валом генератора G. Змінний струм з ротора підводиться до випрямляча VD, виконаного на основі некерованих кремнієвих вентилів підвищеної міцності і малих габаритів, що обертається на одному валу з генератором і збуджувачем. Регулювання напруги здійснюється за рахунок зміни струму в обмотці LGE.

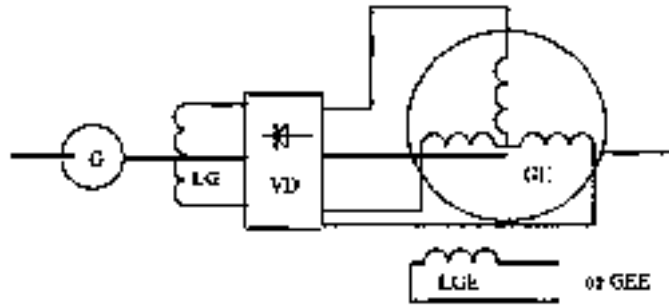


Рисунок 4.14 – Принципова схема незалежного безщіткового збудження

Схема застосовується для ТГ потужністю до 1200 МВт.

*Самозбудження з напівпровідниковими перетворювачами.*

Систему самозбудження з напівпровідниковими перетворювачами називають системою прямого або силового компаундування.

Випрямний пристрій системи збудження складається з двох груп (3-х фазних мостів) вентилів: некерованих VD (діодів) і керованих VS (тиристорів).

Діодний міст VD отримує живлення від компаундувального трансформатора ТА (вторинний струм пропорційний струму генератора). Група тиристора VS отримує живлення від випрямного трансформатора ТІ (вторинна напруга пропорційна напрузі генератора). Силовий компаундувальний трансформатор аналогічний ТС.

Група VD забезпечує основний струм збудження у нормальному режимі роботи (70–80 %) і форсування збудження у режимі КЗ у підключеній мережі.

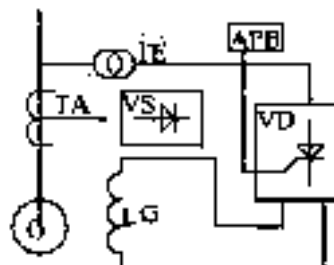


Рисунок 4.15 – Схема напівпровідникового самозбудження

Вентилі VS здійснюють регулювання струму збудження в обмотці LG (кут відмикання і замикання тиристорів регулюється через систему АРЗ у функції напруги генератора), а також забезпечує збудження в режимі неробочого ходу.

Напівпровідникові схеми самозбудження застосовуються на потужних агрегатах, але забезпечують низьку стабільність напруги. Тому вони використовуються для генераторів, пов'язаних із споживачами лініями невеликої довжини.

## ЛЕКЦІЯ 5

### ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ

#### План

- 5.1 Загальні відомості
- 5.2 Параметри вимикачів
- 5.3 Класифікація вимикачів
- 5.4 Вибір високовольтних вимикачів
- 5.5 Вакуумні вимикачі
- 5.6 Елегазові вимикачі
- 5.7 Вимикачі навантаження
- 5.8 Приводи вимикачів

#### 5.1 Загальні відомості

*Вимикач* – комутаційний апарат, призначений для вмикання та вимикання електричних кіл напругою вище 1 кВ у нормальному режимі та під час аварійних режимів.

Схематичне позначення вимикача на схемах показане на рис. 5.1.

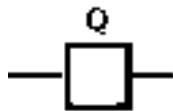


Рисунок 5.1 – Умовне графічне позначення вимикача

Найбільш важкою і відповідальною операцією є вимикання струму короткого замикання. У зв'язку з цим до вимикачів є ряд вимог:

- а) безвідмовність вимикання струмів перевантаження і короткого замикання;
- б) можливість багаторазового вмикання і вимикання без пошкоджень окремих вузлів і деталей;
- в) здатність довгостроково витримувати комутаційні та робочі перенапруги;

- г) витримувати короточасні перенапруги без пошкодження ізоляції;
- д) пропускати тривалий робочий струм без небезпечного нагрівання струмоведучих частин;
- е) здатність витримувати значні механічні навантаження, що виникають при нормальних режимах роботи;
- є) здатність до автоматичного повторного вмикання відразу після вимикання;
- ж) зручність обслуговування при проведенні профілактичних робіт тощо.

Процес вимикання ланцюга струму високовольним вимикачем і гасіння дуги складаються з трьох етапів, що послідовно без пауз змінюють один одного:

- а) розмикання контактів і виникнення дуги;
- б) гасіння дуги; відновлення електричної міцності дугового проміжку, що перешкоджає повторному загоранню дуги.

#### *Процес горіння і гасіння дуги у вимикачах.*

При вимиканні ланцюга струму високовольним вимикачем його контакти розходяться, проте при цьому ланцюг струму не розривається, оскільки між його контактами виникає електрична дуга у вигляді сильного іонізованого стовпа газу, який під впливом високої температури стає електропровідним. При вимиканні порівняно невеликої потужності між контактами вимикача виникає не дуга, а лише невелика іскра, яка практично не залишає на них ніяких слідів, і після розходження контактів на повну довжину міжконтактного проміжку ланцюг розмикається. У випадку вимикання великої потужності під дією дуги контакти обгорають, тому потрібне застосування спеціальних пристроїв для гасіння дуги і розмикання ланцюга.

Отже, дія електричної дуги й електричної іскри у високовольних вимикачах різна. Так, за малих струмів міжконтактний проміжок незначно насичується парами металу, внаслідок чого залишається слабопровідним; температура контактів виявляється недостатньою для їх плавлення й випаровування металу, а іскровий розряд, що виникає є нестійким та швидко згасає. За великих струмів



вимикання картина протилежна: температура контактів достатня для розплавлення їх металу і насичення парами металу міжконтактного проміжку, що робить його провідним і здатним підтримувати дугу навіть за низької напруги.

Гасіння дуги у вимикачах змінного струму істотно легше, оскільки відбувається перехід струму через нуль. Фактично дуга у цих вимикачах відіграє роль природнього елементу вимикання, що точно вказує момент вимикання й безпосередньо виконує

його. Для того, щоб відбулося вимикання, достатньо лише забезпечити якнайшвидше відновлення електричної міцності дугового проміжку шляхом його деіонізації й видалення заряджених частинок.

#### *Способи гасіння дуги у високовольтних вимикачах:*

1. *Гасіння дуги у мастилi.* При горінні дуги у вимикачі одночасно протікають два протилежні процеси: іонізація і деіонізація. Якщо швидкість утворення іонів внаслідок термічної та ударної іонізації дорівнює швидкості зникнення іонів внаслідок рекомбінації і дифузії, у дузі існуватиме баланс іонів, і вона буде стійкою. Отже, успішність вимикання струму КЗ і гасіння дуги вимикача залежать від швидкості протікання двох процесів: відновлення електричної міцності дугового проміжку і відновлення напруги на контактах вимикача. При цьому щоб дуговий проміжок не був повторно пробитий напругою відновлення, необхідно щонайшвидше деіонізувати його.

Для здійснення гасіння дуги контакти вимикача розміщують у мастилi. Дуга, що виникає при розмиканні контактів вимикача, має високу температуру (5000–6000 °C), це призводить до дуже інтенсивного випаровування дугогасного середовища – мастила та дисоціації його парів. Навколо дуги утворюється газовий пухир, заповнений парами мастила і продуктами його розпаду. Останні містять приблизно 70 % водню. Водень має найбільшу теплопровідність і найменшу в'язкість серед усіх відомих газів. Ці властивості водню визначають його високу здатність до охолодження і значно пояснюють добру дугогасну здатність мастила. Крім того, нагріті дугою газу та пари мастила розширюються.

Цьому значно перешкоджає інерція навколишнього газового пузиря мастила і стінок бака або дугогасного пристрою. Гази, що виділяються із величезною швидкістю, проникають безпосередньо у зону стовпа дуги, викликають перемішування холодного та гарячого газу у пазирі, створюють інтенсивне охолодження і деіонізацію дугового проміжку, особливо в момент проходження струму через свій природний нуль. Швидке (вибухове) розкладання мастила призводить до підвищення тиску всередині пузиря, що також сприяє ефективному гасінню дуги.

2. *Гасіння дуги у вакуумі.* Високорозріджений газ ( $10^{-6} - 10^{-8}$  Н/см<sup>2</sup>) має електричну міцність, що в десятки разів перевищує міцність повітря за нормальних умов, тому ця властивість широко використовується у високовольтних вимикачах. Так при розмиканні контактів у вакуумі відразу ж після першого проходження струму дуги через нуль міцність проміжку відновлюється, і дуга знов не спалахує.

3. *Гасіння дуги у газах високого тиску.* Стиснене до 2 МПа і вище повітря має високу електричну міцність, ця властивість дозволяє створювати достатньо компактні комутаційні пристрої для гасіння дуги. Більш ефективним є застосування високоміцних газів, таких як шестифториста сірка SF<sub>6</sub> (елегаз), що має не тільки набагато більшу електричну міцність ніж повітря та водень, але й кращі дугогасні властивості навіть за атмосферного тиску. Тому елегаз широко застосовується у сучасних високовольтних вимикачах напругою 6–220 кВ.

4. *Газоповітряне дуття.* Охолодження електричної дуги значно покращується при створенні умов для руху газів за допомогою дуття, направленою здовж або поперек дуги. Таке дуття сприяє проникненню у стовбур дуги молекул газу, що викликає інтенсивну дифузію та її охолодження. При цьому газ може створюватися шляхом розкладання мастила дугою (масляні вимикачі), або шляхом розкладання твердих газогенеруючих матеріалів (автогазове дуття). Однак, більш ефективним є дуття холодним неіонізованим повітрям.

5. *Багаторазовий розрив ланцюга струму.* Оскільки вимикання великих величин струму за високої напруги складне завдання, то у високовольтних вимикачах застосовується не одноразовий, а багаторазовий розрив дуги в кожній фазі за допомогою декількох дугогасних пристроїв, що розраховані на частину номінальної напруги. Для полегшення гасіння дуги напруга відновлення повинна рівномірно розподілятися між розривами. З цією метою паралельно головним контактам вимикача вмикають ємності або активні опори, значення яких підбирають такими, щоб напруга на розривах розподілялася рівномірно.

6. *Гасіння дуги за допомогою магнітного дуття.* Дуга, що горить у повітрі, за допомогою магнітного дуття швидко подовжується, досягаючи такої величини, що напруга на дузі перевищує напругу мережі, і вона гасне. Для створення магнітного дуття як правило застосовується електромагніт, котушка якого включається послідовно у контур дуги. Основним конструктивним елементом таких вимикачів є виготовлена з жароміцної кераміки щілинна дугогасна камера, яка сприяє розтягуванню й охолодженню дуги.

## 5.2 Параметри вимикачів

Головними параметрами високовольтних вимикачів є:

1. *Номінальна напруга*  $U_{ном}$  – це лінійна напруга трифазної мережі, в якій вимикач призначений працювати. Він повинен надійно працювати і при напрузі, що перевищує номінальну на 5–20 %. Цю напругу називають найбільшою робочою напругою.

2. *Номінальний струм*  $I_{ном}$  – це струм, який вимикач здатний тривало пропускати без ушкоджень при номінальних значеннях напруги і частоти. При температурі його робочих елементів, що не перевищує задану.

Діюче значення максимального струму, допустимого за умовами нагріву струмоведучих частин вимикача у тривалому режимі має такі значення:

200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000;  
5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500 А.

3. *Номинальний струм вимикання*  $I_{\text{вим.ном}}$  – це найбільший струм КЗ (діюче значення періодичної складової), який вимикач здатний вимкнути при найбільшій робочій напрузі за заданих умов відновлення напруги і обов’язковому для апарату циклу комутаційних операцій. Номинальний струм відключення визначається залежністю:

$$i_{\text{вим}} = \sqrt{2} I_{\text{вим.ном}} (1 + \beta),$$

де  $I_{\text{вим.ном}}$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ;

$\beta$  – відношення найбільшого аперіодичного струму до амплітуди періодичного струму у момент розходження контактів.

4. *Номинальна потужність вимикання*  $P_{\text{вим.ном}}$  – добуток номинального струму вимикання і відповідної найбільшої робочої напруги, а для трифазних вимикачів – помножений ще на  $\sqrt{3}$ . Номинальну потужність вимикання називають також *вимикаючою здатністю вимикача*.

5. *Стійкість при наскрізних струмах КЗ* – здатність вимикача витримувати у ввімкненому положенні без пошкодження дію струму КЗ. Як правило розрізняють *електродинамічну стійкість* (вона характеризується амплітудою струму КЗ, такою, що дорівнює  $2,5 I_{\text{вим.ном}}$ ) і *термічну*, що характеризується тривалістю струму КЗ. Для вимикачів класу напруги 220 кВ і нижче цей час беруть таким, що дорівнює 1 або 3 с.

6. *Номинальний струм вмикання* – це струм КЗ, який вимикач з відповідним йому приводом здатний вмикати без пошкодження (без приварювання контактів) за найбільшої робочої напруги. Струм вмикання не повинен перевищувати струм вимикання більш ніж у 2,5 рази.

Розрізняють миттєве значення ударного струму та діюче значення ударного струму за перший період після початку КЗ.

Миттєве значення цього струму дорівнює

$$i_{\text{уд}} = 1,8 \sqrt{2} I_{\text{вим.ном}}.$$

7. Напруга повернення – це діюче значення напруги промислової частоти (50 Гц), яке з’являється між провідниками різних полюсів після згасання дуги у всіх полюсах вимикача (багатополюсна напруга, що повертається) і на затискачах одного полюса після гасіння дуги в ньому (напруга повернення на полюсі).

8. *Напруга відновлення на контактах полюса* – напруга, що з’являється на контактах полюса вимикача, складається з напруги промислової частоти та вільних складових. Для триполюсного вимикача – на контактах полюса, що розмикається першим, безпосередньо після згасання у ньому дуги (тобто при проході струму через нуль).

9. *Коефіцієнт перевищення амплітуди  $k_a=1,3-1,5$* . Напруга відновлення для одночастотного коливального процесу – відношення найбільшого піку напруги, відновлення до амплітуди напруги повернення на першому полюсі вимикання.

10. *Тривалість дуги вимикача* – проміжок часу від моменту виникнення дуги на полюсі, контакти якого розмикаються першими, до моменту остаточного згасання дуги на всіх полюсах.

11. *Власний час відключення вимикача з приводом* – проміжок часу від моменту подачі команди на відключення до моменту початку роз’єднання дугогасних контактів.

12. *Час вимикання вимикача з приводом* – проміжок часу від моменту подачі команди на відключення до моменту згасання дуги на всіх полюсах (для вимикачів з шунтуючими резисторами слід розрізняти час до моменту згасання основної дуги і час до згасання допоміжної дуги).

13. *Час вмикання вимикача з приводом (до виникнення струму у ланцюзі)* – проміжок часу від моменту подачі команди на вмикання до моменту пробою проміжку між контактами, що зближуються, при номінальній напрузі мережі.

14. *Безструмова пауза вимикача при автоматичному повторному вмиканні (АПВ)* – проміжок часу від моменту згасання дуги у всіх полюсах вимикача до моменту відновлення струму в якому-небудь полюсі вимикача.

### 5.3 Класифікація вимикачів

Існують різні класифікації високовольтних вимикачів. Найбільш поширена класифікація за способом гасіння дуги подана у вигляді блок-схеми на рис. 5.2.

1) *За способом гасіння дуги.*

2) *За типом встановлення:*

- опорні, мають основну ізоляцію на землю опорного типу;
- підвісні, мають основну ізоляцію на землю підвісного типу;
- настінні, закріплені на стінах закритих;
- викотні, мають пристосування для викочування з комірок (для обслуговування, ремонту і для створення «видимого розриву» при роботах на лініях);

– вбудовувані у комплектні розподільчі установки.

3) *За тривалістю дії:*

- швидкодіючі (час спрацювання менше 0,08 с);
- прискореної дії (час спрацювання більше 0,12 с);
- не швидкодіючі (спрацювання до 0,25 с).

Вимогу швидкодії треба розуміти як можливо менший час вимикання кола при КЗ, від моменту подачі команди на вимикання до повного згасання дуги у всіх полюсах.

На сьогодні значна частина вимикачів на напругу 110 кВ і вище мають час вимикання два періоди, однак є й одноперіодні вимикачі (20 мс).

4) *За категорією розміщення і кліматичного виконання:*

- 5 категорій розміщення;
- 10 (У, ХЛ, УХЛ, ТВ, ТС, Т, М, ОМ, В і О) залежно від географічного місця встановлення.

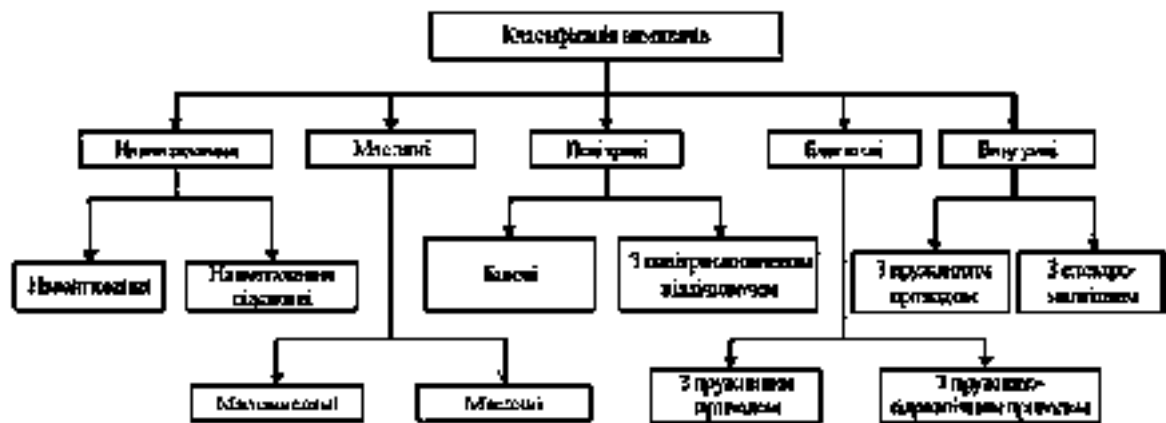


Рисунок 5.2 – Класифікація високовольтних вимикачів за способом гасіння дуги

Таблиця 5.1 – Порівняльна якісна оцінка основних переваг і недоліків високовольтних вимикачів для розподільчих установок

| Тип вимикача                                                                                           | Основні переваги                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Основні недоліки                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Масляні вимикачі<br> | 1. Відносно мала загальна маса та невеликі габарити.<br>2. Простота конструкції, зручний (порівняно з баковими вимикачами) доступ до дугогасних контактів.<br>3. Відносно низька вартість.<br>4. Можливість встановлення як у відкритих (ВРУ), так і у закритих (ЗРУ) розподільчих установках.<br>5. Більшість вузлів серії уніфіковані. | 1. Вибухо- і пожежонебезпечність (хоча і значно менша, ніж у великооб'ємних бакових вимикачів).<br>2. Нemoжливість здійснення швидкодіючого АПВ.<br>3. Складність здійснення підігрівання мастила.<br>4. Необхідність періодичного контролю, доливання і часткої заміни мастила у дугогасних бачках.<br>5. Непридатність для роботи з частими повторними вмиканнями.<br>6. Значне зношування дугогасних контактів. |
| Вакуумні вимикачі                                                                                      | 1. Повна вибухо- і пожежобезпечність, можливість роботи з агресивними середовищами, а також у широкому діапазоні зміни температур довкілля.<br>2. Висока зносостійкість при комутації номінальних                                                                                                                                        | 1. Можливість виникнення комутаційних перенапруг при відключенні малих індуктивних струмів.<br>2. Необхідність постійного контролю факту вимикання всіх трьох фаз вакуумного вимикача з індикацією (після завершення операції                                                                                                                                                                                      |

|                                                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                              | <p>струмів і номінальних струмів вмикання.</p> <p>3. Можливість здійснення надшвидкодії і застосування для роботи в будь-яких циклах АПВ.</p> <p>4. Підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень внаслідок малої маси і компактної конструкції.</p> <p>5. Довільне робоче положення і малі габарити, що дозволяє створювати різні компонування розподільчих установок (наприклад, шафи з декількома вимикачами з дво- або трифазним їх розташуванні).</p> <p>6. Відносно низька потужність приводу.</p> <p>7. Нескладна заміна дугогасника.</p> <p>8. Відсутність забруднення довкілля, безшумність.</p> <p>9. Простота і зручність експлуатації, зумовлені низьким виділенням енергії у дузі і відсутністю викиду мастила, газів при відключенні струму КЗ; різке зниження експлуатаційних витрат порівняно з маломасляними вимикачами.</p> | <p>вимикання) наявності напруги на відхідних лініях. Це зумовлено відсутністю оперативного контролю наявності вакууму у вакуумних камерах перед операцією відключення вимикача, оскільки у випадку розгерметизації однієї з вакуумних камер у процесі відключення відбувається приварювання контактів і, як наслідок, обрив ізолюючої тяги.</p> |
| <p>Елегазові вимикачі</p>  | <p>1. Повна вибухо- і пожежобезпечність.</p> <p>2. Висока вимикаюча здатність.</p> <p>3. Мале зношування дугогасних контактів.</p> <p>4. Більшість вузлів серії уніфіковані.</p> <p>5. Придатність їх застосування як для внутрішнього, так і для зовнішнього встановлення.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | <p>1. Необхідність мати спеціальні пристрої для наповнення, перекачування і очищення шестифтористої сірки SF<sub>6</sub>.</p> <p>2. Відносно висока вартість шестифтористої сірки SF<sub>6</sub>.</p>                                                                                                                                           |
| <p>Повітряні вимикачі</p>                                                                                     | <p>1. Висока швидкість спрацювання.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | <p>1. Висока вартість обладнання.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |



|                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                           | 2. Висока вимикаюча здатність.<br>3. Тривалий термін експлуатації.<br>4. Високий рівень пожежної безпеки.                                                                                                                                                                                                   | 2. Відносно вартісний монтаж.<br>3. Необхідність у компресорному обладнанні та його регулярному обслуговуванні.                                                                                                                        |
| Вимикачі навантаження<br> | 1. Проста конструкція.<br>2. Надійність.<br>3. Висока комутаційна зносостійкість.<br>4. Малі розміри.<br>5. Пожежо- і вибухобезпечність.<br>6. Відсутність шуму під час операційних перемикачів.<br>7. Відсутність забруднення довкілля.<br>8. Зручність експлуатації.<br>9. Низькі експлуатаційні витрати. | 1. Порівняно невеликі номінальні струми і струми відключення.<br>2. Можливість комутаційних перенапруг при відключенні малих індуктивних струмів.<br>3. Невеликий ресурс дугогасного пристрою з вимкнення струмів короткого замикання. |

#### 5.4 Вибір високовольтних вимикачів

Для надійної роботи СЕП високовольтний вимикач повинен задовольняти конкретним місцевим умовам експлуатації. Треба звернути увагу на частоту вмикань і вимикань; кліматичне виконання; швидкість спрацювання вимикача; частоту профілактичних ремонтів і оглядів (в електроустановках без чергового персоналу це дуже важливий аспект); зносостійкість при КЗ; габарити і розмір установки.

Вибір вимикачів проводиться за такими умовами:

а) напругою установки,  $kV$

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.1)$$

де  $U_{уст}$  – діюче значення напруги установки;  $U_{ном}$  – номінальна напруга вимикача;

б) номінальним струмом,  $A$

$$I_p \leq I_{ном}, \quad (5.2)$$

де  $I_p$  – розрахунковий струм;  $I_{ном}$  – номінальний струм вимикача;

в) струмом аварійного режиму,  $A$

$$I_{ав} < I_{ном}, \quad (5.3)$$

де  $I_{ав}$  – максимальний розрахунковий струм у аварійному режимі;

г) вимикальною здатністю симетричного струму відключення,  $кА$

$$I_{\pi,\tau} < I_{вим.ном}, \quad (5.4)$$

де  $I_{\pi,\tau}$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ для моменту часу  $\tau$ ;

$I_{вим.ном}$  – найбільший струм КЗ (діюче значення), що може вимкнути вимикач;

якщо умова (5.4) не виконується, то допускається виконувати перевірку вимикальної здатності за повним струмом КЗ,  $кА$ :

$$\sqrt{2}I_{\pi,\tau} + i_{a,\tau} < \sqrt{2}I_{вим.ном} \left( 1 + \frac{\beta_n}{100} \right); \quad (5.5)$$

д) можливістю відключення аперіодичної складової струму КЗ,  $кА$

$$i_{a,\tau} < i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{вим.ном}}{100 \%}, \quad (5.6)$$

де  $i_{a,\tau}$  – аперіодична складова струму КЗ для моменту часу  $\tau$ ;

$\beta_n$  – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, що вимикається;

е) електродинамічною стійкістю,  $кА$ :

для найбільшого діючого значення

$$I_{n,0} < I_{дин}, \quad (5.7)$$

де  $I_{n,0}$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ у початковий момент часу;

$I_{дин}$  – нормоване значення початкового діючого значення періодичної складової струму електродинамічної стійкості вимикача;

для найбільшого миттєвого значення,  $кА$ :

$$i_{y\partial} < i_{дин}, \quad (5.8)$$

де  $i_{дин}$  – нормоване значення найбільшого піку струму електродинамічної стійкості вимикача;

є) термічною стійкістю,  $кА^2 \cdot с$

$$B_k < I_{тер}^2 \cdot t_{т.ном}, \quad (5.9)$$

де  $B_k$  – термічний імпульс,  $кА^2 \cdot с$

$$B_k = \left( I'' \right)^2 (t_6 + T_a),$$

де  $t_6$  – час відключення вимикача:

$$t_6 = t_{6,ч} + t_{P3,маx}$$

де  $t_{6,ч}$  – власний час відключення вимикача,  $с$ ;

$t_{P3,маx}$  – максимальний час спрацювання релейного захисту,  $с$ ;

$T_a$  – стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ,  $с$ ;

$I_{тер}$  – струм термічної стійкості за каталогом,  $кА$ ;

$t_{т.ном}$  – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом,  $с$ .

Оскільки, вимикач вибраний за номінальним струмом вимикання, здатний також вмикати коло з номінальним струмом вмикання, то виконувати додаткову перевірку не потрібно.

Вибір вимикачів доцільно виконувати у вигляді таблиць, де у лівій частині наводять розрахункові величини, а у правій – каталожні дані. Електроапарат проходить перевірку тоді, коли його параметри більші за розрахункові.

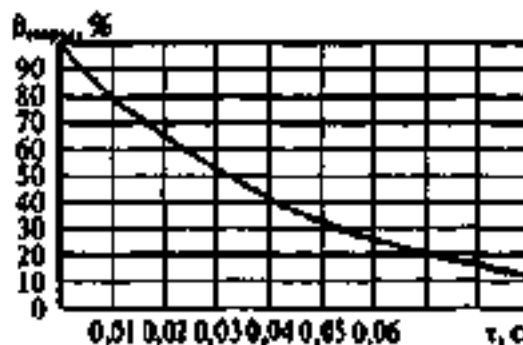


Рисунок 5.3 – Нормований вміст аперіодичної складової

## 5.5 Вакуумні вимикачі

### Вакуумні вимикачі серії ВР

Вакуумні вимикачі серії ВР (Рівненський завод високовольної апаратури) – комутаційні апарати, призначені для комутації та захисту в мережах трифазного змінного струму частоти 50 (60)  $\text{Гц}$  з номінальною напругою 6–35  $\text{kV}$  для систем з ізольованою і частково заземленою нейтраллю (рис. 4). Вони застосовуються для комутації будь-яких видів навантажень і експлуатуються при номінальних струмах до 3150  $\text{A}$ , струмах вимикання до 40  $\text{kA}$ , струмах електродинамічної стійкості – до 128  $\text{kA}$ .

Залиті епоксидним компаундом вакуумні камери надійно захищені від механічних і електричних пошкоджень. Спеціальна конструкція полюсів перешкоджає накопиченню пилу на ізоляційній поверхні.



Рисунок 5.4 – Вакуумний вимикач серії ВР РЗВА

Приклад запису позначення вимикача серії ВР1 на номінальну напругу 10  $\text{kV}$ , з номінальним струмом відключення 20  $\text{kA}$ , номінальним струмом 630  $\text{A}$ , кліматичного виконання У і категорії розміщення 2:

ВР1-10-20/630 У2

Структура умовного позначення вимикачів:

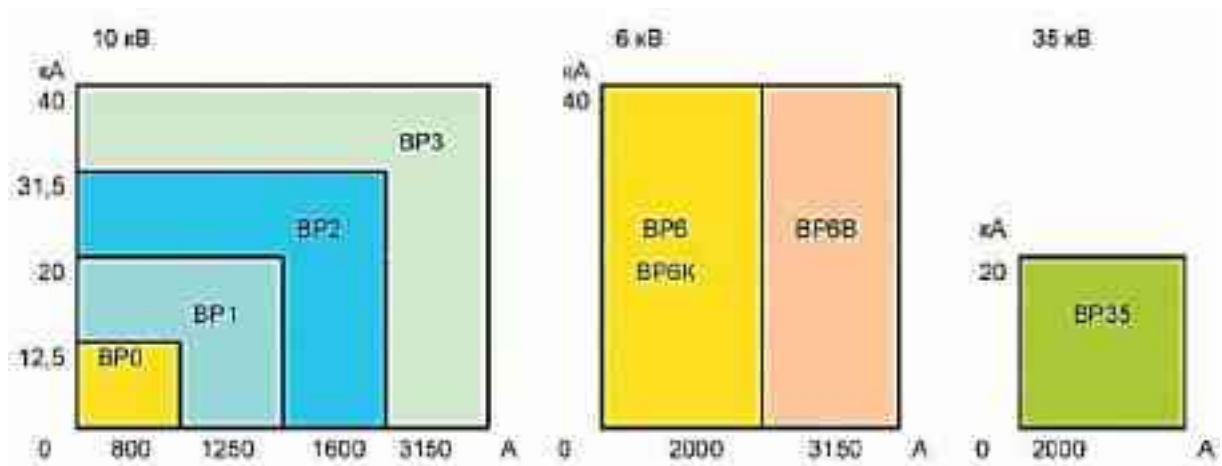
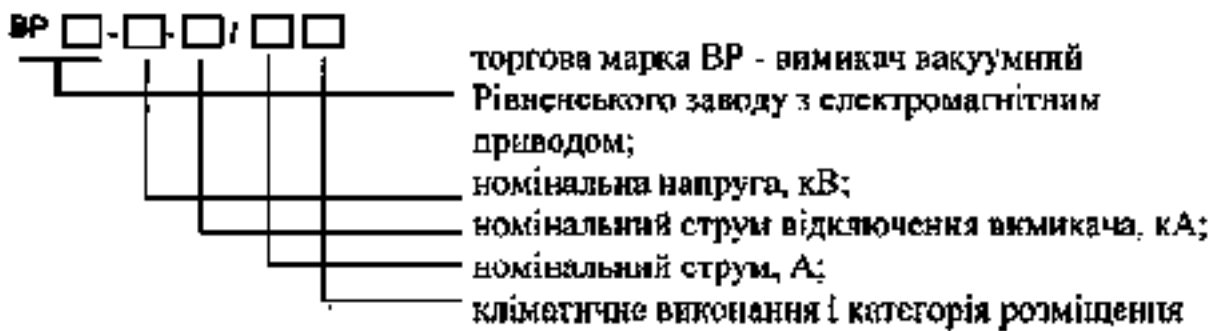


Рисунок 5.5 – Діаграма типо-виконання вимикачів серії ВР

### Конструкція та принцип дії.

Всі вимикачі серії ВР, складаються з трьох полюсів, що розміщені на загальній основі. Електромагнітний привод вимикача забезпечує фіксацію вимикача у двох положеннях «Увімкнений» і «Вимкнений» на магнітних засувках. Практично у всіх вимикачах осердя електромагнітного приводу через сережки зв'язано з валом вимикача. Вал вимикача з'єднаний через ізоляційні тяги з дугогасильною камерою, і при повороті керує контактами положення вимикача для зовнішніх допоміжних ланцюгів. Тарілчасті пружини підтискання встановлені у втулках ізоляційних тяг (лише в вимикачах серії ВР3 і ВР6В на номінальні струми 2500 А і 3150 А у тягах полюсів встановлені групи циліндричних пружин підтискання). Ручне місцеве оперативне вимкнення вимикача практично у всіх вимикачах виконується за допомогою окремого

важеля вимикання. Конструктивне виконання вимикачів серій ВР0 та ВР1 подане на рис. 6

Структура умовного позначення вимикачів:

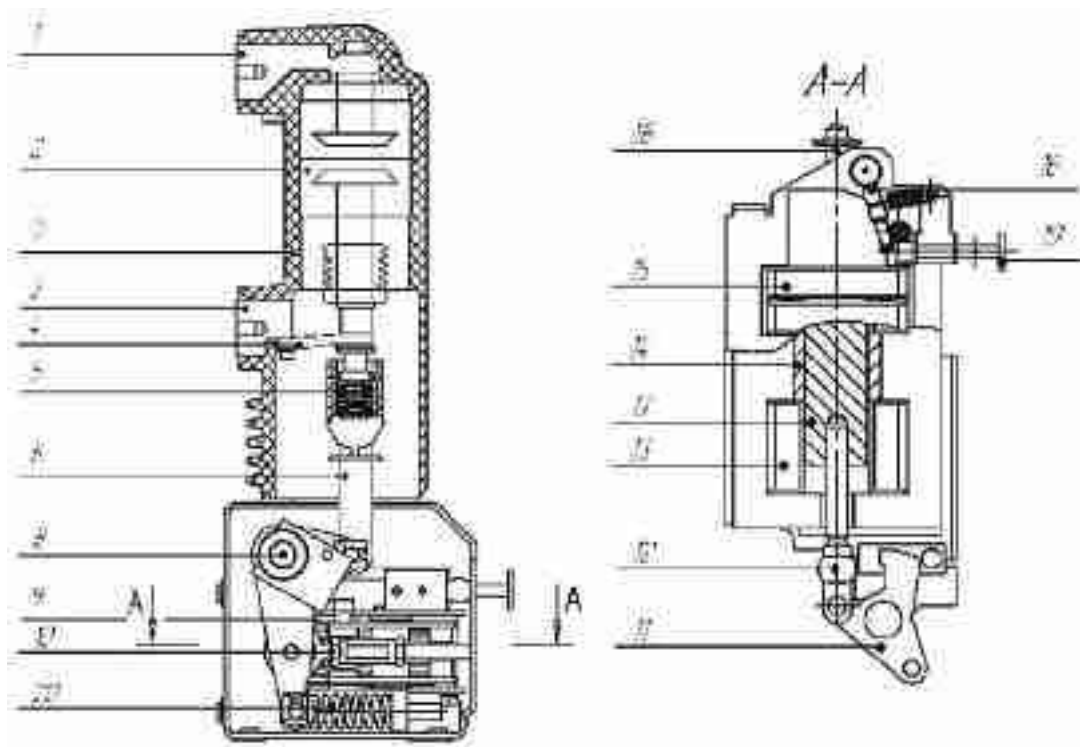
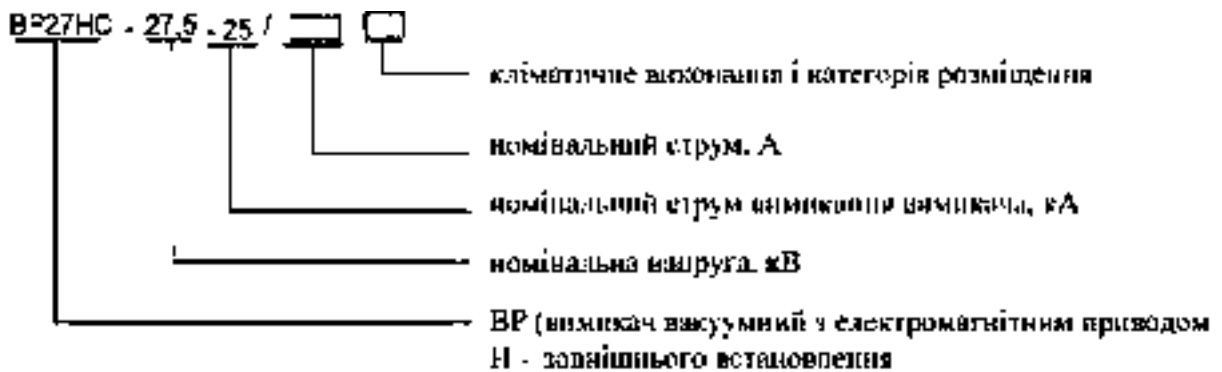


Рисунок 5.6 – Конструкція полюсу вимикачів серій ВР0 та ВР1:

- 1 – верхній контакт; 2 – вакуумна дугогасна камера; 3 – нижній контакт;
- 4 – гнучкий зв'язок; 5 – пружини підтискання; 6 – ізоляційна тяга;
- 7 – ізоляційний каркас полюсу; 8 – основний вал; 9 – електромагніт;
- 10 – регулююча тяга; 11 – проміжний вал; 12 – вставка включення; 13 – котушка вимикання;
- 14 – постійний магніт; 15 – котушка вимикання; 16 – вал ручного вимикання;
- 17 – осердя; 18 – шток вимикання; 19 – кнопка ручного вимикання;
- 20 – пружина вимикання

Вимикачі вакуумні зовнішнього встановлення серії ВР27НС з кремнійорганічною і повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторного мастила) призначені для комутації однофазних електричних високовольтних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах мереж змінного струму з номінальною напругою 27,5 кВ частотою 50 (60) Гц (рис. 5.7). Привод цього вимикача виконаний за принципом двохпозиційної «магнітної засувки».



Рисунок 5.7 – Вакуумний вимикач серії ВР27НС

Приклад запису позначення вимикача серії ВР27НС з електромагнітним приводом на номінальну напругу 27,5 кВ, номінальним струмом відключення 25 кА, номінальним струмом 1600 А, кліматичним виконанням У і категорією розміщення 1:

ВР27НС527,5525/1600 У1.

Вимикачі серії ВР27НС застосовуються як комплектуючі для блоків комплектних розподільчих пристроїв серії КРП(Б)527,5 тягових підстанцій залізниці.

Основні переваги ВР27НС:

- механічний ресурс до 30 000 циклів вмикання5вимикання (ВВ);
- комутаційний ресурс 30 000 циклів ВВ при номінальному струмі;
- суцільнолита кремнійорганічна ізоляція полюсів дозволила значно зменшити масу і габарити вимикача та підвищити його надійність;

- застосування полімерної ізоляції у конструкції полюса дозволило відмовитися від заповнення полюса трансформаторним мастилом, що підвищило надійність і пожежну безпеку вимикача;
- мінімум обслуговування;
- простота монтажу і регулювання;
- застосовуються в схемах з постійним оперативним струмом;
- простий доступ до елементів вторинних ланцюгів вимикачів і зручність їх обслуговування;
- можливість експлуатації в широкому діапазоні температур від  $560^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

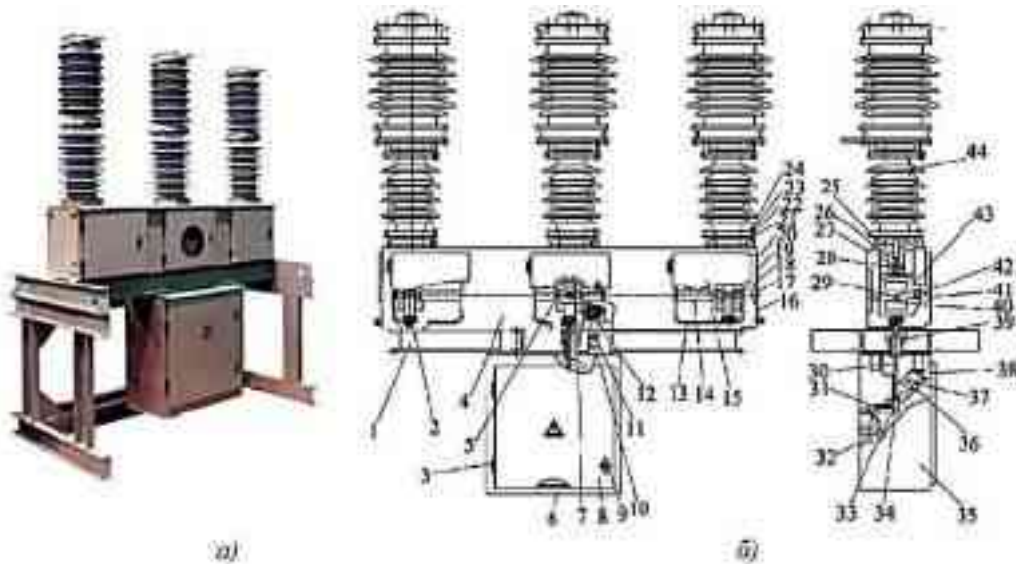


Рисунок 5.8 – Вакуумний вимикач серії BP35HC:

а – зовнішній вигляд; б – конструкція вакуумного вимикача:

- 1 – рама; 2 – пружина; 3 – шарнір; 4 – основа; 5 – вісь; 6, 13 – шнур ущільнювальний; 7 – втулка; 8 – двері; 9 – замок; 10, 11, 23 – болт;  
 12, 37 – клемний ряд; 14 – труба; 15 – двері; 16 – болт заземлення;  
 17 – табличка; 18 – прокладка; 19 – вал; 20 – кришка; 21, 22, 39 – кільце;  
 24 – напівкільце; 25 – диск; 26 – шток; 27, 28 – фланець; 29 – ролик; 30 – тяга;  
 31 – важіль; 32 – блок-контакти; 33 – вилка; 34 – ролик; 35 – шафа; 36 – важіль ручного вмикання; 38 – пружина; 40 – нагрівач; 41 – вікно; 42 – вказівник;  
 43 – електромагніт; 44 – полюс



При зниженні температури нижче від  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  необхідний підігрів, за допомогою вбудованих у сам вимикач нагрівальних елементів.

У вимикачі застосовується багатофункціональний електромагнітний привод, що має просту конструкцію, мінімальну вагу і невеликі габарити, мале споживання електроенергії при вмиканні і вимиканні; а також не потребує в ремонтів протягом усього терміну служби.

*Вимикачі вакуумні зовнішнього встановлення серії ВР35НС (рис. 5.8 а).*

Вимикачі зовнішнього встановлення, сухі (з повітряною ізоляцією всередині полюсів) призначені для комутації електричних кіл змінного струму частотою 50 (60) Гц номінальною напругою 35 кВ у нормальних і аварійних режимах у системах з ізолюваною або частково заземленою нейтраллю.

Вимикачі серії ВР35НС встановлюється у відкритих розподільних пристроях 35 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР5110/35/10 (6), КТПБР5 М535/10 (6), а також для розширення існуючих підстанцій та заміни застарілих повітряних і масляних вимикачів.

Вимикачі серії ВР35НС з електромагнітними приводами на номінальну напругу 35 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, номінальний струм 1600 А, кліматичним виконанням і категорія розміщення У1. Приклад запису позначення вимикача серії ВР35НС з електромагнітним приводом на номінальну напругу 35 кВ, номінальний струм відключення 20 кА, номінальний струм 1600 А, кліматичним виконанням і категорією розміщення У1 згідно ВР35НС535520/1600 У1. Структура умовного позначення вимикачів ВР35НС аналогічна як для вимикача ВР27НС.

Вакуумні вимикачі серії ВР35НС розроблені для заміни повітряних і масляних вимикачів, мають ряд суттєвих переваг над ними:

- механічний ресурс до 30 000 циклів вмикання-вимикання (ВВ);
- комутаційний ресурс 55 циклів ВВ при номінальному струмі вимикання;
- комутаційний ресурс 30 000 циклів ВВ при номінальному струмі;
- зменшена маса і габарити вимикача, і підвищена надійність ізоляції;

- застосування полімерної ізоляції в конструкції полюса дозволило відмовитися від традиційного заповнення полюса трансформаторним мастилом, що підвищило надійність і пожежну безпеку вимикача;
- застосовуються в схемах з постійним і змінним оперативними струмами;
- мінімум обслуговування;
- гарантійний термін експлуатації 4 роки.

*Конструкція вимикача представлена на рис. 5.8 б.*

Вимикач (рис. 5.8 б) має три полюси 44, встановлених на основі 4 і з'єднаних з трьома електромагнітами 43. Основа 4 встановлена зверху на рамі 1. Знизу на рамі 1 розміщена шафа керування 35 з електроапаратурою вторинних кіл, блок-контактами, лічильником ходів, важелем ручного вимикання і нагрівачем.

Для перемикання блок-контактів 32, а також для здійснення ручного вимикання вимикача важелем 36 середній електромагніт 43 кінематично з'єднаний з важелем 31, тягою 30 і вилкою 33. Тяга 30 проходять через вертикальну трубу. Для синхронізації спрацювання всі електромагніти 43 кінематично з'єднані між собою валами-трубами 14.

Основа 4 має троє ущільнених дверей 15 із замками. У дверях посередині є вікно 41 для візуального визначення положення вимикача за вказівником 42. Вказівник 42 увімкненого і вимкненого положення вимикача кінематично з'єднаний з електромагнітом і має таблички «Увімкнений» червоного кольору і «Вимкнений» зеленого кольору.

В основі 4 розміщені два нагрівачі, і в шафі керування 35 один нагрівач для забезпечення підігріву повітря всередині вимикача при зовнішній температурі – 25 °C і нижче. Двері шафи мають два замки з ущільненням.

*Вимикачі вакуумні зовнішнього встановлення типу ВРС-110 являють собою колонкові вакуумні вимикачі на 110 кВ з одним розривом на фазу. Ізоляція полюсів суцільнолита, кремнійорганічна. Вимикачі випускаються з пружинним приводом, призначені для комутації електричних високовольтних кіл при нормальних і аварійних режимах мереж трифазного змінного струму з*

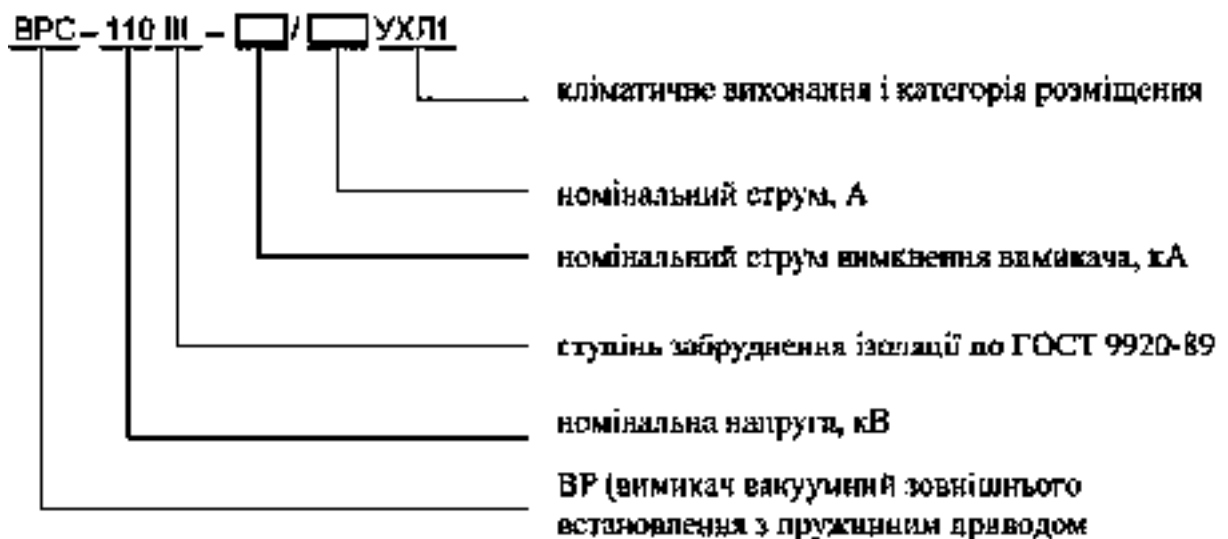
номінальною напругою 110 кВ частотою 50 Гц із заземленою нейтраллю з коефіцієнтом замикання на землю 1,4 (рис. 5.9).



Рисунок 5.9 – Вакуумний вимикач серії ВРС5110

Вимикачі типу ВРС5110 застосовуються як комплектуючі для відкритих розподільних установок 110 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР-110/35/10 (6).

Структура умовного позначення вимикачів:



Приклад запису позначення вимикача типу ВРС-110 з пружинним приводом на номінальну напругу 110 кВ зі ступенем забруднення ізоляції III, номінальним

струмом відключення 31,5 кА, номінальним струмом 2500 А, кліматичним виконанням УХЛ і категорією розміщення 1 згідно:

### ВРС5110 III531,5/2500 УХЛ1

Вимикачі виготовляють у сейсмостійкому виконанні, призначені для роботи на висоті 0–1,2 м при максимальному розрахунковому землетрусі (МРЗ) 9 балів за шкалою MSK564.

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  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

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.

## ЛЕКЦІЯ 6

### РОЗ'ЄДНУВАЧІ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ, ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ

#### План

- 6.1 Загальні відомості
- 6.2 Роз'єднувачі внутрішнього встановлення
- 6.3 Роз'єднувачі зовнішнього встановлення

#### 6.1 Загальні відомості

*Роз'єднувач* – це контактний комутаційний апарат, призначений для вимикання і вмикання ланцюгів без струму або з незначним струмом. У ввімкненому положенні роз'єднувач створює ізоляційний проміжок для безпеки обслуговування (рис. 6.1).



Рисунок 6.1 – Загальний вид роз'єднувача типу РГ

При проведенні ремонтних робіт роз'єднувач створює видимий проміжок між частинами, що залишилися під напругою, і апаратами, виведеними в ремонт. Однак, в елегазових роз'єднувачах проміжок між контактами у вимкненому стані

може бути невидимий. У цьому випадку вимкнений стан роз'єднувачів визначається за механічним вказівником положення.

Роз'єднувачі, за необхідності, комплектуються заземлювальними ножами, що призначені для заземлення вимкнених ділянок кола. Головні та заземлюючі ножі роз'єднувачів приводяться в дію відповідними приводами, які іноді конструктивно об'єднуються в один агрегат.

*Роз'єднувачами не призначені для вимикання струмів навантаження, тому що їх контактна система не обладнана дугогасильними пристроями і у разі помилкового відключення струмів навантаження між ножами чи головними контактами виникає стійка дуга, яка може призвести до міжфазного КЗ. Перед операцією вимикання коло повинне бути розімкнене високовольтним вимикачем.*

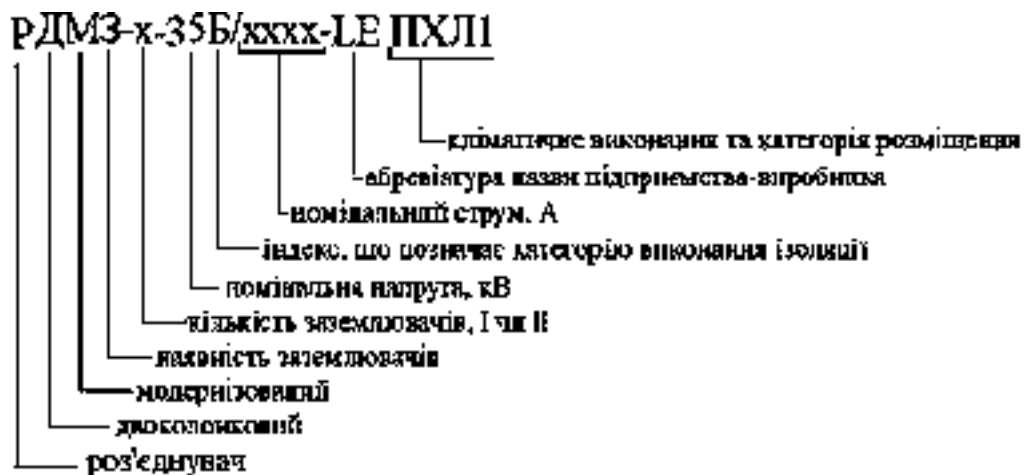
Проте для спрощення схем електроустановок допускається використовувати роз'єднувачі для виконання таких операцій: вмикання (вимикання) намагнічувального струму силових трансформаторів, зарядного струму і струму замикання на землю ПЛ і КЛ, зарядного струму систем шин тощо у випадку, коли цьому відповідає їх технічна характеристика. Значення струмів, які допускається вмикати (вимикати) роз'єднувачами, потрібно приймати відповідно до вимог чинних правил з технічної експлуатації електричних станцій і мереж та інших відповідних НД.

Від конструкції роз'єднувача (вертикальне чи горизонтальне розташування ножів, від відстані між полюсами) залежить значення сили струму вимикання. Порядок операцій при вимиканні струму намагнічування силового трансформатора також відіграє важливу роль. Наприклад, трансформатори, що обладнанні пристроями РПН необхідно перевести в режим неповного збудження, оскільки струм намагнічування різко зменшується при зменшенні індукції в магнітопроводі, яка залежить від підведеної напруги. Крім того, при вимиканні ненавантаженого трансформатора необхідно заздалегідь ефективно заземлити нейтраль, якщо в нормальному режимі трансформатор працював з розземленою нейтраллю. Якщо до нейтралі трансформатора був підключений уземлюючий реактор, то заздалегідь його слід вимкнути.

Роз'єднувачі є важливими елементами схем електроустановок, від надійності їх роботи залежить надійність роботи всієї електроустановки, тому до них пред'являються такі вимоги:

- створення видимого розриву, електрична міцність якого відповідає рівню максимальної імпульсної напруги;
- електродинамічна і термічна стійкість при протіканні струмів КЗ;
- виключення мимовільних відключень;
- чітке вмикання і вимикання за найгірших умов роботи (обледеніння, сніг, вітер).

Структура умовного позначення роз'єднувачів:



Літери для позначення особливостей конструктивного виконання роз'єднувача:

Г – горизонтально5поворотний; Л – лінійний; Д – двополюсний; Т – телескопічний; К – цільової установки; СК – ступінчасто5цільової установки; Р – русальний; В – вертикальної установки; ПГ – напівпантографний з розривом у горизонтальній площині, П – пантографний; С – зі складним ножем.

Наприклад,

РДЗ 2535 I / 1000 УХЛІ,

де Р – роз'єднувач; Д – двополюсний; З – наявність заземлювачів; 2 (1) – кількість заземлювачів; 35 – номінальна напруга, кВ; І (ІІ) – виконання ізоляції; 1000 (2000; 3150) – номінальний струм, А.

## 6.2 Роз'єднувачі внутрішнього встановлення

Для внутрішніх розподільних установок роз'єднувачі випускаються в однополюсному (РВО) або триполюсними (РВ, РВК, РВРЗ і ін.) виконанні. Триполюсні роз'єднувачі виконуються на загальній рамі або на окремих рамах для кожного полюсу. Окремі полюси об'єднуються загальним валом, механічно з'єднаним з приводом роз'єднувача. На струми до 1000 А ніж роз'єднувача виготовляється з двох мідних смуг, а на більші – застосовуються ножі з трьох – чотирьох смуг. При великих робочих струмах найкраще використання матеріалу досягається, якщо нерухомі контакти мають коробчастий переріз, а ножі роз'єднувача – коритоподібну форму.

У роз'єднувачів рубального типу ніж обертається навколо одного з нерухомих контактів, рух ножа передається від валу через фарфорову тягу. Необхідний тиск у контактах створюється пружинами. Розглянемо будову контактної системи роз'єднувача рубального типу (рис. 6.2). На ізоляторі 1 закріплена мідна шина, зігнута під прямим кутом, яка є нерухомим контактом 2. Бічні частини контакту 2 мають циліндричну форми, тому з пластинами ножа 6 утворюється лінійний контакт. Пружини 4, насаджені на стержень 5, і натискають на сталеві пластини 3, які своїм виступом притискають ножі до нерухомого контакту. Чим більший тиск у контакті, тим менший перехідний опір, але більший його знос за рахунок тертя при вимиканнях і вмиканнях, і тим більше зусилля треба докласти при операціях з роз'єднувачем.

При протіканні струмів КЗ створюються електродинамічні зусилля в місцях переходу струму з пластин ножа в контакт, які намагаються відштовхнути ножі від контакту. З іншого боку, пластини ножа притягуються одна до одної завдяки взаємодії струмів одного напрямку. При великих струмах КЗ сили відштовхування виявляються більшими, ніж сили притягування пластин ножа, це призводить до



відкидання пластин ножа від контакту й виникнення дуги, тобто до аварії. Щоб уникнути цього, в роз'єднувачах передбачається наявність магнітного замка. Він складається з двох сталевих пластин 3, розташованих зовні ножа, які, по-перше, служать для передачі тиску від пружин, а по-друге, намагнітившись струмами КЗ, притягуються одна до одної і створюють додатковий тиск у контакті.

Контактна система роз'єднувача на другому ізоляторі має таку ж конструкцію, але контакти виконані ковзними, шарнірними, а не такими, що розмикаються, оскільки ніж обертається навколо осі 7.

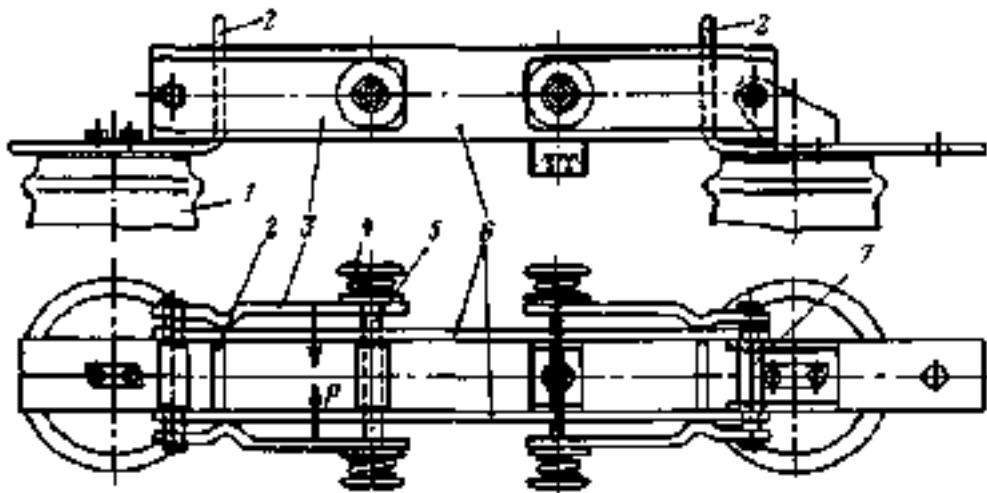


Рисунок 6.2 – Контактна система роз'єднувачів рубального типу:

1 – ізолятор; 2 – нерухомий контакт з міді; 3 – сталева пластина; 4 – пружина;  
5 – стержень; 6 – ніж; 7 – вісь обертання

На рис. 6.3 зображено роз'єднувач типу РВРЗ з номінальною напругу 20 кВ та номінальним струмом 8000 А, розрахований на граничний наскрізний струм КЗ 300 кА і граничний струм термічної стійкості 112 кА (при відстані між полюсами 700 мм).

У контактній системі вертикально-рубального типу для підвищення динамічної стійкості кожен контактний ніж 1 має магнітні замки. Контактна система полюса кріпиться на чотирьох опорних ізоляторах. Ножі приводяться в рух через ізолюючу фарфорову тягу 8. Для зменшення зусилля вимикання і вмикавання застосовується механізм зняття контактного тиску. Заземлювальні ножі

6 можуть бути розташовані з боку шарнірного або роз'ємного контакту чи з обох боків. При триполюсній установці вони закорочуються загальною мідною шиною.

Заземлювальні ножі мають механічне блокування, що не дозволяє вмикати їх при ввімкнених головних ножах. Для управління заземлюючими ножами використовується ручний важільний привод, що складається із системи важелів, які передають рух від рукоятки до валу (ПР), або черв'ячний привід (ПЧ). Вимикання і вмикання головних ножів здійснюється електродвигуновим приводом (ПДВ), що дозволяє виконувати ці операції дистанційно.

У ввімкненому і вимкненому положенні роз'єднувач надійно фіксується системою важелів приводу, щоб уникнути мимовільного вимикання або вмикання.

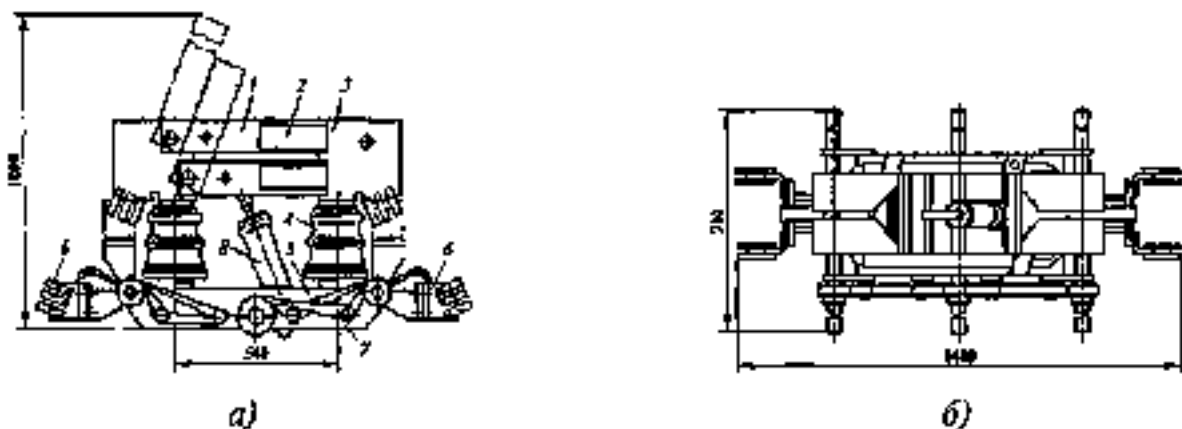


Рисунок 6.3 – Роз'єднувач рубального типу внутрішнього встановлення з двома заземлюючими ножами РВРЗ-2-20/8000:

*а* – зовнішній вигляд і габаритні розміри на кресленні виду з боку;

*б* – креслення виду зверху;

*1* – головні рухомі контакти; *2* – сталеві пластини; *3* – нерухомі контакти;  
*4* – опорний ізолятор; *5* – рама; *6* – заземлюючі ножі; *7* – механічне блокування між головними і заземлюючими ножами; *8* – фарфорова тяга

### 6.3 Роз'єднувачі зовнішнього встановлення

Роз'єднувачі, що встановлюються у відкритих розподільчих установках, мають посилену ізоляцію і тому надійно виконують свої функції під час несприятливих умов навколишнього середовища.

Роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу випускаються на напругу 10–750 кВ. У цих роз'єднувачів головний ніж складається з двох частин, що переміщаються у горизонтальній площині при повороті колонок ізоляторів, на яких закріплені (рис. 6.4).

Один полюс є ведучим, до нього приєднаний привод. Рух до двох інших полюсів (ведених) передається тягою. Роз'єднувачі можуть мати один або два заземлюючих ножі. Контактна частина роз'єднувача складається з ламелей, закріплених на кінці одного ножа, і контактної поверхні на кінці іншого ножа. При вмиканні ніж входить між ламелями. Тиск у контакті створюється пружинами. Роз'ємний контакт подібної конструкції показаний на рис. 6.4 б.

У горизонтально-поворотних роз'єднувачах при відключенні ніж ніби «ламається» на дві частини, тому значно полегшується робота приводу у разі обledenіння контактів.

Більш досконалу конструкцію мають роз'єднувачі серії РГ (рис. 6.5) на напругу від 35 до 220 кВ, що призначені для заміни роз'єднувачів типу РНД. На несучій рамі закріплюються нерухома 2 і рухома 5 колонки, на яких кріпляться двосмуговий напівніж 3 із роз'ємним контактом 4 і однополюсний напівніж.

При вимиканні зусилля від приводу передається тягою 8; колонка 5, обертаючись, передає рух напівножам, при повороті яких розмикається контакт 4. Роз'єднувач може мати один або два заземлювача 1, 6, що керуються приводом через вали 7. Поверхні роз'ємного контакту покриті сріблом. Ізолятори виконані з високоміцного фарфору. Вивідні контакти ковзного типу мають більший термін служби, ніж гнучкі зв'язки. Роз'єднувачі серії РГ функціонують при ожеледі з товщиною стінки до 20 мм.

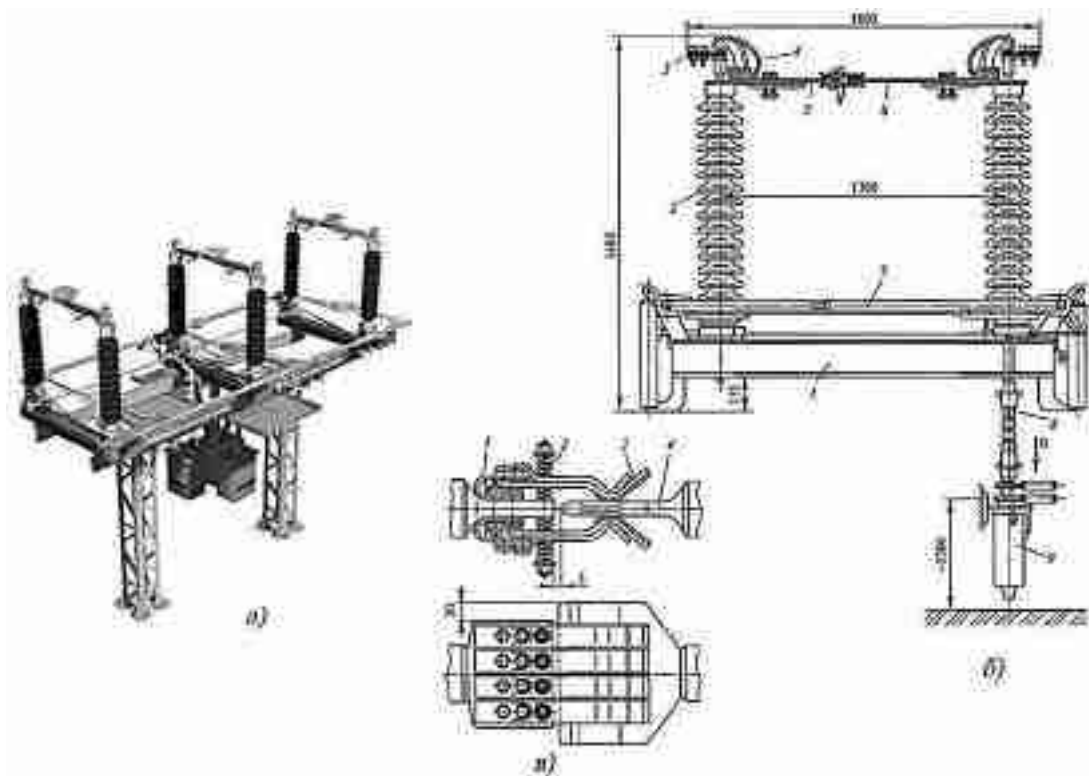


Рисунок 6.4 – Роз'єднувач горизонтально5поворотного типу РНДЗ-2-110:

*а* – загальний вигляд роз'єднувача типу РНДЗ-2-110;

*б* – включене положення роз'єднувача:

*1* – рама; *2* – опорний ізолятор; *3* – накінецьник для приєднання шин; *4* – гнучкий зв'язок; *5* – головний ніж з ламелями; *б* – головний ніж без ламелей; *7* – заземлювальні ножі; *8* – тяга до приводу; *9* – привід; *в* – роз'ємний контакт роз'єднувача: *1*– гнучкий зв'язок; *2* – пружина; *3* – ламель; *4* – лопатка

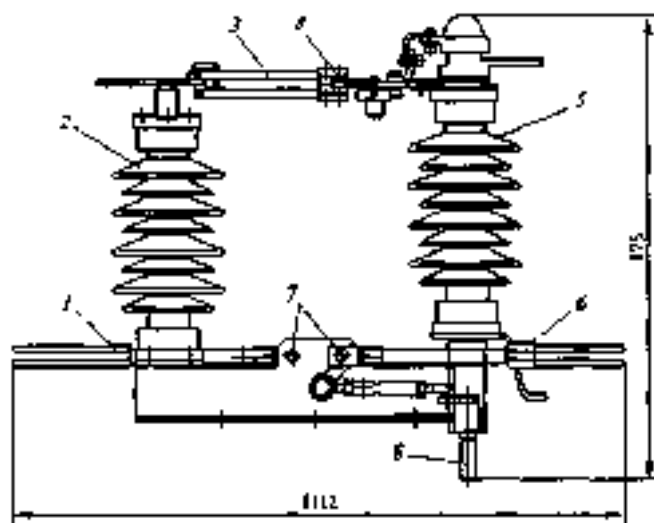


Рисунок 6.5 – Роз'єднувач РГ-35/20000УХЛ1:

Умовні позначення до рис. 6.5: 1 – заземлювач; 2 – нерухома колонка;  
3 – напівніж двополюсний; 4 – роз’ємний контакт; 5 – рухома колонка;  
6 – заземлювач; 7 – вали ножів заземлювачів; 8 – тяга до приводу

Пантографні роз’єднувачі зазвичай використовують у розподільних установках з подвійною системою шин спільно з шиноз’єднуючим вимикачем, і для приєднання ліній до секцій шин. Основні компоненти пантографного роз’єднувача приведені на рис. 6.6.



Рисунок 6.6 – Основні компоненти пантографного роз’єднувача:

1 – рухомий контакт; 2 – нерухомий контакт; 3 – кутовий редуктор; 4 – опорний ізолятор; 5 – обертаючий ізолятор; 6 – приводний механізм

Приводний механізм через ізолятор, що обертається приводить у рух рухомий контакт. Геометрія пантографа забезпечує його робочі оптимальні характеристики. Контактне натискання регулюється виробником і залишається незмінним протягом всього строку експлуатації. Роз'єднувач здатний здійснювати операції вмикання і вимикання при товщині стінки ожеледі до 20 мм. У обох кінцевих положеннях роз'єднувача обертаючий важіль у несучій рамі перемикається за межі мертвої точки. Положення перемикача не може бути змінено під впливом зовнішніх сил. Жорсткість перехресних гілок запобігає відкриванню при короткому замиканні. Пантографні роз'єднувачі з номінальною напругою від 123 кВ до 362 кВ можуть оснащуватися груповими або однополюсними приводними механізмами. Роз'єднувачі з подвійним розривом містять три опорних ізолятора. Центральний опорний ізолятор встановлений на обертовому блоці. На цьому ізоляторі встановлені рухомі струмопровідні контакти. Обидва кінцеві опорні ізолятори стаціонарні.

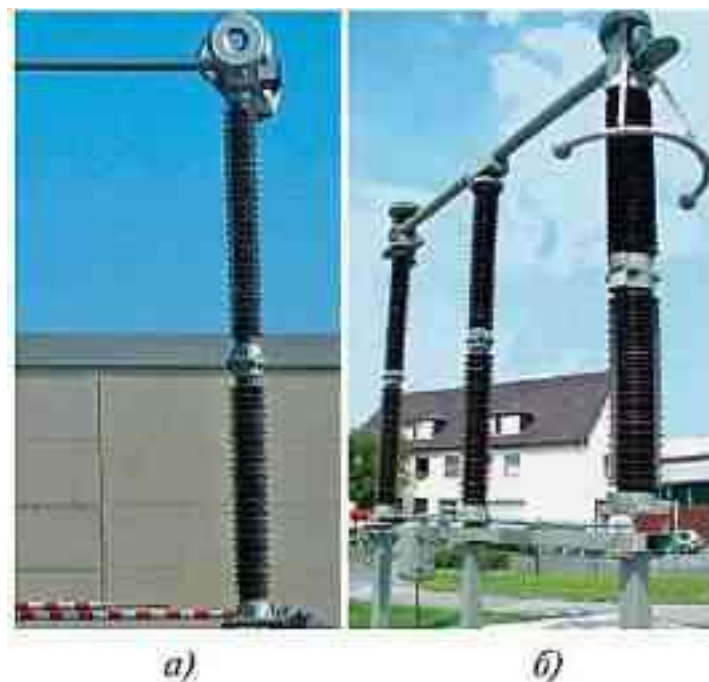


Рисунок 6.7 – Роз'єднувач з подвійним розривом  
і вбудованим блискавкозахисним розрядником:

*а* – зовнішній вид роз'єднувача з подвійним розривом;

*б* – зовнішній вид роз'єднувача з вбудованим блискавкозахисним розрядником

Роз'єднувачі з подвійним розривом, в основному, застосовуються на комплектних підстанціях і там, де вертикальний розрив кола струму неможливий. Роз'єднувач також може бути об'єднаним з блискавкозахисним розрядником (рис. 6.7 б).

При номінальній напрузі роз'єднувача до 245 кВ функцією рухомих контактів виконує струмопровідна труба, а нерухомі контакти представлені контактними блоками. Струмопровідна труба здійснює горизонтальний обертальний рух, при цьому електричний контакт забезпечується в контактних блоках.

При номінальних напругах вище 245 кВ на кінцях струмопровідних труб встановлені контакти спеціальної конструкції. Контактні штирі є частиною фіксованих контактів. Струмопровідна труба з контактами спеціальної конструкції здійснює горизонтальний обертальний рух, при цьому електричний контакт забезпечується в контактних блоках.

#### *Напівпантографні роз'єднувачі.*

Цей тип роз'єднувачів характеризується найменшими вимогами до горизонтального і вертикального простору. Напівпантографний роз'єднувач має два нерухомих і один обертаючий ізолятор. Завдяки конструкції з рухомих контактом, що складається, потрібно мінімальний простір у вертикальній площині (рис. 6.8).

На рис. 6.9 показаний напівпантографний роз'єднувач у ввімкненому положенні. Контактний ніж 7 складається з двох напівножів, що складаються в вертикальній площині в процесі відключення. Таке положення напівножів у вимкненому положенні 7' зменшує загальну висоту роз'єднувача. Перший напівніж складається з алюмінієвої труби, до якої приварюються вилка і шина. Другий напівніж також складається з алюмінієвої труби, до якої приварюється корпус ковзаючого контакту і контактна пластина з напайками зі срібла, що забезпечує малий перехідний опір у нерухомому контакті 6.



Рисунок 6.8 – Напівпантографний роз'єднувач

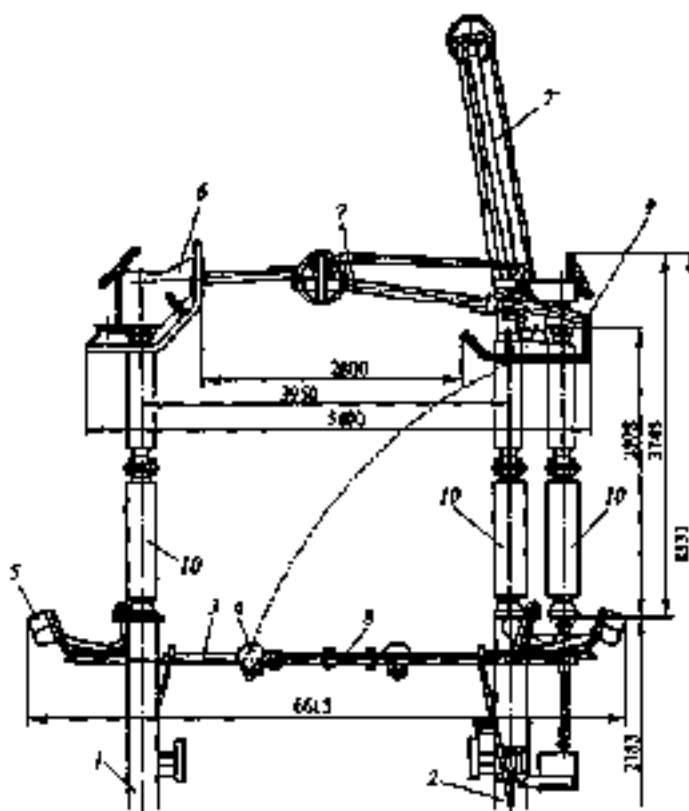


Рисунок 6.9 – Основні компоненти напівпантографного роз'єднувача:

1, 2 – стійки; 3 – труба; 4 – кожух; 5 – противаги; 6 – нерухомий контакт; 7 – контактний ніж у включеному положенні; 7' – контактний ніж у відключеному положенні; 8 – заземлювач; 9 – контактний вивід; 10 – ізолюючі

КОЛОНКИ



Підвісний роз'єднувач має рухому контактну систему, що складається з вантажу 5, що має пружинні лапи 4 і контактні наконечниками 3, до яких приварені струмопроводи (рис. 10). Вся ця система підвішена на гірляндах ізоляторів 2 до порталів. Нерухомий контакт у вигляді кільця 6 може встановлюватися на шинній ізоляційній опорі, а також на вимірювальних трансформаторах струму та напруги. Тросова система управління складається з електродвигунного приводу, троса, протитяги, блоків.

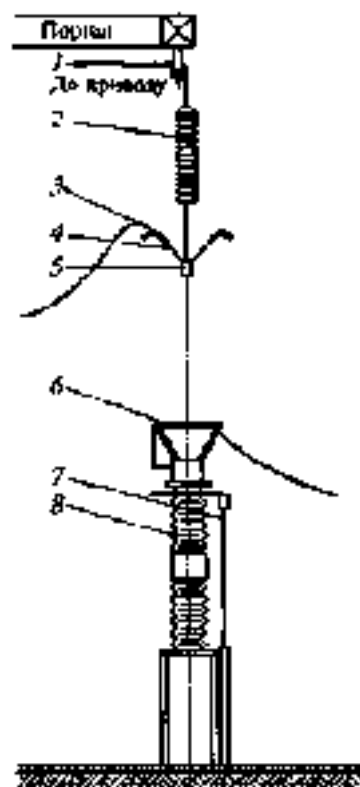


Рисунок 6.10 – Роз'єднувач підвісного типу:

- 1 – трос від приводу; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – контактні наконечники; 4 – пружинні лапи;  
5 – вантаж; 6 – нерухомий контакт у вигляді кільця; 7 – заземлюючий ніж;  
8 – трансформатор струму

У вимкненому положенні рухомий контакт піднятий. При вмиканні роз'єднувача, шляхом обертання барабана приводу, піднімаються вгору

противаги, а рухомі контакти під дією власної ваги опускаються вниз і накінецьники 3 з'єднуються з кільцем 6 – ланцюг замкнений.

Заземлювачі також відносяться до роз'єднувачів, які призначені для заземлення струмопровідних деталей електроустановки (наприклад, шин).

Для заземлення нейтралей силових трансформаторів використовуються однополюсні заземлювачі зовнішньої установки серії ЗОН номінальною напругою 110 кВ (рис. 6.11).



Рисунок 6.11 – Заземлювач ЗОН-110

Конструктивно вони виконуються рубального типу. Заземлювач ЗОН-110 складається з основи, ізоляційної колонки, нерухомого контакту і ножа заземлення. Основа представляє собою кутик і призначена для встановлення заземлювача. До основи кріпиться ізоляційна колонка, на верхній частині якої встановлюється нерухомий контакт. Заземлювальний ніж виконаний з алюмінієвої труби, з'єднаної через пластину з валом. При комутаціях заземлювальний ніж, на кінці якого є роз'ємний контакт, вмикається в нерухомий контакт.

Високовольтні роз'єднувачі типу SDF (компанія ABB) горизонтально-поворотні, виготовляються на напругу до 550 кВ (рис. 6.12).



Рисунок 6.12 – Загальний вигляд роз'єднувача типу SDF

Головним елементом роз'єднувача є сталева рама. На ній встановлені поворотні основи з ізоляторами, що не потребують обслуговування. На опорних ізоляторах кріпиться струмопровідна система, виконана у вигляді двох струмопроводів з пальцевим і кулачковим контактами. Струм протікає через обертові контактні виводи головних струмопровідних контактів. Контактні виводи повертаються на  $360^\circ$ , тому встановлення жорсткої або гнучкої ошиновки можлива в будь-якому напрямку. Сталеві елементи конструкції захищені від атмосферних впливів методом гарячого цинкування.

Управління роз'єднувачем і заземлювачем здійснюється незалежно. Рух передається від приводу до поворотного опору за допомогою валу. Діагональна тяга сполучає поворотні основи кожної колонки ізоляторів, забезпечуючи одночасний рух обох колонок. Три фази роз'єднувача з'єднані тягами для триполюсного оперування. Тяги між окремими полюсами можуть мати різну довжину. Під час операцій вмикання і вимикання головні контакти повертаються на кут  $90^\circ$ . У вимкненому положенні головні контакти розташовані під прямим кутом до рами.

Роз'єднувачі виготовляються з ручними або електродвигуновими приводами. Для триполюсної групи (роз'єднувач або заземлювач) необхідний один привод. Приводи містять допоміжні контакти для управління і контролю, а також для виконання електричного блокування.

Для максимальної надійності головні контакти роз'єднувача та заземлювача проходять через мертву точку безпосередньо перед досягненням ними кінцевих положень. Таким чином виключається мимовільне вимикання або вмикання від впливів зовнішніх сил (коротке замикання, буря, землетрус).

Рухомі частини роз'єднувачів і заземлювачів, що становлять єдине ціле, заблоковані механічно так, що при ввімкненому положенні головного ланцюга неможливе вмикання заземлюючого кола, при ввімкненому положенні заземлюючого ланцюга не допускається вмикання головного ланцюга. У приводах, у якості додаткового блокувального пристрою, встановлений блокуючий електромагніт, який у знеструмленому стані робить роботу приводу неможливою.

Додатково може бути встановлений заземлювач, який навішується на опорну раму. Заземлювач може бути встановлений з боку будь-якого контакту або з обох сторін. При наявності заземлювача момент від приводу передається на вал заземлювача. Ніж заземлювача піднімається під час вмикання.

Роз'єднувач комплектується наступними вузлами: рама з поворотними основами, що з'єднані діагональною тягою; струмопроводи; ізолятори; приводи. Так як всі механічні регулювання виконані на заводі, на місці необхідно виконати лише монтаж складальних вузлів, установку міжполюсних тяг, підключення ошиновки і вторинних ланцюгів приводів.

## ЛЕКЦІЯ 7

### ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

#### План

- 7.1 Загальні відомості
- 7.2 Схеми вмикання трансформаторів струму
- 7.3 Конструкція трансформаторів струму

#### 7.1 Загальні відомості

*Вимірювальний трансформатор струму* (ТС) – це трансформатор, призначений для перетворення первинного струму до значення, найбільш зручного для вимірювання, а також для розділення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги. Загальний вигляд ТС представлений на рис. 7.1.



Рисунок 7.1 – Загальний вигляд трансформатора струму

Застосування трансформаторів струму забезпечує безпеку при роботі з вимірювальними приладами і реле, оскільки кола вищої та нижчої напруги розділені. Стандартними значеннями номінальної вторинної сили струму є 1, 2 і 5 А, але переважним є 5 А.

Трансформатор струму складається із замкнутого магнітопроводу 2 (рис. 7.2) та двох обмоток – первинної 1 і вторинної 3. Первинна обмотка вмикається послідовно в ланцюг вимірюваного струму  $I_p$ , до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади, по обмотках яких протікає струм  $I_s$ .

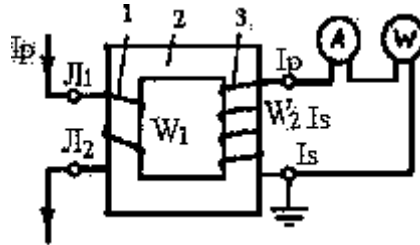


Рисунок 7.2 – Схема включення трансформатора струму:

1 – первинна обмотка; 2 – магнітопровід; 3 – вторинна обмотка

Струмові котушки вимірювальних приладів або реле підключаються до вторинної обмотки послідовно. Оскільки опір трансформатора струму вторинного кола дуже малий, то він ніяк не впливає на значення первинного струму. Останній може змінюватися у широких межах: у нормальному режимі – від 0 до  $(1,2-1,3)I_n$ , а при КЗ може перевищити  $I_n$  у десятки разів. Виводи первинної обмотки позначають літерами Л1, Л2, вторинної –  $I_1$  і  $I_2$ .

*Номінальна первинна сила струму* – це струм, при якому пристрій може працювати у тривалому режимі не перегріваючись.

*Стандартними значеннями номінальної первинної сили струму* є 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75 А та кратні або часткові до них.

*Номінальний вторинний струм* – це струм, на який розраховані прилади, що мають приєднуватись до вторинної обмотки трансформатора струму (амперметри, пристрої релейного захисту, обліку та управління). Значення номінального вторинного струму прийняті рівними 5 і 1 А.

Номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора струму дорівнює відношенню номінального первинного струму ( $I_{pn}$ ) до номінального вторинного струму ( $I_{sn}$ )

$$k_n = \frac{I_{pn}}{I_{sn}}.$$

Шкали вимірювальних приладів, що приєднуються до ТС, градуюють в значеннях первинного струму, тобто  $I_2 k_n$ .

Відношення чисел витків вторинної і первинної обмоток  $n = w_1/w_2$  вибирають дещо меншим за номінальний коефіцієнт трансформації, що дозволяє компенсувати струм намагнічування і підвищити точність вимірювання.

#### *Класифікація трансформаторів струму:*

1. *За призначенням* – вимірювальні, захисні, проміжні (для включення вимірювальних приладів у струмові ланцюги релейного захисту, для вирівнювання струмів у схемах диференціальних захистів тощо) і лабораторні (високої точності, а також з багатьма коефіцієнтами трансформації).

2. *За родом встановлення* – для зовнішнього встановлення (у відкритих розподільчих установках); для закритого встановлення; вбудовані в електричні апарати та машини: вимикачі, трансформатори, генератори тощо; накладні – накладаються зверху на прохідний ізолятор (наприклад, на високовольтний ввід силового трансформатора); переносні (для контрольних вимірювань і лабораторних випробувань).

3. *За конструкцією первинної обмотки* ТС – багатовиткові; одновиткові (стрешневі); шинні.

4. *За способом встановлення* – прохідні та опорні.

5. *За виконанням ізоляції* ТС – з сухою ізоляцією (фарфор, бакеліт, лита епоксидна ізоляція тощо); з паперово-масляною ізоляцією; газонаповнені (елегаз); із заливкою компаундом.

6. *За кількістю ступенів трансформації* – одноступеневі; двоступеневі (каскадні).

7. *За робочою напругою* – до 1000 В та понад 1000 В.

*Похибки трансформаторів струму.* Вторинний струм  $I_2$  трансформатора, збільшений у  $k_{ном}$  раз, відрізняється від первинного струму  $I_1$  як за модулем, так

і за фазою внаслідок втрат потужності у ТС. Різниця цих значень, віднесена до первинного струму, є струмовою похибкою

$$\Delta I = \frac{k_n I_s - I_p}{I_p} \cdot 100 \%,$$

де  $k_n$  – номінальний коефіцієнт трансформації;

$I_p$  – дійсна первинна сила струму;

$I_s$  – дійсна вторинна сила струму, яка відповідає  $I_p$  за умов вимірювання.

Похибка трансформатора струму залежить від його конструктивних особливостей, перерізу магнітопроводу, магнітної проникності матеріалу магнітопроводу, середньої довжини магнітного шляху, значення  $l_1 w_1$ . Випускаються ТС з класами точності 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3; 5.

Похибка трансформаторів струму залежить від вторинного навантаження (опору приладів, проводів, контактів) і від кратності первинного струму відносно номінального. Збільшення навантаження і кратності струму приводить до збільшення похибки. При первинних струмах, значно менших номінального, похибка також збільшується.

Трансформатори струму, що мають клас точності 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, з класом 0,5 – для приєднання лічильників комерційного обліку, з класом 1,0 – для всіх технічних вимірювальних приладів, з класами 3 і 5 – для релейного захисту.

Для класів точності 0,1; 0,2; 0,5 та 1 струмова та кутова похибки за номінальної частоти не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 25 % до 100 % значення номінальної навантаження.

Для класів точності 0,2S та 0,5S струмова та кутова похибки за номінальної частоти не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 2, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 25 % до 100 % значення номінальної навантаження.



Для трансформаторів струму класів точності 0,1; 0,2 та 0,2S, номінальне навантаження яких не перевищує 15 ВА, треба встановити ширший діапазон навантаження. Струмова та кутова похибки не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1 та 2, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 1 ВА до 100 % номінального навантаження. Для класів точності 3 та 5 струмова похибка за номінальної частоти не повинна перевищувати значень, наведених у табл. 3, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 50 % до 100 % номінального навантаження.

Для багатодіапазонних трансформаторів, які мають відводи на вторинній обмотці, вимоги щодо точності стосуються найвищого коефіцієнта трансформації.

Таблиця 7.1 – Границі струмової та кутової похибок трансформаторів струму для вимірювання (класи від 0,1 до 1)

| Клас точності | Відсоткова струмова (відношення) похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$ |      |     |     | Кутова похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$ |    |     |     |              |      |      |      |
|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------|-----|-----|--------------------------------------------------------------|----|-----|-----|--------------|------|------|------|
|               |                                                                                        |      |     |     | Хвилини                                                      |    |     |     | Сантірадіани |      |      |      |
|               | 5                                                                                      | 20   | 100 | 120 | 5                                                            | 20 | 100 | 120 | 5            | 20   | 100  | 120  |
| 0,1           | 0,4                                                                                    | 0,2  | 0,1 | 0,1 | 15                                                           | 8  | 5   | 5   | 0,45         | 0,24 | 0,15 | 0,15 |
| 0,2           | 0,75                                                                                   | 0,35 | 0,2 | 0,2 | 30                                                           | 15 | 10  | 10  | 0,9          | 0,45 | 0,3  | 0,3  |
| 0,5           | 1,5                                                                                    | 0,75 | 0,5 | 0,5 | 90                                                           | 45 | 30  | 30  | 2,7          | 1,35 | 0,9  | 0,9  |
| 1,0           | 3,0                                                                                    | 1,5  | 1,0 | 1,0 | 180                                                          | 90 | 60  | 60  | 5,4          | 2,7  | 1,8  | 1,8  |

Таблиця 7.2 – Границі струмової та кутової похибок трансформаторів струму для вимірювання для спеціального застосування

| Клас точності | Відсоткова струмова (відношення) похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$ |      |     |     |     | Кутова похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$ |    |    |     |     |              |      |     |     |     |
|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------|-----|-----|-----|--------------------------------------------------------------|----|----|-----|-----|--------------|------|-----|-----|-----|
|               |                                                                                        |      |     |     |     | Хвилини                                                      |    |    |     |     | Сантірадіани |      |     |     |     |
|               | 1                                                                                      | 5    | 20  | 100 | 120 | 1                                                            | 5  | 20 | 100 | 120 | 1            | 5    | 20  | 100 | 120 |
| 0,2S          | 0,75                                                                                   | 0,34 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 30                                                           | 15 | 10 | 10  | 10  | 0,9          | 0,45 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| 0,5S          | 1,5                                                                                    | 1,75 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 90                                                           | 45 | 30 | 30  | 30  | 2,7          | 1,35 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |

Таблиця 7.3 – Границі струмової похибки трансформаторів струму для вимірювання (класи 3 та 5)

| Клас точності | Відсоткова струмова (відношення) похибка за відсоткової номінальної сили, $\pm$ |     |
|---------------|---------------------------------------------------------------------------------|-----|
|               | 50                                                                              | 120 |
| 3             | 3                                                                               | 3   |
| 5             | 5                                                                               | 5   |

Кутову похибку для класів 3 та 5 не нормують.

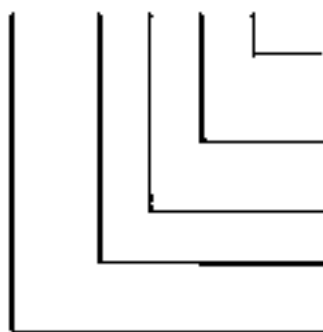
Крім розглянутих класів точності випускаються ТС з вторинними обмотками таких типів: Д – для диференційного захисту; З – для земляного захисту; Р – для інших релейних захистів.

Оскільки опір вимірювальних приладів і реле малий, то трансформатор струму працює в режимі близькому до КЗ. Якщо розімкнути його вторинну обмотку, магнітний потік у магнітопроводі різко збільшиться, тому що він буде визначатися тільки магніторухійною силою (МРС) первинної обмотки. У цьому режимі магнітопровід нагріється до неприпустимої температури, а на вторинній розімкненій обмотці з'явиться висока напруга до декількох десятків кіловольт, що може призвести до ушкодження ТС.

Внаслідок вказаних явищ не дозволяється розмикати вторинну обмотку ТС при протіканні струму у первинній обмотці. За необхідності заміни вимірювального приладу чи реле попередньо вторинна обмотка ТС замикається накоротко або шунтується обмотка реле чи приладу.

*Структура умовного позначення.*

**ТФЭМ-XXX-XXX/5-Y1(T1)**



Кліматичне виконання  
+45 °C -45°C (-30 °C -10°C)

Номінальний струм  
вторинної обмотки

Номінальний струм  
первинної обмотки

Номінальна напруга 35, 110 кВ

Трансформатор струму в фарфоровому  
корпусі з II-ю обмоткою ланкового типу олійний

Для маркування ТС використовують позначення:

Т – трансформатор струму;

П – прохідний;

О – одновитковий;

К – котушковий;

Ф – з фарфоровою ізоляцією;

Л – з литою смоляною ізоляцією;

У – посилений;

М – модернізований;

М – з оливним заповненням;

Н – для зовнішнього встановлення;

Ш – шинний;

В – вмонтований;

Р – для релейного захисту;

Д – для диференційного релейного захисту;

ВТ – вбудований у силовий трансформатор;

Г – елегазовий;

Б – бакової конструкції;

М – модернізований (або малогабаритний для ТС напругою 6; 10 кВ, для ТС 35 кВ

і вище – масляний);

З – для захисту від замикань на землю.

Приклад позначення:

ТЛК5105650,5/Р5

400/5 – трансформатор струму з литою ізоляцією для КРП 10 кВ клас ізоляції 0,5/Р, номінальний струм первинної обмотки до вторинної 400/5.

## 7.2 Схеми вмикання трансформаторів струму

Для підключення реле і вимірювальних приладів вторинні обмотки ТС з'єднуються за такими схемами:

1. Трифазна схема з'єднання в повну зірку (рис. 7.3).

Встановлюються три ТС у кожній фазі.

Переваги:

- реагує на всі види однофазних і багатofазних КЗ;
- однакова чутливість схеми для всіх видів КЗ;
- коефіцієнт схеми дорівнює 1.

Недоліки:

- велика кількість обладнання;
- ймовірність неселективної дії при КЗ на землю різних фаз в двох точках мережі з ізолюваною нейтраллю.

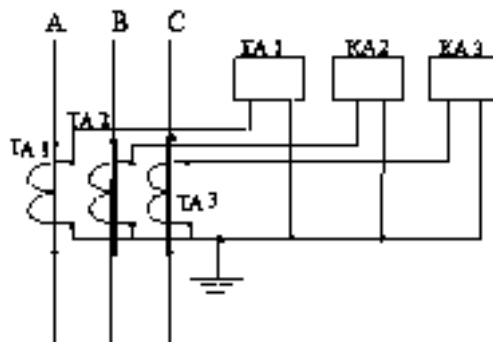


Рисунок 7.3 – Трифазна схема з'єднання у повну зірку

2. Двофазна дворелейна схема з'єднання в неповну зірку (рис. 7.4).

Встановлюються два ТС у фази А та С.

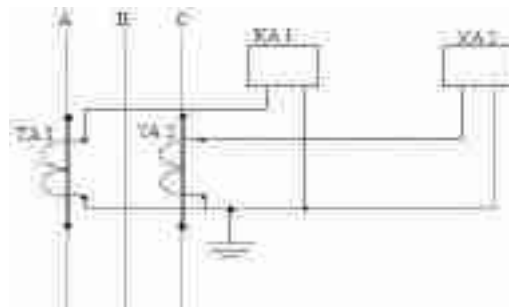


Рисунок 7.4 – Двофазна дворелейна схема з'єднання у неповну зірку

Переваги:

- схема реагує на всі види КЗ за винятком КЗ на землю фази в якій ТС не встановлено, тому дана схема застосовується для міжфазних захистів;
- коефіцієнт схеми дорівнює 1.

Недоліки:

- коефіцієнт чутливості у деяких випадках може бути в два рази меншим ніж у схеми повної зірки. Наприклад, при КЗ за трансформатором, що має з'єднання обмоток Y-Δ або Δ-Y.

### 3. Схема на різницю струмів двох фаз.

ТС встановлюється у фази А та С, а виводи їх вторинних обмоток з'єднуються зустрічно – Л 1.1 до Л 2.1, Л 2.1 до Л 1.2. Струм реле дорівнює геометричній різниці струмів двох фаз  $k_{cx} = \sqrt{3}$ .

Переваги:

- економічність, використовується тільки одне реле.

Недоліки:

- різна чутливість при різних видах КЗ;
- дана схема не спрацьовує при деяких видах двофазних КЗ.

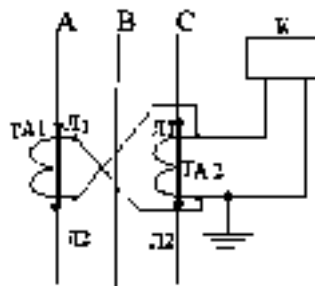


Рисунок 7.5 – Схема на різницю струмів двох фаз

4. Трифазна схема з'єднань ТА в повний трикутник, а реле – у повну зірку (рис. 7.6).

Схема для створення диференційних захистів. Струми в обмотках реле дорівнюють геометричній різниці фазних струмів.

Коефіцієнт схеми дорівнює  $k_{cx} = \sqrt{3}$ .

Недоліки: чутливість схеми відрізняється при різних видах КЗ і є мінімальною при однофазних і подвійних КЗ.

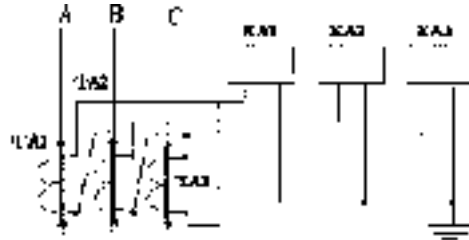


Рисунок 7.6 – Трифазна схема з'єднань ТА у повний трикутник, а реле – у повну зірку

У всіх цих схемах вимірювальні органи вмикаються на повні струми фаз.

Застосовуються також схеми вмикання на складові струми нульової і зворотної послідовності. У цих схемах реле підключається до фільтрів струму нульової і зворотної послідовностей.

5. *Схема з'єднання реле на суму струмів трьох фаз* (рис. 7.7). Схема використовується для захисту від замикань на землю.

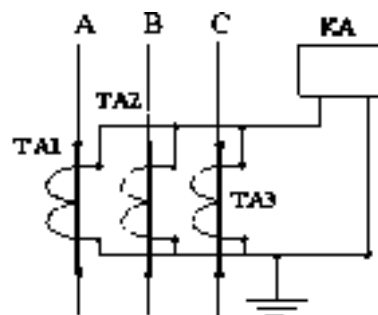


Рисунок 7.7 – Схема з'єднання реле на суму струмів трьох фаз

### 7.3 Конструкція трансформаторів струму

За типом первинної обмотки розрізняють котушкові (на напругу до 3 кВ включно), одновиткові і багатовиткові трансформатори (рис. 7.8).

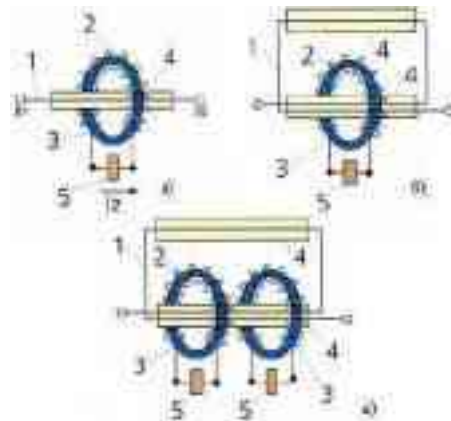


Рисунок 7.8 – Принцип роботи трансформаторів струму:

*а* – одновитковий трансформатор струму;

*б* – багатовитковий трансформатор струму;

*в* – багатовитковий трансформатор струму з двома серцевинами:

*1* – первинна обмотка; *2* – вторинна обмотка;

*3* – магнітопровід; *4* – ізоляція; *5* – обмотка приладу

Трансформатори струму для внутрішнього встановлення до 35 кВ мають литу епоксидну ізоляцію. Вбудований трансформатор струму приведений на рис. 7.9.

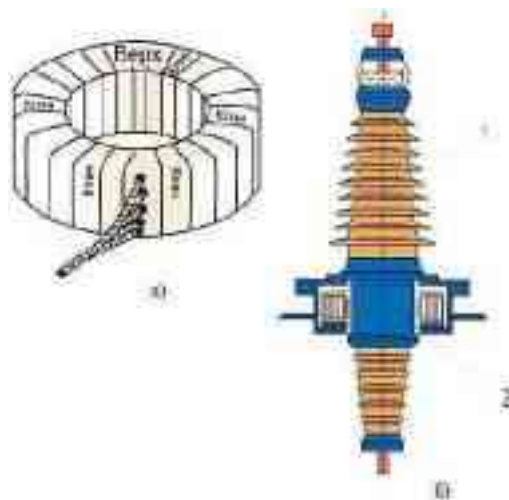


Рисунок 7.9 – Вбудований трансформатор струму:

*а* – зовнішній вигляд; *б* – місце встановлення трансформатора струму *2* на високовольтному вводі *1*

На рис. 7.10 показано зовнішній вигляд ТС типу ТПОЛ-20 (прохідний, одновитковий, з литою ізоляцією на 20 кВ). У цих трансформаторах струмопровідний стержень, що проходить через вікна двох магнітопроводів, є одним витком первинної обмотки з кількістю витків  $w_1=1$ . Одновиткові трансформатори струму виготовляються на струми 600 А і вище. При менших струмах МРС первинної обмотки недостатня для роботи в необхідному класі точності. Трансформатори типу ТПОЛ мають два магнітопроводи на кожний з яких намотана своя вторинна обмотка. Класи точності цих трансформаторів 0,5, 3 і РР. Магнітопровід разом з обмотками заливається епоксидним компаундом і утворює моноліт, завдяки чому ТС має високу електродинамічну стійкість. Одночасно трансформатор виконує роль прохідного ізолятора в закритих розподільчих установках.

При струмах менших 600 А застосовують багато виткові ТС, наприклад ТПЛ, у яких кількість витків первинної обмотки залежить від величини необхідної МРС.

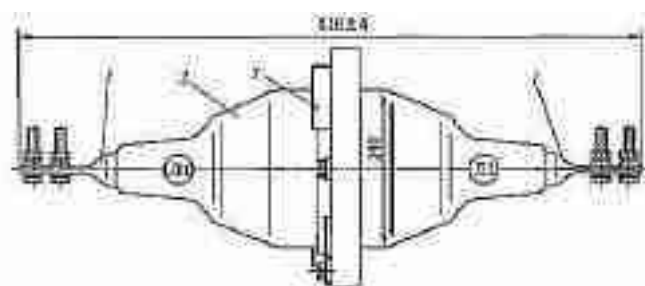


Рисунок 7.10 – Трансформатор струму ТПОЛ-20:

1 – вивід первинної обмотки; 2 – ізоляція; 3 – виводи вторинної обмотки

У комплектних розподільних установках застосовують опорно-прохідні трансформатори ТЛМ-10, ТПЛК-10, ТПЛ-10 (рис. 7.11), ТПОЛ-10 (рис. 7.12), які конструктивно поєднуються з одним із штепсельних з'єднань первинного кола шафи КРУ.



Для великих струмів застосовуються трансформатори у яких роль первинної обмотки виконує шина, що проходить всередині трансформатора (ТШЛ).

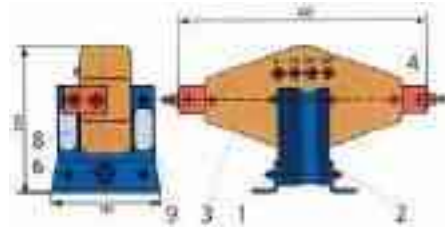


Рисунок 7.11 – Трансформатор струму ТПЛ-10:

1 – магнітопровід Р; 2 – магнітопровід класу 0,5; 3 – литий корпус; 4 – виводи первинної обмотки; 5 – виводи вторинних обмоток; 6 – кріпильний куток; 7 – заземлюючий болт; 8 –паспортний щиток; 9 – попереджувальна табличка



Рисунок 7.12 – Трансформатор струму ТПОЛ-10:

1 і 2 – серцевини; 3 – кріпильне кільце; 4 – стержень первинної обмотки; 5 – литий корпус; 6 – опорний фланець; 7 – виводи вторинних обмоток; 8 – виступи кріпильного кільця; 9 – заземлюючий болт

Для зовнішнього встановлення застосовують *трансформатори струму опорного типу* ТФЗМ (рис. 7.13, рис. 7.14) у фарфоровому корпусі із паперово-масляною ізоляцією.

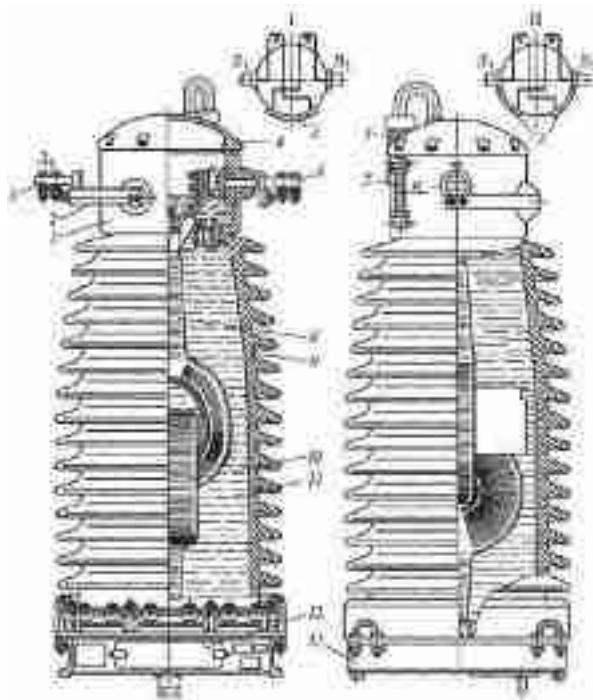


Рисунок 7.13 – Конструкція трансформатору струму ТФЗМ:

- 1 – маслорозширювач; 2 – перемикач первинної обмотки; 3 – вивід Л2;  
 4 – кришка; 5 – вологопоглинач; 6 – вивід Л1; 7 – масловказівник; 8 – первинна обмотка; 9 – фарфоровий корпус; 10 – магнітопровід з вторинною обмоткою;  
 11 – мастило; 12 – коробка виводів вторинних обмоток; 13 – основа;  
 I – положення перемикача при послідовному з'єднанні обмоток;  
 II – положення перемикача при паралельному з'єднанні обмоток

Обмотки і магнітопровід ТС розташовані у фарфоровому ізоляторі заповненому мастилом. Конструктивно первинна і вторинна обмотки нагадують дві ланки ланцюга (літера З в умовному позначенні). Первинна обмотка складається з двох секцій, які за допомогою перемикача 2 можуть бути з'єднані послідовно (положення I) або паралельно (положення II), чим досягається зміна номінального коефіцієнта трансформації в співвідношенні 1:2. На фарфоровому корпусі встановлений металевий маслорозширювач 1, що сприймає коливання рівня мастила. Силікогелевий вологопоглинач 5 призначений для поглинання вологи зовнішнього повітря, з яким сполучається внутрішня порожнина маслорозширювача. Обмотки і фарфоровий корпус кріпляться до сталльної основи 13. Коробка виводів вторинних обмоток 12 герметизована.



Рисунок 7.14 – Загальний вигляд трансформаторів струму ТФЗМ-110

Трансформатори типу ТФЗМ мають один магнітопровід з обмоткою класу 0,5 і два/три магнітопроводи з обмотками для релейного захисту. Чим вище напруга, тим важче здійснити ізоляцію первинної обмотки, тому на напругу 330 кВ і вище виготовляються трансформатори струму каскадного типу. Наявність двох каскадів трансформації (двох магнітопроводів з обмотками) дозволяє виконати ізоляцію обмоток кожного каскаду не на повну напругу, а на її половину.

В електроустановках 330 кВ і вище застосовуються каскадні трансформатори струму ТФРМ з римовидною обмоткою. Обмотка розташована всередині фарфорового ізолятора, що заповнений трансформаторним мастилом. У таких трансформаторах є чотири-п'ять вторинних обмоток на класи точності 0,2; 0,5 та PR.

В установках 35 кВ і вище застосовують трансформатори струму, що вбудовані у вводи вимикачів (ТВ, ТВС, ТВУ) та силових трансформаторів (ТВТ).

Останнім часом набувають поширення *елегазові трансформатори струму*. Конструкція їх внутрішньої ізоляції базується на унікальних ізоляційних властивостях елегазу. На рис. 7.15 подано зовнішній вигляд ТС типу ТГФМ-110, на рис. 16 – його будову. Мінімальний тиск елегазу у трансформаторі складає 0,12 МПа. За такого тиску газоподібний стан елегазу зберігається до температури – 55 °С.

Трансформатори даного типу мають один, або два коефіцієнти трансформації (досягається перемиканням шини до одного з виводів Л2 первинної обмотки 8).

Блок вторинних обмоток *1* розташований у верхній частині трансформатора під алюмінієвим корпусом, який виконує роль другого витка, якщо передбачена зміна коефіцієнта трансформації.



Рисунок 7.15 – Загальний вигляд трансформаторів струму ТГФМ-110

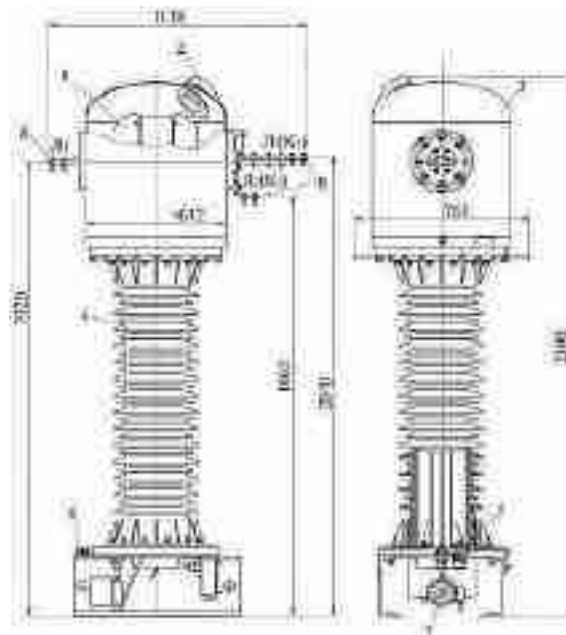


Рисунок 7.16 – Трансформатор струму ТГФМ-110:

*1* – блок вторинних обмоток; *2* – пристрій мембранний; *3* – корпус (головка);  
*4* – ізолятор фарфоровий; *5* – блок вторинних виводів; *6* – клапан для підкачки  
газу; *7* – вказівник тиску; *8* – виводи первинної обмотки

Мембранний запобіжний пристрій забезпечує захист від підвищення тиску при внутрішньому КЗ. Товщина фарфорового корпусу 4 запобігає можливості прогорання.

Для контролю за тиском електричного середовища передбачений вказівник тиску 7. Клапан 6 регулює рівень електричного середовища. Під час експлуатації електричного середовища у ТС практично не потребує обслуговування.

Каскадні вимірювальні трансформатори на 500, 750 і 1150 кВ мають складну конструкцію та високу вартість, тому замість них розроблені принципово нові *оптикоелектронні трансформатори* (ОЕТ). У них вимірюваний сигнал струм, напруга перетворюється у світловий потік, який змінюється за певним законом і передається у приймальний пристрій, що розташований на заземленому елементі, потім світловий потік перетворюється в електричний сигнал, що сприймається вимірювальними приладами (рис. 7.17). Таким чином, передавальний пристрій, що знаходиться під високою напругою, і приймальний пристрій, що з'єднаний з землею, пов'язані між собою лише пучком світла.

Світловий потік передається всередині порожнього ізолятора по трубі з дзеркальними стінками або по стрижневих і волоконних світловодах. Передавальний пристрій ОЕТ може базуватися на різних принципах. У деяких трансформаторах струму використовується ефект Фарадея (рис. 17 б). В ущемленій основі 10 знаходиться джерело світла 8 і два фотоприймача 9, що ввімкнені за диференційною схемою в ланцюг підсилювача 11. До підсилювача приєднуються вимірювальні прилади. У голівці ВН 1 розміщені дві комірки Фарадея і струмопровід вимірюваного струму 2. Комірки Фарадея складаються з поляризаторів 3, оптично активної речовини 4 (кварц, важке скло) і аналізаторів 5. Пучок поляризованого світла, під час проходження в оптично-активній речовині 4, змінює площину поляризації на кут, який залежить від напруженості магнітного поля, тобто від первинного струму. Поворот площини поляризації за аналізаторами 5 проявляється у вигляді зміни інтенсивності світлового потоку, що падає на фотоприймач. Світлові потоки передаються всередині ізолюючої колонки 6 по світловодах 7. Фотоприймачі перетворюють світловий сигнал в

електричний, який посилюється в підсилювачі 11 і подається на вимірювальні прилади. Такі трансформатори струму призначені для вимірювання постійного, змінного та імпульсного струму в установках високої і надвисокої напруги.

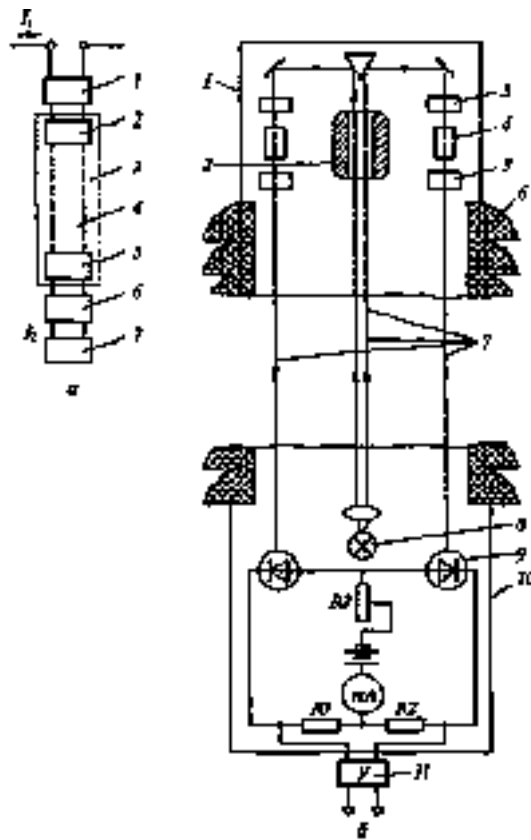


Рисунок 7.17 – Оптико-електронний трансформатор струму:

- a* – структурна схема: 1 – первинний перетворювач; 2 – світлодіод; 3 – оптична система; 4 – світловод; 5 – фоточутливий прилад; 6 – підсилювач; 7 – вимірювальний прилад; *б* – функціональна схема оптики-електронного трансформатора струму ОЕТТФ: 1 – голівка ВН; 2 – струмопровід вимірювального струму; 3 – поляризатор; 4 – кварц; 5 – аналізатор; 6 – ізолююча колонка; 7 – світловоди; 8 – джерело світла; 9 – фотоприймачі; 10 – основа; 11 – підсилювач

Існують конструкції трансформаторів струму, в яких передавальний пристрій складається з модулятора і світловода. Світловий потік світловоду залежить від первинного струму і його фази.

Оптико-електронний трансформатор струму з частотної модуляцією на 750 кВ і 2000 А має чотири оптичних канали – один для вимірювання і три для захисту. Кожен канал зв'язаний зі своїм первинним перетворювачем. Канал вимірювання розрахований на нормальну роботу при струмах до  $1,2 \cdot I_n$ , при цьому його похибка не перевищує  $\pm 1\%$ . Канали захисту розраховані так, що передають без спотворення імпульси при струмах до  $20 \cdot I_n$ .

Оптико-електронні вимірювальні трансформатори дозволяють контролювати не тільки струм, але і повну потужність установки та її складові, опір на її затискачах, а також моменти переходу миттєвих значень струму і напруги через нуль. Оптико-електронні трансформатори застосовуються в установках 750 кВ і вище, а також для вимірювання великих струмів (20–50 кА), імпульсних струмів і параметрів перехідних режимів.

Оптичні трансформатори струму NXCT(вир. Alstom Grid Inc.,) призначенні для вимірювання постійного і змінного струму з високою точністю в діапазоні від 1 А до 4000 А на високовольтних лініях з напругою до 800 кВ (рис. 7.18, рис. 7.19).



Рисунок 7.18 – Зовнішній вигляд вимірювального оптичного трансформатора струму NXCT

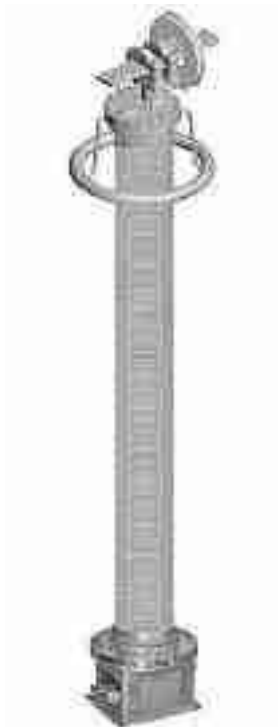


Рисунок 7.19 – Зовнішній вигляд комбінованого вимірювального оптичного трансформатору струму і напруги NXVCT



## ЛЕКЦІЯ 8

### ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

#### План

- 8.1 Основні поняття і визначення
- 8.2 Умовне позначення трансформаторів напруги
- 8.3 Схеми вмикання трансформаторів напруги
- 8.4 Конструкція трансформаторів напруги

#### 8.1 Основні поняття і визначення

*Вимірювальний трансформатор напруги* – це трансформатор призначений для перетворення напруги до значення, зручного для вимірювання. Виконаний так, що його вторинна напруга за нормальних умов застосування практично пропорційна первинній напрузі і для відповідного з'єднання відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю. Загальний вигляд трансформатора напруги типу НОМ-10 подано на рис. 8.1, а схема підключення вимірювальних приладів до мережі – рис. 8.2. Первинна обмотка ТН підключена на напругу мережі  $U_1$ , а до вторинної обмотки (напруга  $U_2$ ) приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів і реле напруги. Для безпеки обслуговування один вихід вторинної обмотки заземлений. Трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює у режимі близькому до холостого ходу, оскільки опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм, що споживається ними – незначний.

Номінальний коефіцієнт трансформації:

$$k_n = \frac{U_{p.n}}{U_{sn}},$$

де  $U_{p.n}$  і  $U_{sn}$  – номінальна первинна і вторинна напруга відповідно.



Рисунок 8.1 – Загальний вигляд трансформатора напруги НОМ-10

Похибка, яку трансформатор вносить до вимірювання напруги виникає у результаті того, що дійсний коефіцієнт трансформації не дорівнює номінальному коефіцієнту трансформації. Похибки напруги показують у відсотках та рахують за формулою:

$$\Delta U = \frac{k_n U_s - U_p}{U_p} \cdot 100 \%,$$

де  $U_p$  – дійсна первинна напруга;

$U_s$  – дійсна вторинна напруга, яка відповідає  $U_p$  за умов вимірювання.

Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зсунутий відносно вектору первинної напруги не точно на кут  $180^\circ$ . Це визначає кутову похибку.

Вторинним навантаженням ТН прийнято вважати повну потужність зовнішнього вторинного кола при нарузі на вторинних затискачах, рівній номінальній:

$$S_2 = \frac{U_{sn}^2}{Z},$$

де  $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$  – повний опір зовнішнього кола, приєднаного до вторинних затискачів, Ом.

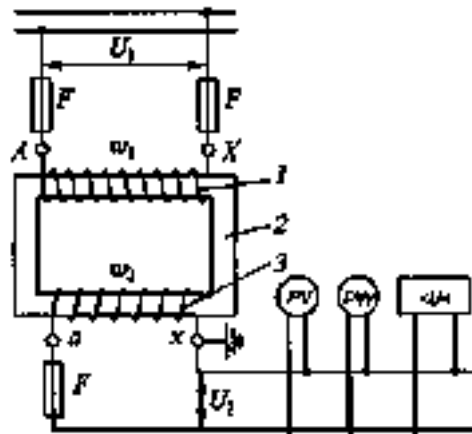


Рисунок 8.2 – Схема вмикання трансформатора напруги:

1 – первинна обмотка; 2 – магнітопровід; 3 – вторинна обмотка

Номінальне вторинне навантаження ТН – це навантаження, на значенні якого базується вимоги до точності.

Відповідно до значення допустимої похибки за певних умов роботи ТН діляться на такі класи точності: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0.

ТН класів 0,1; 0,2 застосовують як еталонні та лабораторні, ТН класу 0,5 – для живлення приладів обліку (лічильників). Для приєднання щитових вимірювальних приладів використовують ТН класів 1,0 і 3,0.

Для живлення кіл РЗ використовуються ТН класів точності 0,5; 1,0; 3,0 – залежно від виду захисту.

Трансформатори напруги класифікуються за:

- кількістю ступенів – одноступеневі, каскадні;
- кількістю обмоток – дво- та трьохобмоткові;
- кількістю фаз – одно та трифазні;
- способами охолодження – сухі та масляні;
- родом встановлення – внутрішнього та зовнішнього.

Двообмоткові трансформатори мають первинну та вторинну обмотки. Початок первинної обмотки маркується великою літерою А (В, С), а її кінець –

великою літерою  $X$  ( $Y, Z$ ). Початок та кінець вторинної обмотки маркуються малими літерами відповідно  $a$  ( $b, c$ ) та  $x$  ( $y, z$ ).

Триобмоткові трансформатори мають первинну, вторинну та додаткову обмотки.

Первинна та вторинна обмотки маркуються аналогічно двообмотковим трансформаторам, а додаткова маркується так: початок  $a_\Delta$  ( $b_\Delta, c_\Delta$ ), а кінець –  $x_\Delta$  ( $y_\Delta, z_\Delta$ ). Схема з'єднання додаткової обмотки – розімкнений трикутник.

Похибки ТН залежать від розмірів та типу магнітопроводу, електротехнічних властивостей, конструкції обмоток, перерізу дротів, приєднаного навантаження та первинної напруги. Для зменшення похибки ТН задаються меншою, ніж для силових трансформаторів густиною струму в їх обмотках та меншою індукцією у магнітопроводі.

## 8.2 Умовне позначення трансформаторів напруги

Усі трансформатори напруги мають таке маркування:

- a) назву виробника чи інше маркування, що дає змогу чітко це встановити;
- b) серійний номер або позначення типу;
- c) номінальну первинну і вторинну напругу;
- d) номінальну частоту;
- e) номінальну потужність і відповідний клас точності;

Якщо є дві окремі вторинні обмотки, то треба зазначати номінальну потужність кожної вторинної обмотки у  $ВА$ , що відповідає класу точності, і номінальну напругу кожної обмотки.

- f) найвищу напругу обладнання;
- g) номінальний рівень ізоляції;
- h) номінальний коефіцієнт підвищення напруги і відповідну тривалість витримки випробувальної напруги;
- i) клас ізоляції, якщо він відрізняється від класу  $A$ ;
- j) на трансформаторах, що мають дві вторинні обмотки, зазначають відповідні їм виводи.

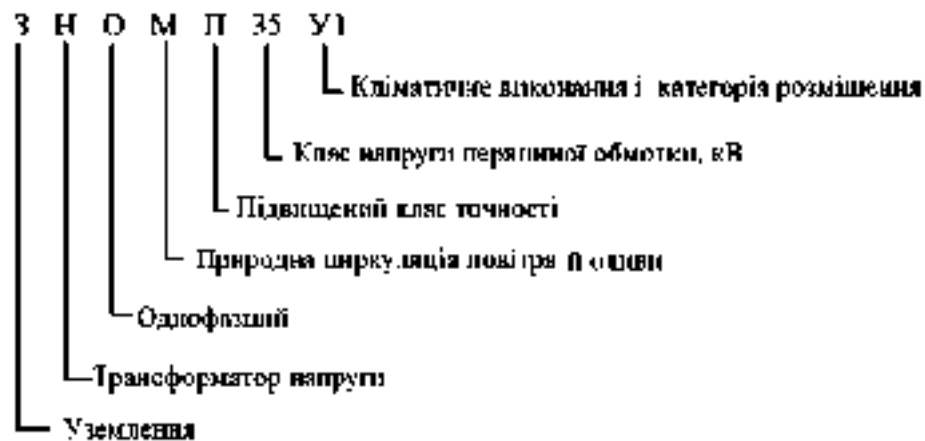
Усю інформацію наносять на трансформатор напруги або табличку. Позначення типів сухих і масляних вимірювальних трансформаторів напруги складаються з літер і цифр.

Приклад позначення трансформаторів напруги:

НОС-0,5; НОАВ 35-66; ЗНОМ-35-65; НТМИ-10; НКФ-110-58:

де Н – трансформатор напруги; О – однофазний; Т – трифазний; З – заземлений вивід первинної обмотки; К – каскадний; И (І) – трьохобмотковий з обмоткою для контролю ізоляції мережі; М – масляний (з природною циркуляцією повітря та мастила); А – антирезонансний; Ф – у фарфоровому корпусі; С – сухий; К – з компенсованою обмоткою для зменшення кутової похибки; Л – литий; Г – елегазовий.

Структура позначення трансформатора напруги:



В електроустановках напругою до 18 кВ застосовуються трифазні і однофазні трансформатори напруги, при більш високих напругах – тільки однофазні. При напрузі до 35 кВ є велика кількість типів трансформаторів напруги: сухі (НОС), масляні (НОМ, ЗНОМ, НАМИ, НАМИТ), з литою ізоляцією (ЗНОЛ). Треба відрізняти однофазні двообмоткові трансформатори НОМ від однофазних трьохобмоткових трансформаторів ЗхНОМ. В установках напругою 110 кВ і вище застосовують трансформатори напруги каскадні типу НКФ, ємнісні дільники напруги НДЕ та елегазові серій НОГ, ЗНОГ.

Залежно від призначення застосовуються різні схеми вмикання трансформаторів напруги. Два однофазних трансформатора напруги, з'єднані у неповний трикутник, надають можливість вимірювати дві лінійні напруги. Така схема доцільна для підключення лічильників і ватметрів. Для вимірювання лінійних і фазних напруг трифазної мережі можливо використовувати три однофазних трансформатора (ЗНОМ, ЗНОЛ), з'єднані за схемою «зірка – зірка» або трифазний типу НАМИ. Також з'єднуються в трифазну групу однофазні трьохобмоткові трансформатори типу ЗНОМ і НКФ

### 8.3 Схеми вмикання трансформаторів напруги

У трифазній системі необхідно вимірювати:

- 1) лінійні напруги;
- 2) фазні напруги;
- 3) напругу нульової послідовності, яка з'являється при замиканні на землю.

Три однофазних трансформатори, увімкнених за схемою зірка з заземленою нейтраллю (рис. 3).

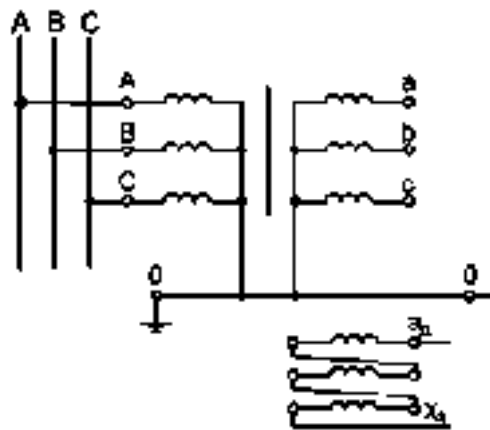


Рисунок 8.3 – Схема для вимірювання рівнів напруги за допомогою трьох однофазних трансформаторів, увімкнених за схемою зірка із заземленою нейтраллю

Схема набула широкого поширення, особливо при напрузі 35 кВ і вище. Один кінець ТН ізолюваний на повну фазну напругу, а інший повинен бути

заземлений. Схема дозволяє вимірювати напруги трьох фаз відносно землі, а також лінійні напруги.

За допомогою додаткових обмоток вимірюють напругу нульової послідовності. Для цього додаткові обмотки з'єднуються в розімкнений трикутник. У нормальному стані мережі напруга на затискачах розімкненого трикутника дорівнює нулю. При однофазному замиканні в мережі на затискачах з'являється напруга, що дорівнює потрійній напрузі нульової послідовності. Значення цієї напруги залежить від системи заземлення нейтралі мережі. Число витків додаткової обмотки вибирається так, щоб при замиканні в мережі напруга на затискачах розімкненого трикутника складала приблизно 100 В. У ТН, що призначені для роботи в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю напруга додаткової обмотки складає  $100/3$  В (на фазу). У таких мережах напруга нульової послідовності досягає фазної напруги мережі.

ТН для мереж з ефективно заземленою нейтраллю мають додаткові обмотки з номінальною напругою 100 В на фазу, оскільки напруга нульової послідовності в таких мережах менша.

У мережах із ізольованою або компенсованою нейтраллю при однофазному замиканні рівні напруги не пошкоджених фаз відносно землі зростають у  $\sqrt{3}$  раз (тобто до лінійної), причому ці підвищення можуть бути досить тривалими. У цьому випадку ТН, увімкнені на неушкоджені фази, виявляються під підвищеною напругою, внаслідок цього збільшується індукція у магнітопроводі, струм намагнічування й виділення тепла.

У мережах з ефективно заземленою нейтраллю рівні напруги на неушкоджених фазах при замиканні на землю не перевищують 1,2–1,4 від фазних. Такі замикання є нетривалими, оскільки пошкодження автоматично вимикаються релейним захистом.

Два однофазних трансформатора напруги, ввімкнені в неповний трикутник (рис. 8.4).

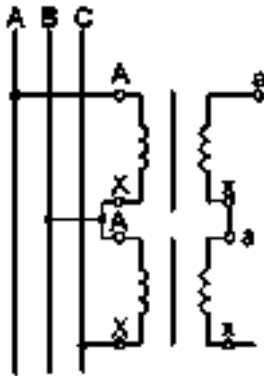


Рисунок 8.4 – Схема вмикання однофазних ТН у неповний трикутник

Дана схема дозволяє безпосередньо вимірювати дві лінійні напруги  $U_{AB}$  і  $U_{BC}$ . Її доцільно застосовувати в тих випадках, коли основне навантаження складають лічильники та ватметри.

Схема (рис. 8.4), дозволяє отримати третю лінійну напругу  $U_{CA} = -(\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{BC})$ , але при підключенні приладів до затискачів  $ac$  навантажуються обидва трансформатори. При цьому також збільшується похибка, тому такого вмикання слід уникати.

Номінальна первинна напруга трансформаторів повинна відповідати лінійній напрузі мережі, а вторинна напруга дорівнювати 100 В.

Трифазні трансформатори напруги набули поширення в електричних установках з напругою до 20 кВ. ТН мають п'ятистержневий магнітопровід броньового типу. Ці магнітопроводи забезпечують замикання магнітних потоків нульової послідовності.

Трансформатори цього типу забезпечують вимірювання рівнів напруги фаз відносно землі, лінійної напруги і напругу нульової послідовності. Основні обмотки з'єднані за схемою  $Y_0/Y_0 - 12$  із заземленими нейтралями (рис. 8.5). Додаткові обмотки з'єднані в розімкнений трикутник. Похибки трифазних ТН вищі, ніж однофазних, тому до них не приєднують лічильники.



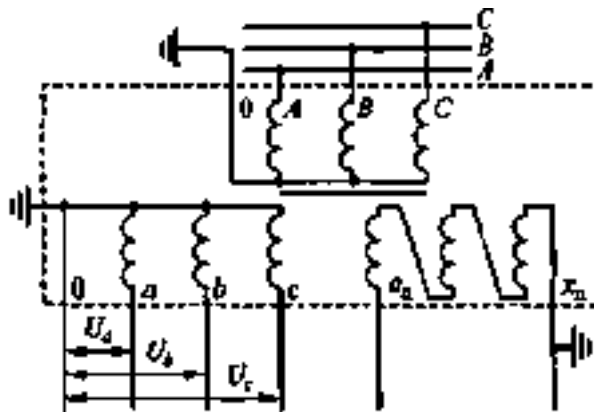


Рисунок 8.5 – Схема з'єднання обмоток трифазних ТН

Вторинні обмотки ТН повинні бути заземлені. Це дозволяє уникнути ураження людей електрострумом при пробії ізоляції між обмотками ВН і НН. У трифазних схемах заземляють, як правило, нейтраль. При з'єднанні в неповний трикутник як правило заземлюють середній вивід обмотки.

Для захисту ТН від КЗ у вторинних колах незаземлених фаз встановлюються плавкі запобіжники. На напрузі до 35 кВ включно також встановлюються плавкі запобіжники. Вони захищають установку від замикань у трансформаторі. При напрузі 110 кВ і вище плавкі запобіжники не застосовуються, в колі ТН встановлюють роз'єднувачі.

#### 8.4 Конструкція трансформаторів напруги

Трансформатор напруги за конструкцією схожий на силовий трансформатор, проте в його системі охолодження відсутні радіатори. Трансформатор напруги забезпечує надійну ізоляцію вторинних мереж від первинних. Обмотки ТН як і в силових трансформаторів часто занурюються в мастило. Останнім часом застосовується лита ізоляція з полімерів (трансформатори типу НОЛ, ЗНОЛ).

Обмотки сухих трансформаторів виконуються дротом ПЕЛ, а ізоляцією між обмотками є електрокартон. Такі трансформатори застосовуються в установках до 1000 В (НОС-0,5 – трансформатор напруги однофазний, сухий, на 0,5 кВ).

Трансформатори напруги з масляною ізоляцією застосовуються на напругу 6–1150 кВ у закритих і відкритих розподільчих установках. У цих

трансформаторах обмотки і магнітопровід залиті мастилом, яка є ізоляцією та охолоджуючим середовищем (рис. 6, рис 7).

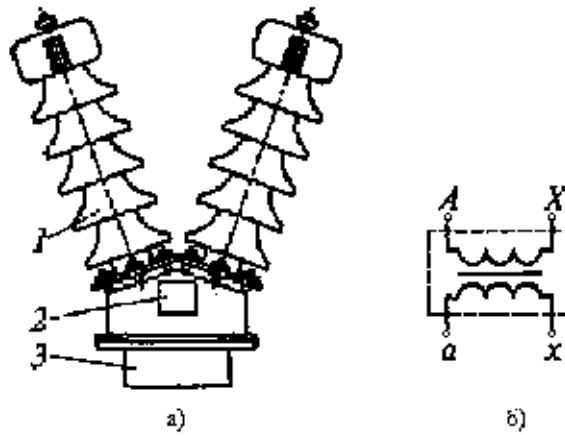


Рисунок 8.6 – Трансформатори напруги однофазні масляні типу НОМ-35:

*а* – конструкція ТН; *б* – схема обмоток:

*1* – ввід високої напруги; *2* – коробка вводів НН; *3* – бак

Однофазні двообмоткові трансформатори НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 відрізняються конструктивно від однофазних трьохобмоткових трансформаторів ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35. Схеми з'єднань їх первинних обмоток показані відповідно на рис. 8.6 та рис. 8.7. Такі трансформатори мають два вводи ВН і два вводи НН, їх можливо з'єднати за схемами відкритого трикутника, зірки або трикутника. У трансформаторів другого типу (рис. 8.7 б) один кінець обмотки ВН заземлений, єдиний ввід ВН розташований на кришці, а вводи НН – на бічній стінці бака. Обмотка ВН розрахована на фазну напругу мережі, основна обмотка НН – на  $V$ , додаткова обмотка – на  $100/3 V$ . Такі трансформатори називаються заземлюючими й з'єднуються за схемою, показаною на рис. 8.5.

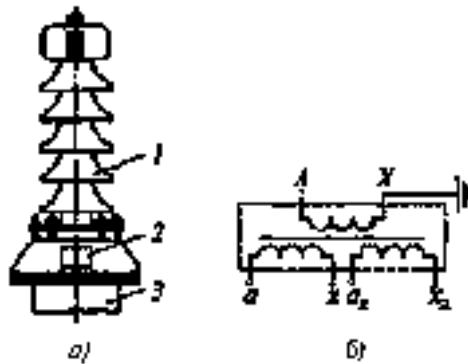


Рисунок 8.7 – Трансформатори напруги однофазні масляні типу ЗНОМ-35:

*a* – конструкція ТН; *б* – схема обмоток:

*1* – ввід високої напруги; *2* – коробка вводів НН; *3* – бак

Трансформатори типів ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 встановлюються в комплектних шинопроводах потужних електрогенераторів. Для зменшення втрат від намагнічування їх баки виконуються з немагнітної сталі.

На рис. 8.8 показано встановлений трансформатор у комплектному струмопроводі. Трансформатор за допомогою ножового контакту 3, що розташований на ввіді ВН, приєднується до пружинних контактів.

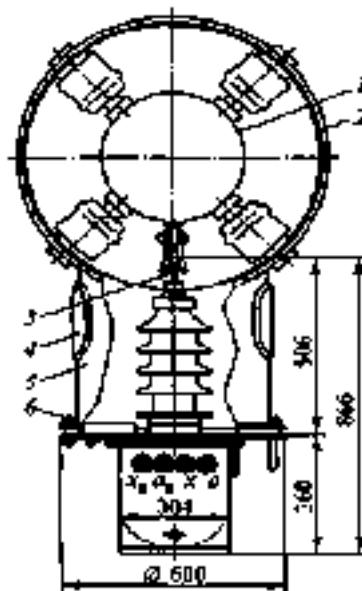


Рисунок 8.8 – Будова трансформатора напруги ЗНОМ-20

встановленого у комплектному струмопроводі:

*1* – струмопровід; *2* – екран; *3* – ножовий контакт;

*4* – оглядового люк; *5* – патрубок; *6* – кріпильні болти

Контакти закріплені на струмопроводі 1 і закриті екраном 2. Кришка трансформатора прикріплена болтами 6 до патрубку 5 з оглядовими люками 4. Таким чином, ввід ВН трансформатора знаходиться в закритому відростку екрану струмопроводу. Затискачі обмоток НН виведені на бічну стінку бака і закриваються окремим кожухом.

Все ширше застосовуються трансформатори напруги з литою ізоляцією. Заземлюючі трансформатори напруги серії ЗНОЛ (рис. 8.9) мають п'ять виконань за номінальною напругою: 6, 10, 15, 20 і 24 кВ.

Магнітопровід у них стрічковий, розрізний, С-подібний, що дозволило підвищити їх клас точності до 0,2. Такі трансформатори мають невелику масу, можуть встановлюватися в будь-якому положенні, пожежобезпечні. Трансформатори типу ЗНОЛ призначені для установки в КРУ і комплектних струмопроводах замість масляних трансформаторів типу НАМИ і ЗНОМ, а трансформатори серії НОЛ – для заміни НОМ-6 і НОМ-10.

Особливості роботи трансформаторів напруги в мережах з ізолюваною нейтраллю. Електричні мережі з ізолюваною нейтраллю (напругою 6–35 кВ) широко розповсюджені. Найважливіша перевага таких мереж – можливість забезпечення споживачів електроенергією під час замикання однієї з фаз на землю, оскільки при цьому не порушується трикутник лінійних напруг.

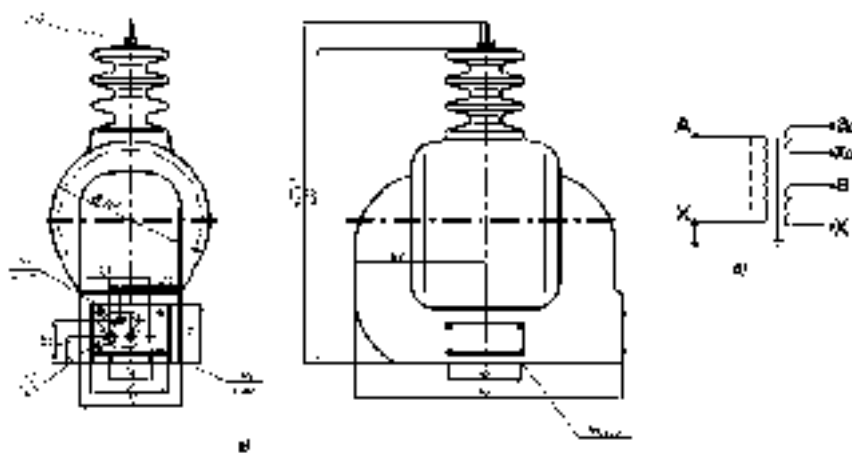


Рисунок 8.9 – Трансформатори напруги типу ЗНОЛ:

*a* – загальний вид трансформатора ЗНОЛ; *б* – принципова електрична схема

У той же час, вони мають вагомий недолік – небезпеку виникнення ферорезонансних процесів (ФРП) між ємністю шин і приєднаного до них обладнання та нелінійною індуктивністю трансформаторів напруги, що призводить до їх пошкодження протягом декількох хвилин. Як правило, внаслідок протікання великих струмів (на порядок більших від максимально допустимих) у первинних обмотках ТН вони перегорають, що перешкоджає нормальній роботі приладів обліку, систем захисту, сигналізації та регулювання підстанції. Тому було розроблено ряд заходів щодо запобігання пошкодженню ТН і підвищення надійності їхньої роботи.

Одним з рішень стало вмикання резистора (опором  $25\ \text{Ом}$ , потужністю розсіювання  $400\text{--}500\ \text{Вт}$ ) в обмотку розімкненого трикутника. При цьому вважалось, що вдасться запобігти так званому самовільному зміщенню нейтралі мережі, хоча реально цей резистор лише запобігав «розхитуванню» ферорезонансних процесів на частотах  $50\ \text{Гц}$  і вище. В принципі, ФРП на таких частотах є безпечними для обладнання підстанції, в тому числі й для ТН, оскільки вони не супроводжуються ні перенапругами, ні надструмами.

Проте якщо їх не «погасити» (наприклад, увівши резистор у обмотку розімкненого трикутника трансформатора напруги), то вони можуть переходити в субгармонійні коливання, які вже будуть супроводжуватися надструмами, що й призводитиме до швидкого перегорання обмоток.

Для захисту трансформаторів напруги від ушкоджень, що зумовлені ферорезонансними процесами, запропоновано ряд таких заходів:

- вмикання резисторів у нейтраль ТН;
- вмикання додаткових резисторів у первинні обмотки ТН;
- підключення до шин з під'єднаними ТН трансформаторів власних потреб із заземленою нейтраллю, тощо.

Іншим підходом до вирішення проблеми ФРП є застосування антирезонансних трансформаторів напруги типів НАМИ-35, НАМИ-10, НАМИТ-10-2 та ін. Конструкція цих трансформаторів відрізняється від

традиційних ТН. Наприклад, у нейтраль трифазного ТН типу НАМИ-35 додатково введено ще один однофазний трансформатор, який збільшує опір трансформатора за нульовою послідовністю.

У трансформатора НАМИ-10 (рис. 8.10) дві обмотки від'єднанні від землі та приєднані на лінійні напруги, а третя, потужніша обмотка (фаза *B*), залишилась приєднаною до землі, що дає змогу виявляти «землю» у мережі.

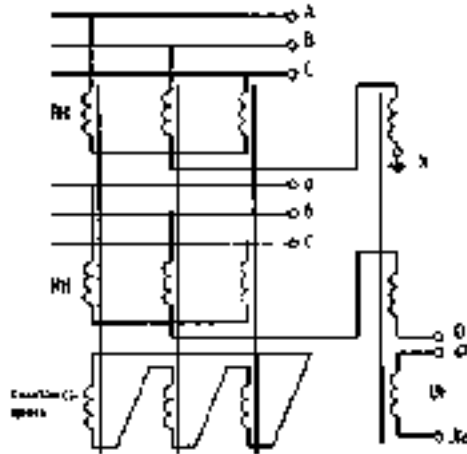


Рисунок 8.10 – Схема вмикання обмоток трансформатора НАМИ-10

Нейтраль трифазного трансформатора напруги типу НАМИТ-10 заземлена через додатковий однофазний трансформатор, вторинна обмотка якого замкнена накоротко. Цей однофазний трансформатор працює в режимі близькому до КЗ. Тобто у нормальному режимі вторинна обмотка його замкнута накоротко, і в нейтраль основного трансформатора послідовно вмикається активний опір 6  $\kappa\text{Ом}$ . При виникненні ферорезонансу, вторинна обмотка розмикається, і в нейтраль вводиться опір близько 300  $\kappa\text{Ом}$ , що й припиняє ФРП, а отже й запобігає пошкодженню ТН.

Існують і інші схеми антирезонансних ТН, але на сьогодні проблема виходу з ладу ТН у мережах з ізолюваною нейтраллю повністю не вирішена. Навіть антирезонансні трансформатори напруги, які застосовуються на сьогодні в мережах, виходять з ладу.

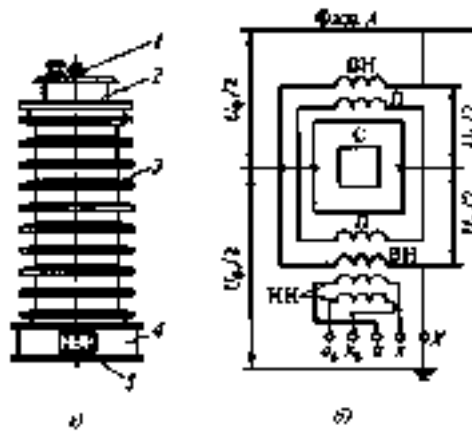


Рисунок 8.11 – Трансформатори напруги НКФ-110:

*а* – конструкція ТН; *б* – схема вмикання обмоток;

*1* – ввід високої напруги; *2* – маслорозширювач;

*3* – фарфоровий корпус; *4* – основа; *5* – коробка вводів НН

В електроустановках 110 кВ і вище застосовуються трансформатори напруги каскадного типу НКФ. У цих трансформаторах обмотка ВН рівномірно розподіляється по декількох магнітопроводах, завдяки чому полегшується її ізоляція. Трансформатор НКФ-110 (рис. 8.11) має двостержневий магнітопровід, на кожному стержні якого розташована обмотка ВН, що розрахована на  $U_{\phi}/2$ . Так як загальна точка обмотки ВН з'єднана з магнітопроводом, то він по відношенню до землі знаходиться під потенціалом  $U_{\phi}/2$ . Обмотки ВН ізолюються від магнітопроводу також на  $U_{\phi}/2$ . Обмотки НН (основна і додаткова) намотані на нижньому стержні магнітопроводу. Для рівномірного розподілу навантаження по обмотках ВН призначена обмотка зв'язку П. Блок, що складається з магнітопроводу і обмоток, поміщається в фарфоровий корпус і заливається мастилом.

Трансформатори напруги на 220 кВ складаються з двох блоків, встановлених один над іншим, тобто мають два магнітопроводи й чотири ступеня каскадної обмотки ВН з ізоляцією на  $U_{\phi}/4$ . Трансформатори напруги НКФ-330 і НКФ-500 мають три та чотири блоки відповідно, тобто шість і вісім ступенів обмотки ВН.

Чим більша кількість каскадів обмотки, тим більший їх активний і реактивний опори та похибки, тому трансформатори НКФ-330, НКФ-500 мають

лише класи точності 1 і 3. Зі зростанням класу напруги значно ускладнюється конструкція трансформаторів напруги, тому в установках 500 кВ і вище застосовуються трансформаторні пристрої з ємнісним відбором потужності. Вони приєднуються до конденсаторів високочастотного зв'язку  $C1$  за допомогою конденсатора відбору потужності  $C2$  (рис. 8.12 а). Напруга  $C2$  (10–15 кВ) подається на трансформатор напруги, що має дві вторинні обмотки. Обмотки з'єднуються аналогічно за схемами з'єднання обмоток трансформаторів НКФ чи ЗНОМ. Для зменшення похибки в ланцюг його первинної обмотки увімкнений дросель  $L$ , за допомогою якого контур відбору напруги налаштовується в резонанс з конденсатором  $C2$ . Дросель  $L$  і трансформатор напруги вбудовуються в загальний бак і заливуються мастилом. Загороджувач  $ZB$  не пропускає струми високої частоти в трансформатор напруги. Фільтр приєднання  $Z$  призначений для підключення високочастотних постів захисту. Такий пристрій називається ємнісним трансформатором напруги НДЕ. На рис. 8.11 б подана установка НДЕ-500-72.

При правильному виборі та налаштуванні всіх елементів схеми пристрій НДЕ може працювати у класі точності 0,5 або вище. Для установок 750 і 1150 кВ застосовуються трансформатори, відповідно, НДЕ-750 і НДЕ-1150.

Індуктивні ТН першого покоління та ємнісні ТН мають загальний недолік: у них використовується мастило, яке може призводити до пожеж, і навіть, до вибухів. Для усунення вказаного недоліку були розроблені трансформатори напруги з елегазовою ізоляцією. Внаслідок відсутності мастила вони мають меншу ймовірність виникнення ферорезонансу.

Вимірювальний ТН з елегазовою ізоляцією НОГ (рис. 8.13) призначений для застосування в ланцюгах змінного струму частотою 50 або 60 Гц з метою передачі сигналу вимірювальної інформації до приладів вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління. Трансформатори НОГ заповнені елегазом і мають прилад контролю тиску з сигнальним пристроєм.



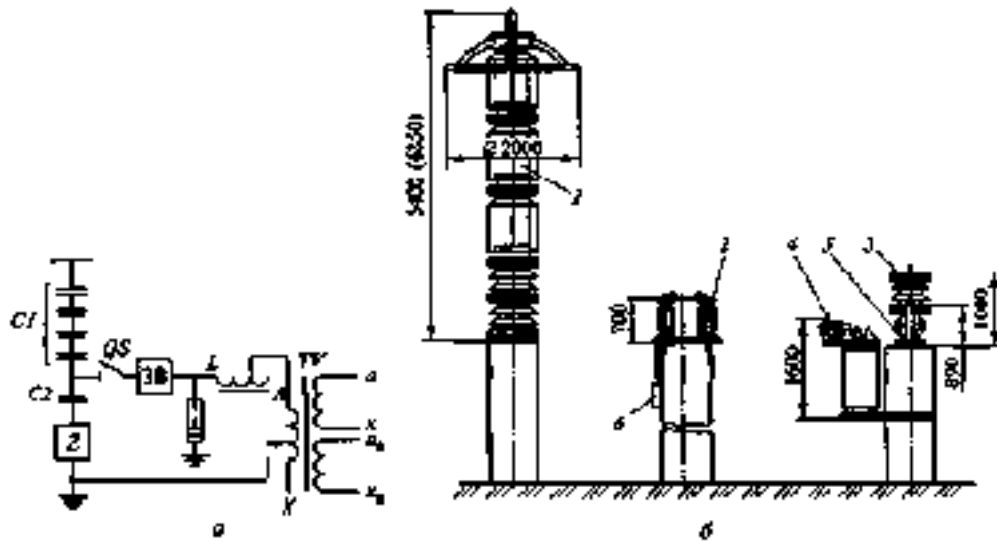


Рисунок 8.12 – Трансформатор напруги НДЕ:

*a* – схема; *б* – установка НДЕ-500-72:

*1* – дільник напруги; *2* – роз'єднувач; *3* – трансформатор напруги і дросель;  
*4* – загороджувач високочастотний; *5* – розрядник; *6* – привод

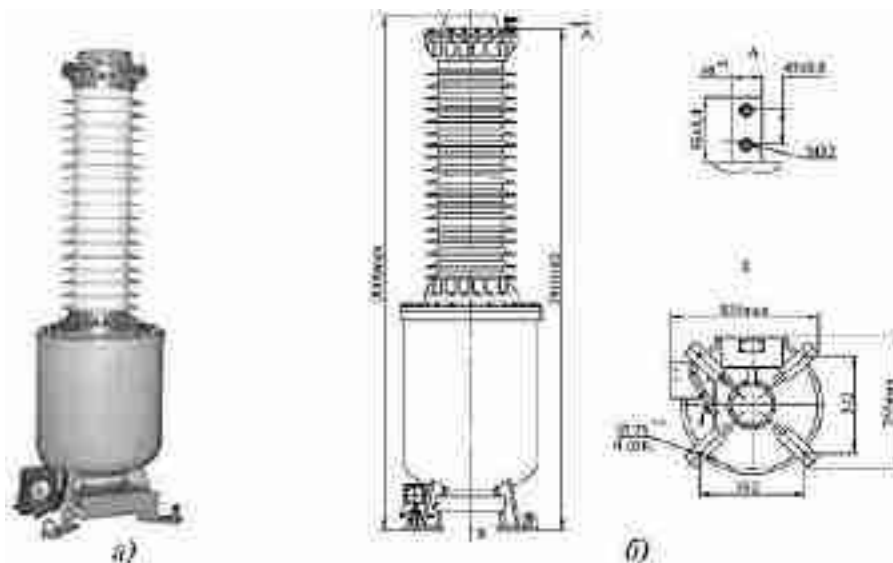


Рисунок 8.13 – Трансформатор напруги з елегазовою ізоляцією НОГ:

*a* – загальний вигляд; *б* – габаритні розміри ТН

У конструкції трансформаторів типу НОГ передбачено запобіжний пристрій (мембрану), що не допускає збільшення надлишкового тиску всередині трансформатора понад  $7 \text{ кгс/см}^2$  при аваріях, що пов'язані з пробоем внутрішньої ізоляції і горінням дуги. Викид газу через запобіжний пристрій спрямовується

вгору, за межі робочої зони обслуговуючого персоналу. Конструктивні виконання трансформаторів відрізняються кількістю вторинних обмоток і напругою на них.

Трансформатори мають стабільні характеристики ізоляції впродовж усього строку служби і не потребують середніх і капітальних ремонтів, що включають сушіння або заміну ізоляції. Дані трансформатори є вибухо-, пожежобезпечні. Контроль тиску елегазу здійснюється як візуально за приладами контролю, так і є вихід на пульт управління з сигналізацією верхнього та нижнього рівня елегазу.

Трансформатори напруги серії ЗНОГ (заземлювальні однофазні з газовою ізоляцією) і трансформатори напруги типу ЗНТГ-110 у загальному кожусі (заземлюючий, трифазна група з газовою ізоляцією) призначені для застосування у комплектних розподільчих установках з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) класів напруги 110, 220, 330 і 500 кВ для живлення приладів, ланцюгів захисту і сигналізації, а також для використання як випробувальні трансформатори при живленні з боку вторинних обмоток, для проведення випробувань КРУЕ і його елементів на місці монтажу.

Трансформатор напруги складається з активних частин, що розміщені в герметичному корпусі, високовольних і низьковольних виводів. При цьому трансформатор напруги типу ЗНТГ-110 виконаний з трьох електрично нез'язаних активних частин, що розміщені в загальному корпусі.

Кожна активна частина складається з обмоток (первинної і двох вторинних – основної та додаткової), магнітопроводу та ряду екранів. Первинні обмотки багатошарові, циліндричні й виконані з тонкого круглого дроту, а їх міжшарова ізоляції обмоток з плівки. За допомогою спеціальних екранів і відповідного розташування витків обмотки за шарами досягається достатня рівномірність розподілу напружень від грозових імпульсів, а також створюється слабке неоднорідне поле зовні обмотки. Магнітопроводи трансформаторів бронестержневого типу шихтовані з окремих пластин електротехнічної сталі. Корпуси трансформаторів – сталеві циліндричні з еліптичними днищами зі звареним з'єднанням частин.

Висока напруга подається через ввід «елегаз-елегаз», до якого приєднана первинна обмотка.

Низька напруга відводиться з виводів, до яких приєднані вторинні обмотки. Заповнення трансформаторів елегазом здійснюється через сильфонний вентиль. При експлуатації трансформатори напруги є газонепроникні, до елегазового розподільчого пристрою приєднуються за допомогою фланців.

## ЛЕКЦІЯ 9

### ІЗОЛЯТОРИ

#### План

Загальні відомості

#### Загальні відомості

Струмопровідні частини електроустановок кріпляться і ізолюються одна від одної і відносно землі за допомогою ізоляторів. Ізолятори для електроустановок напругою вище 1 кВ виготовляються з фарфору, скла та полімерів. Ізолятори з традиційних електроізоляційних матеріалів скла, фарфору набули широкого застосування в електроустановках, але досвід їх експлуатації виявив ряд недоліків: крихкість, старіння внаслідок електрохімічного впливу середовища, велика питома вага та ін. Успіхи органічної хімії в галузі синтезу нових високоміцних композиційних матеріалів призвели до появи нового класу високовольтних ізоляторів – полімерних. Застосування полімерних ізоляторів з кремнійорганічною оболонкою практично вирішило проблему старіння і дозволило гарантувати їх працездатність більше 30 років.

*Класифікація ізоляторів:*

за призначенням:

*лінійні* – для кріплення проводів повітряних ліній;

*станційні* – для кріплення шин і струмоведучих частин в розподільчих установках;

*апаратні* – для кріплення струмоведучих частини апаратів.

За конструктивними особливостями:

*опорні, прохідні та підвісні.*

Ізолятори повинні відповідати ряду вимог, що визначають їх електричні та механічні характеристики, відповідно до призначення і номінальної напруги та роду установки. До основних характеристик ізоляторів відносять: номінальна напруга  $U_{ном}$ ; допустиме зусилля  $F_{дон}$ .

Опорні ізолятори призначені для ізоляції і кріплення шин або струмоведучих частин на металевих або бетонних конструкціях і в електричних апаратах. Вони поділяються на стержневі та штирові.

Штирові скляні ізолятори ШС (рис. 9.1), які використовуються на ПЛ напругою 10, 20 кВ, мають вагому перевагу над фарфоровими аналогами – повна відсутність виробничих дефектів. Це досягається завдяки оптичному контролю якості при виготовленні. Треба зазначити і їх довговічність, на них з часом не з'являються мікротріщини на відміну від фарфорових ізоляторів, наприклад, типу ШФ. Так само відмову скляних ізоляторів легко помітити, адже вони просто розсипаються. В той час як виявити дефект фарфорових аналогів можливо лише за допомогою спеціального обладнання.



Рисунок 9.1 – Скляні лінійні штирові ізолятори

Опорні фарфорові ізолятори застосовуються для ізоляції струмоведучих частин у різних електричних пристроях електростанцій і підстанцій, для комплектації роз'єднувачів внутрішньої установки, силових шаф, вимикачів, запобіжників, для шинної ізоляції. Найбільшого використання отримали наступні типи ізоляторів: ИО, ИОР, ОФР, ИОРФ.

Основна відмінність між ізоляторами ИО від ИОР (рис. 9.2) полягає у їх формі виконання (літера Р позначає ребристий), а отже і в довжині шляху струму витікання. Існує велика кількість типів виконання цих ізоляторів з номінальною напругою від 1 кВ до 35 кВ (ИО-1-2,5, де 1 – це номінальна напруга, а 2,5 –

руйнівна сила на вигин; ІО-35-3,75). У маркуванні цих типів ізоляторів відсутнє позначення типу виконання фланця, а це значить, що арматура повністю втоплена в «тіло» ізолятора. Такий підхід дозволяє знизити будівельну висоту електротехнічних виробів до 40 %, а загальна вага ізолятора зменшується у 2 рази. У торцях фарфорового корпусу для приєднання арматури є поглиблення, в яких розміщені ніпелі з нарізними отворами під болти або шпильки для кріплення струмоведучих частин до ізолятора.



Рисунок 9.2 – Опорні фарфорові ізолятори:

*а* – серії ІО; *б* – серії ІОР

Ізолятори типу ОФР (рис. 9.3) та ІОРФ відрізняються призначенням і формою нижнього фланцю. Ізолятор виконано з електротехнічної кераміки. Арматура та цементні шви мають вологостійке покриття. Стійкі до теплових ударів.

*Опорно-стрижневі фарфорові ізолятори.* Ізолятори для зовнішньої установки серії ІОС (рис. 9.4) – призначені для ізоляції струмоведучих частин, для їх кріплення у високовольтних електричних апаратах, струмопроводах, комплектних РУ, а також РУ електричних підстанцій і станцій змінної напруги понад 1 кВ і частоти до 100 Гц.

Ізолятор ІОС-35-500 (рис. 9.5) є одним з найбільш поширених в електроустановках. У даний час виготовляються його модифіковані версії, що мають індекси «01» і «03» у маркуванні. Головною відмінністю є форма фланців.

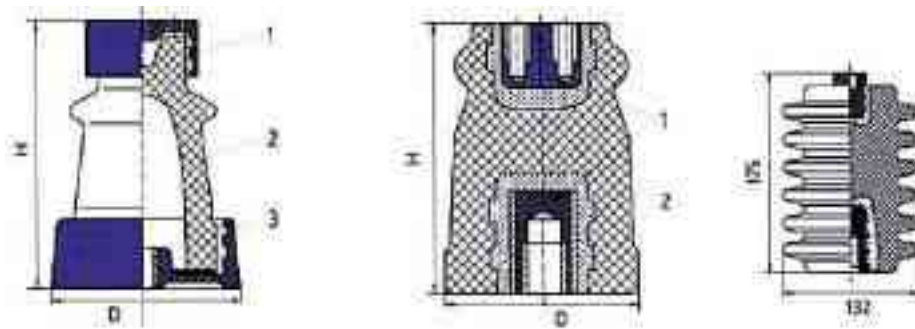


Рисунок 9.3 – Опорні фарфорові ізолятори серії ОФ:  
1 – ковпачок і арматура; 2 – фарфоровий корпус; 3 – фланець



Рисунок 9.4 – Загальний вид ізолятора ИОС

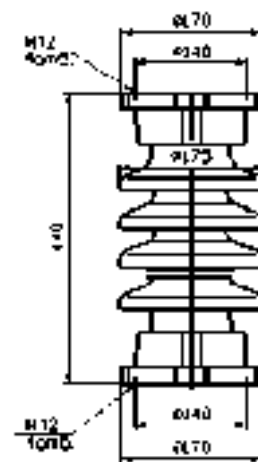


Рисунок 9.5 – Ізолятор ИОС-35-500

*Опорно-штирові ізолятори* призначені для ізоляції та кріплення струмопровідних частин у електричних апаратах і в розподільчих установках змінної напруги 10 кВ частотою до 100 Гц. Ці ізолятори застосовуються в регіонах з нормальною і забрудненою атмосферою.

Опорні штирові ізолятори серії ОНШ (рис. 9.6) призначені для зовнішньої установки. Вони мають фарфорову основу з далеко виступаючими ребрами для захисту від дощу (рис. 9.6 б). Довжина шляху струму витoku по поверхні такого ізолятора значно більша ніж аналогічного ізолятора внутрішньої установки. Ізолятор закріплюється на основі за допомогою чавунного штиря з фланцем. Для кріплення струмопровідних частин передбачено чавунний ковпак з різьбовими

отворами. Штирові ізолятори виготовляють на номінальну напругу 10–35 кВ і мінімальне руйнуюче навантаження 5–20 кН.

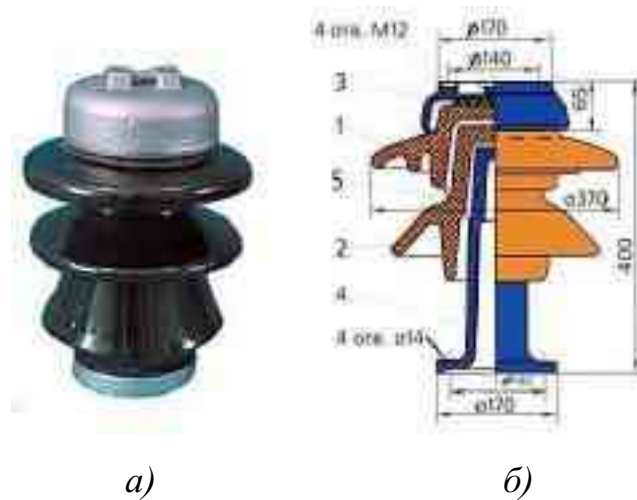


Рисунок 9.6 – Опорно-штирові ізолятори ОНШ:

*а* – загальний вид; *б* – конструктивне виконання:

1 і 2 – фарфорові елементи; 3 – ковпачок;

4 – штир; 5 – зв’язуюча мастика

Штирові ізолятори на номінальну напругу 10 кВ ШФ-10 мають монолітний фарфоровий корпус (рис. 9.7), а на більш високі напруги – складний фарфоровий корпус з декількох частин (ШФ-20), що з’єднані між собою за допомогою цементу (рис. 9.8). За такої конструкції корпусу збільшуються пробивна напруга ізолятора та його механічна міцність.

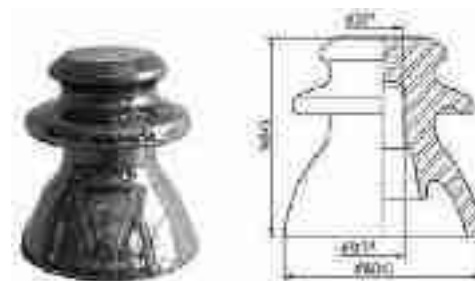


Рисунок 9.7 – Штировий ізолятор ШФ-10



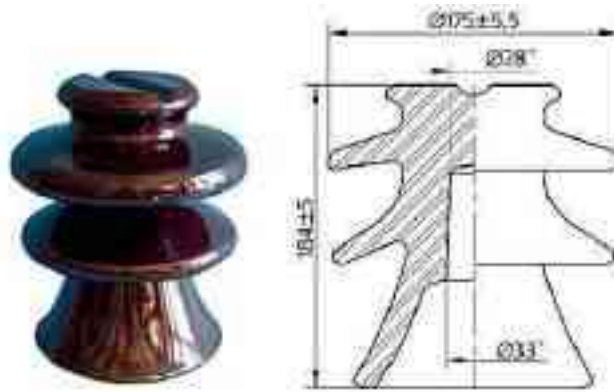


Рисунок 9.8 – Штировий ізолятор ШФ-20

*Полімерні ізолятори* – ізолятори останнього покоління з суцільнолитою силіконовою оболонкою. Використовуються для кріплення та ізоляції проводів повітряних ліній електропередачі, підстанцій, розподільних установок та інших струмопровідних частин електроустаткування. Полімерні ізолятори виготовляються на основі композитних матеріалів, що забезпечує високу їх надійність та довговічність. Ребриста оболонка виготовляється з силіконової гуми, що має високу трекінг-ерозійну стійкість, високу гідрофобність та стійкість до дії несприятливих чинників довкілля.

У конструкції полімерних ізоляторів використовуються:

- кремнійорганічна (силіконова) суцільнолита захисна оболонка ізолятора;
- рівномірне опресування стержня матрицями циліндричного профілю;
- оцинковані сталеві наконечники.

Переваги полімерних ізоляторів порівняно з фарфоровими та скляними:

- малі витрати на транспортування, вантажно-розвантажувальні роботи;
- знижені витрати на монтаж;
- підвищена стійкість до ударів;
- ізолятори можливо застосовувати в болотистих і гірських місцевостях;
- стійкість до забруднень, не потребують очищення впродовж всього строку служби;
- низькі витрати на ремонт і заміну ізоляторів;
- нижча ціна.

На заміну фарфоровим стержневим ізоляторам у даний час випускаються полімерні опорно-стержневі ізолятори ОСК та ОТК, що мають підвищену гідрофобність, і витримують більше у 5 разів статичні навантаження та у 20 разів більші динамічні навантаження (рис. 9.9).



Рисунок 9.9 – Опорно-стержневі полімерні ізолятори:

*а* – ОСК на напругу 35 кВ; *б* – ОТК на напругу 110 кВ

Для ремонту і заміни штирових фарфорових і скляних ізоляторів випускаються штирові полімерні ізолятори (наприклад, на напругу 10 кВ ШПУ-10 рис. 9.10 *а*) і на напругу 35 кВ ШПУ-35 рис. 9.10 *б*) та лінійні штирові полімерні ізолятори ОЛК-10, що мають покращені електричні і механічні характеристики (рис. 9.11).

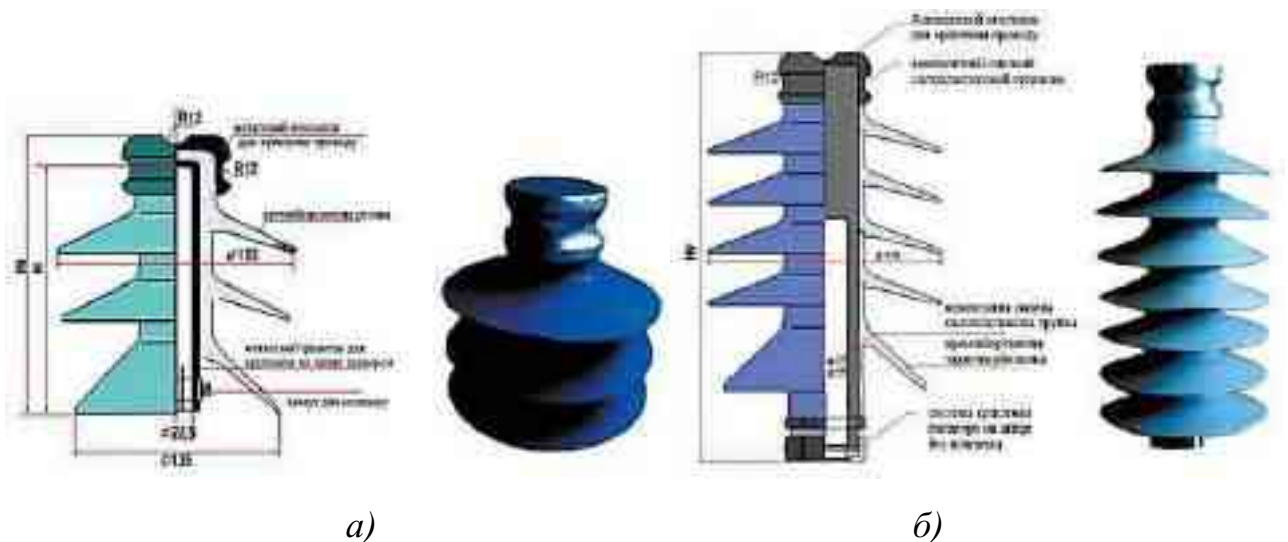


Рисунок 9.10 – Штирові полімерні ізолятори:

*а* – ШПУ-10; *б* – ШПУ-35



Рисунок 9.11 – Штировий полімерний ізолятор ОЛК-12,5-10

Ізолятори прохідні випускаються для розподільних установок внутрішнього і зовнішнього виконання і призначені для ізоляції струмопровідних частин закритих і відкритих розподільних установок електричних станцій і підстанцій, комплектних розподільчих установок, з'єднання з відкритими розподільними установками або лініями електропередачі змінної напруги 6–35 кВ частотою до 100 Гц. Ізолятори армуються фланцями з чавуну або алюмінієвого сплаву за допомогою портландцементу. Струмопровідні шини виконуються з алюмінію.

Прохідні ізолятори для внутрішньої установки на напругу до 35 кВ мають порожнистий фарфоровий корпус з невеликими ребрами. Для кріплення ізолятора в перекритті (стіні) на середній його частині передбачений фланець, а на торцях для кріплення провідника – металеві ковпаки. Прохідні ізолятори з номінальним струмом до 2000 А мають стержні прямокутного перерізу.

Шинні ізолятори (на струм 2000 А і вище) мають на торцях ковпаки спеціальної конструкції, що утримують сталеві планки з прямокутними вирізами. Через ці планки пропускається струмоведуча шина. Фланці й ковпаки в ізоляторів з номінальним струмом більше 1000 А виготовляють з немагнітних матеріалів – чавуну спеціальних марок та силуміну. Це дає уникнути додаткових втрат через індуктивність струмів.

Прохідні ізолятори, одна частина яких працює на відкритому повітрі, а інша – в закритому приміщенні або ж у масляні, як, наприклад, прохідні ізолятори трансформаторів і масляних вимикачів, виготовляють несиметричними (рис. 9.12). Частина фарфорового корпусу, що працює на повітрі, має більш розвинені ребра.

Прохідні ізолятори на напругу 110 кВ і вище, отримали назву лінійних або апаратних введів, крім фарфорового, мають маслобар'єрну, а в більш нових конструкціях паперово-масляну ізоляцію. В останньому випадку на струмопровідний стержень накладені шари кабельного паперу з провідними прокладками із алюмінієвої фольги між ними (конденсаторний ввід).

Конденсаторний ввід забезпечує рівномірний розподіл потенціалу як вздовж осі, так і в радіальному напрямі. Такі вводи як правило герметизовані.

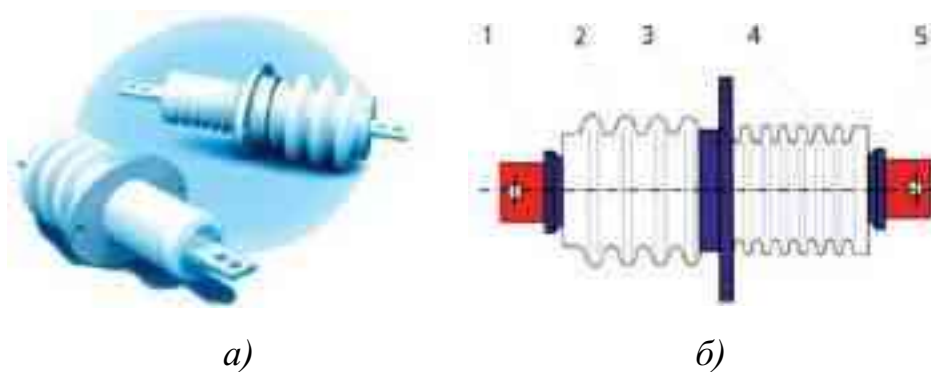


Рисунок 9.12 – Прохідні ізолятори:

*а* – загальний вид ізолятора ИП; *б* – конструктивне виконання:

*1* і *5* – контактні вводи; *2* і *4* – фарфорові втулки; *3* – фланець

Найбільшого поширення отримали високовольтні ізолятори марок ИПУ-10/630-7,5 і ИП-10/630-7,5. Головною їх особливістю є посилене виконання зовнішньої ізоляції (літера «У» в маркуванні), тому їх можливо встановлювати зовні. Ізолятори типу ИП (У) виготовляються на рівні номінальної напруги (10–35 кВ), мають руйнівну силу на вигин від 7,5 до 42,5 кН і номінальні струми 630–16000 А.

Крім розглянутих видів прохідних ізоляторів розповсюдження отримали ізолятори ИПТ, призначені для комплектації з'ємних трансформаторних введів. ИППУ та ППЦ – полімерні аналоги ИПУ та ИП. Істотним недоліком сучасних прохідних полімерних ізоляторів є вища їх вартість порівняно з фарфоровими.

Підвісні ізолятори (рис. 9.13) призначені для кріплення багатодротових проводів до опор повітряних ліній і РУ. Їх конструюють дозволяє протистояти розтягуванню.



Рисунок 9.13 – Підвісні ізолятори:

*а* – скляні серії ПС; *б* – лінійні підвісні фарфорові ізолятори серії ПФ

Тарілчастий ізолятор (рис. 9.14) має фарфоровий або скляний корпус, нижня поверхня якого виконана ребристою для збільшення розрядної напруги під час дощу. Більшого поширення отримали ізолятори із загартованого скла завдяки технологічним перевагам скла над фарфором.

У даний час на сучасних лініях електропередачі ізолятори ПФ не застосовуються. Замість них на лініях 10 кВ використовуються скляні ізолятори типу ПС і полімерні типу ЛК (рис. 9.15). У мережах ультрависокої напруги доцільно застосовувати саме полімерні ізолятори оскільки вони мають вищу механічну міцність.

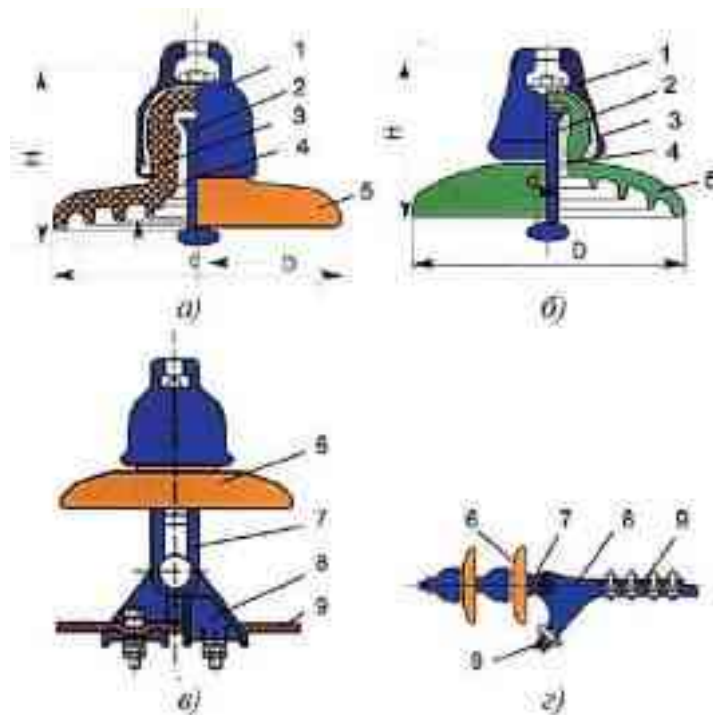


Рисунок 9.14 – Підвісні тарілчасті ізолятори:

*a* – фарфоровий ПФ; *б* – скляний ПС; *в* – гірлянда підтримуюча; *г* – гірлянда натяжна: 1 – шапка; 2 – штовхач; 3 – з’єднувальна мастика; 4 – спеціальний сплав; 5 – тарілчастий елемент; 6 – останній ізолятор; 7 – вушко двохлапчасте; 8 – сидло (натяжний зажим); 9 – провід

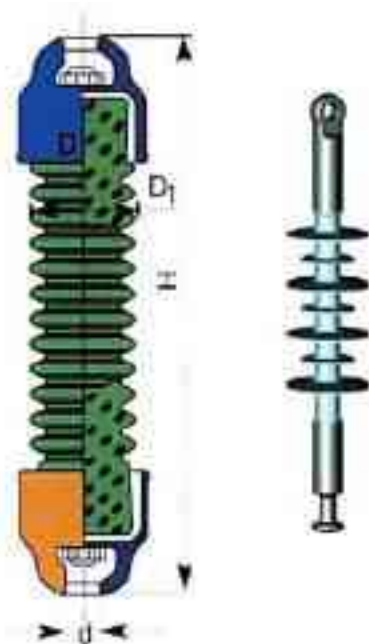


Рисунок 9.15 – Підвісні довгостержневі й полімерні ізолятори:

*a* – довгостержневий скляний (фарфоровий); *б* – довгостержневий полімерний (ЛК)

Для заміни фарфорових і скляних ізоляторів розроблено полімерні ізолятори типу ЛКЦ (лінійний кремнійорганічний суцільнолитий). Характерною особливістю яких є покращені технічні характеристики. Один ізолятор типу ЛКЦ дає можливість замінити гірлянду скляних або фарфорових типу ПС і ПФ на ПЛ напругою 35–330 кВ. Завдяки високим масогабаритним показникам, ці ізолятори легко монтувати і транспортувати.

Основними частинами високовольтного полімерного ізолятора є склопластиковий стержень, що відповідає за механічні навантаження кінцевої арматури (виготовляється із алюмінієвих сплавів або куванням сталі) та захисна гумова оболонка, що дозволяє використовувати ізолятор в районах із забрудненою атмосферою і погодними умовами, наближеними до екстремальних.

Велика кількість виконань фланців ізолятора, таких як товкач, гніздо, сережка та їх комбінацій дозволяє замінювати давно застарілі їх аналоги на високовольтних лініях електропередачі, не замінюючи арматури. Тому в електромережах відбувається поступова заміна фарфорових і скляних ізоляторів на полімерні.

Розрахункове допустиме навантаження на ізолятори не повинна перевищувати 60 % мінімального руйнівного навантаження.



## ЛЕКЦІЯ 10

### РОЗРЯДНИКИ, ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГИ НЕЛІНІЙНІ

#### План

10.1 Загальна відомості

10.2 Розрядники

10.3 Обмежувачі перенапруг нелінійні

#### 10.1 Загальна відомості

*Перенапруга* – це короткочасне або тривале, небезпечне для електричної ізоляції підвищення напруги в електроустановках або електромережах (рис. 10.1), що здатне пробити електроізоляцію елементів обладнання і вивести його з ладу.



Рисунок 10.1 – Стилізований графік миттєвих значень напруги

За причиною виникнення перенапруги поділяються на внутрішні (комутаційні та квазістаціонарні) та зовнішні (грозові).

*Внутрішні перенапруги* зумовлюються дією внутрішніх електромагнітних полів у разі різкої зміни стану дії електроустановки (пристроїв), наприклад, при комутації елементів електричних кіл (котушок індуктивності, довгих ліній). Таким чином, першопричиною цих перенапруг є перетікання електромагнітної енергії, що накопичена в елементах електромережі, або ж яка надходить від



генераторів мережі. Вони характеризуються відносно низьким рівнем перевищення номінальної напруги (у 3,5–4,5 рази) та відносно низькою частотою напруги (до 1000 Гц) і тривалістю впливу до 1 с. Залежно від умов виникнення та можливої тривалості дії внутрішніх перенапруг на ізоляцію електроустановок розрізняють комутаційні, квазістаціонарні та стаціонарні перенапруги.

*Квазістаціонарні перенапруги* – виникають при тимчасових, з точки зору експлуатації, режимах роботи і несприятливих поєднаннях параметрів мережі і тривають доти, поки не зміниться схема або режим мережі. Тривалість таких перенапруг – від секунд до десятків хвилин – обмежується дією релейного захисту або оперативного персоналу.

Стаціонарні перенапруги першого типу пов'язані із регулюванням збудження електромашин, завдяки якому напруга на шинах станції не перевищує найбільшої робочої. Наявність регулювання суттєво обмежує такі стаціонарні перенапруги, які, як правило, менші ніж квазістаціонарні й не мають істотного практичного значення. До стаціонарних перенапруг другого типу відносяться усталені резонансні процеси різноманітного походження. Найбільш значні квазістаціонарні та стаціонарні перенапруги другого типу в основному мають характер резонансних ПН. При цьому квазістаціонарні перенапруги відповідають короткочасному, так званому, перехідному резонансу, а стаціонарні – усталеному резонансу.

*Зовнішні перенапруги* виникають у разі впливу атмосферної електрики, носить імпульсний характер дії напруги і має малу тривалість (десятки мікросекунд). Атмосферні перенапруги, поділяються на: наведені (індуковані) і від прямого удару. Джерелом грозових перенапруг у електромережах є блискавка, що являє собою електричний розряд із хмари в електроустановку (ПН прямого удару) або поблизу неї в землю (індуковані ПН).

*Індуковані перенапруги* утворюються через стікання зарядів, що накопичилися на електрообладнанні під час найбільшого сплеску блискавки. Найбільший струм розряду грозових хмар на заземлені споруди або на землю, як правило складає 10–25 кА, а в окремих випадках, може досягати 200–250 кА.

Вважається, що найбільшу небезпеку наведені перенапруги становлять для установок номінальною напругою не більше 35 кВ.

Під час *прямого удару* блискавки у лінію електропередачі або обладнання підстанції через пошкоджений об'єкт протікає струм до 250 кА, який супроводжується перенапругами, що можуть перевищувати номінальну напругу установки у декілька десятків разів.

Уникнути пробою елементів електроустановок можливо шляхом нарощування ізоляційних можливостей обладнання, але це призводить до суттєвого зростання його вартості, або обмеженням перенапруги за допомогою спеціальних технічних пристроїв, що є більш доцільним. Для захисту від внутрішніх перенапруг використовують розрядники, вимикачі з додатковим електричним опором, тощо. Зовнішніх перенапруг уникають шляхом заземлення та блискавкозахисту.

Існують такі основні види розрядників: трубчасті, газорозрядні, вентильні, магнітовентильні та нелінійні обмежувачі перенапруги.

На сьогодні, в електроустановках підстанцій найбільшого поширення набули вентильні розрядники (рис. 10.2) та нелінійні обмежувач перенапруги (рис. 10.3).



Рисунок 10.2 – Вентильний розрядник РВО-10



Рисунок 10.3 – Зовнішній вигляд типу обмежувача перенапруги нелінійного ОПНп-6/5,3/5/1 УХЛ 1

## 10.2 Розрядники

*Розрядник* – це пристрій, що містить два чи декілька електродів і призначений для здійснення розрядження за певних умов.

У електроустановках застосовуються вентильні розрядники різної конструкції і призначення: РВС – вентильний станційний на 10–220 кВ для захисту від атмосферних перенапруг; РВМ, РВМГ, РВМА – вентильні з магнітним гасінням дуги; модифікації Г і А (комбіновані) призначені для захисту від атмосферних і короточасних внутрішніх перенапруг, що виникають в ізоляції електроустаткування станцій і підстанцій при номінальній напрузі 15–500 кВ. Розрядники типу РВМ виготовляються на напругу 3–10 кВ. Відмітною їх особливістю являються знижена імпульсна і остаточна напруга, обумовлена наявністю конденсаторів, вбудованих в середину іскрових проміжків.

У розподільних установках найбільшого поширення набули розрядники типів РВП та РВС, що призначені, відповідно, для захисту електроустановок підстанцій та апаратури станцій.

Будова розрядника РВП-6 представлена на рис. 10.4. Він складається з двох основних компонентів: багатоступеневого іскрового проміжку і робочого резистора.

Багатоступеневий іскровий проміжок містить декілька послідовно з'єднаних одиничних іскрових проміжків 12, що конструктивно виконані у вигляді паперово-бакелітового циліндру 4. Одиничний іскровий проміжок 12 складається з двох фігурних латунних електродів, які приклеєні до електроізоляційної прокладки.

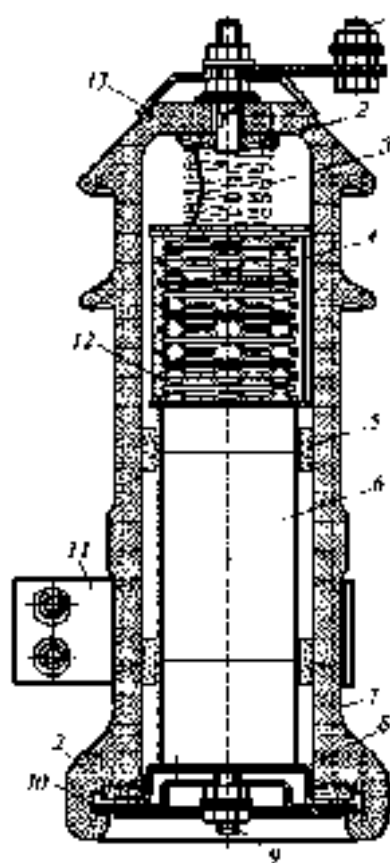


Рисунок 10.4 – Конструкція розрядника РВП-6:

1 – болт; 2, 10 – гумові прокладки; 3 – спіральна пружина; 4 – паперово-бакелітовий циліндр; 5 – фетрова прокладка; 6 – одиничний дисковий вілітовий резистор; 7 – фарфоровий корпус; 8 – профільна шайба; 9 – шпилька заземлення; 11 – хомут; 12 – одиничний іскровий проміжок; 13 – металевий ковпак

Робочий резистор містить декілька послідовно з'єднаних дискових вілітових резисторів 6, що мають вентильні властивості. Тобто їх опір змінюється залежно від прикладеної до них напруги: чим вища прикладена напруга, тим нижче їх опір

і навпаки. Ця властивість віліту (карборунду) дозволяє пропустити більший струм за меншим падінням напруги. Віліт змінює свої характеристики при зволоженні, тому робочий резистор знаходиться у герметичному фарфоровому корпусі 7 зверху закритого металевим ковпаком 13 і загерметизованим гумовими прокладками 2, 10. Основи циліндричних резисторів 6 для кращого контакту металізують алюмінієм, а їх бічні поверхні покривають ізолюючою обмазкою з метою запобігання протіканню струмів витоку. Для усунення зсуву вілітових дисків 6 ставляться фетрові прокладки 5.

До несучої конструкції розрядник приєднується хомутом 11, до струмоведучих проводів – болтом 1, а до заземлення – шпилькою 9. Отже, розрядник включається між фазою електроустановки і контуром заземлення паралельно до ізоляції, що захищається.

Кількість іскрових проміжків у блоці та вілітових дисків в колонці залежить від величини номінальної напруги розрядника.

У нормальному режимі роботи іскрові проміжки забезпечують ізоляцію між фазою і землею. Під час виникнення небезпечної перенапруги для ізоляції електроустановки, відбувається пробій іскрових проміжків, внаслідок чого мережа виявляється з'єднана з землею через вілітові диски. У цей момент до вілітових дисків прикладається максимальна напруга, тому опір їх буде найменшим, а струм замикання на землю – найбільшим. У результаті розряду на землю напруга в мережі знижується, а опір вілітових дисків зростає. Дуга змінного струму при проходженні через нуль гасне, а потім знову відновлюється. Коли напруга, прикладена до розрядника, виявляється недостатньою для підтримки дуги на іскрових проміжках, при першому ж проходженні струму через нуль його протікання через розрядник припиняється.

У електроустановках ПС також використовуються модернізовані розрядники типу РВО, що мають зменшений діаметр іскрових проміжків і вілітових дисків, знижені габарити і масу у порівнянні з РВП.

Вентильний розрядник типу РВС випускається у вигляді п'яти стандартних елементів: РВС 15, РВС 20, РВС 30, РВС 33 і РВС 35.

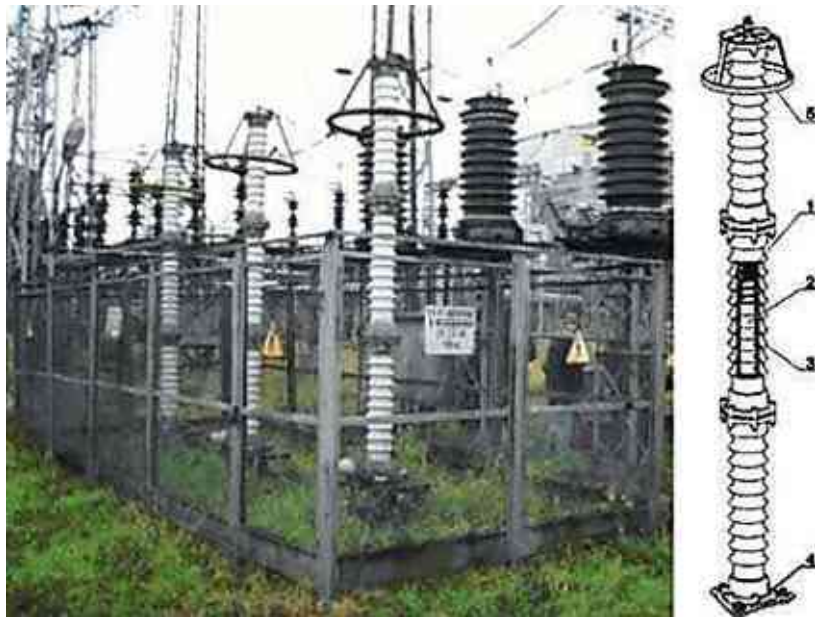


Рисунок 10.5 – Розрядників серії РВС-110:

*a* – зовнішній вигляд; *б* – будова:

*1* – іскрова щилина; *2* – робочий резистор; *3* – фарфоровий корпус;

*4* – основа; *5* – екрануючі кільця

З цих елементів комплектують розрядники на напругу до 220 кВ. Їх з'єднують послідовно встановлюючи один на інший. Так, розрядник на напругу 110 кВ складається з чотирьох елементів РВС-30 і має висоту близько 3,3 м (рис. 10.5). Для надання стійкості передбачено три ізолюючі розтяжки. На розрядниках типів РВС-110 і РВС-220 встановлюються запобіжні кільця з метою вирівнювання напруги по фарфоровій ізоляції окремих елементів.

Конструкція елемента розрядника РВС подана на рис. 10.6. Він складається з трубчастого фарфорового корпусу *1*, всередині якого знаходяться вілітові диски *2* і комплекти іскрових проміжків *4*. Кожен комплект розміщений у фарфоровому циліндрі *5* і складаються з декількох одиничних іскрових проміжків *3*. Всі іскрові проміжки і циліндричні резистори стиснуті спіральними пружинами *6*. Фарфоровий корпус закритий з торцевих сторін кришками, під якими знаходяться гумові прокладки *7*. Фарфоровий корпус армований фланцями *8*, які призначені для кріплення розрядника до опорної конструкції, а також для

приєднання до шин або проводів. Комплекти іскрових проміжків шунтуються підковоподібними резисторами 9, призначеними для рівномірного розподілу напруги між ними.

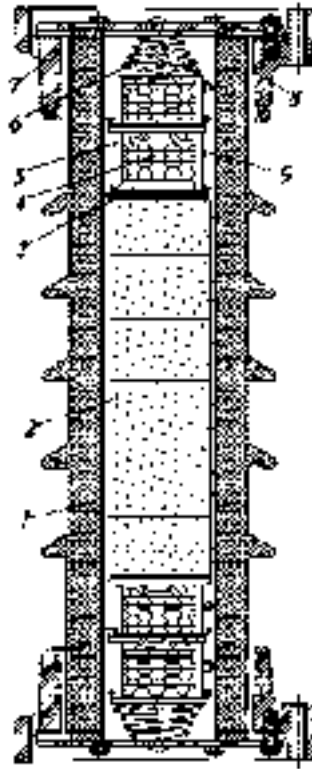


Рисунок 10.6 – Конструкція розрядника РВС:

- 1 – фарфоровий корпус; 2 – вілітовий диск; 3 – одиничний іскровий проміжок;  
4 – комплект іскрових проміжків; 5 – фарфоровий циліндр; 6 – спіральна пружина;  
7 – гумова прокладка; 8 – фланець; 9 – підковоподібний резистор

Для рівнів напруги 35–500 кВ також використовуються магнітовентильні розрядники типу РВМ. Вони відрізняються від інших типів розрядників наявністю блоків магнітних іскрових проміжків. Такі стандартні блоки іскрових проміжків з вілітовими резисторами виготовляються на напругу 35 кВ.

*Трубчасті розрядники.* Основне призначення трубчастих розрядників типу РТ полягає у захисті лінійної ізоляції при грозових перенапруженнях. Корпус розрядника складається з бакелітової трубки викладеною зсередини фіброю.

Трубка забезпечена металевими накінецьниками, причому з одного кінця вона відкрита для вільного виходу іонізованих газів після гасіння дуги. У внутрішньому каналі трубки вставлений стержневий електрод 3, металевоз'єднаний з нижнім накінецьником. Трубчастий розрядник завжди включається через додатковий зовнішній іскровий проміжок. Це необхідно для оберігання фибробакелітової трубки від руйнування струмами витоку, які мали б місце під час безпосереднього приєднання розрядника до струмопровідних частин установки.

У схемах електроустановок, де можливі неповнофазні спрацьовування комутаційних апаратів (повітряних вимикачів, відокремлювачів тощо), потрібно використовувати пристрої автоматичного заземлення нейтралі, які спрацьовують при досягненні на ній 75 % і більше фазної напруги. Ці пристрої запобігають руйнуванню розрядників, установлених у нейтралі.

Структура умовного позначення розрядників подана на рис. 10.7.

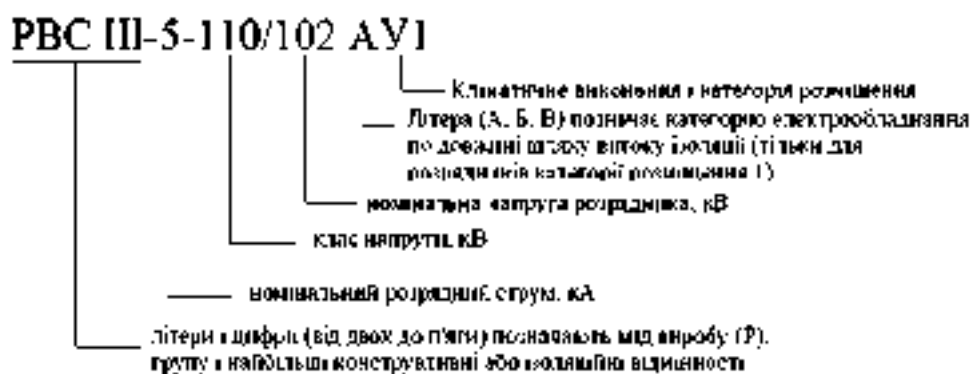


Рисунок 10.7 – Структура умовного позначення розрядника

### 10.3 Обмежувачі перенапруг нелінійні

*Обмежувачі перенапруг нелінійні* – це апарати призначені для захисту ізоляції електроустановок підстанцій і електричних мереж від атмосферних і короточасних комутаційних перенапруг.

Характеристики вентильних розрядників часто не дають змоги забезпечити необхідне обмеження перенапруг. Значного покращення їх захисних характеристик можливо досягнути шляхом усунення іскрових пропріміжків.



Однак, вмикання існуючих вентильних розрядників на робочу напругу без іскрових проміжків неможливе внаслідок протікання значного струму через робочі опори при фазній напрузі. Тому були розроблені на базі металооксидних варисторів ОПН позбавлені вказаного недоліку.

Варистори побудовані на основі оксиду цинку  $ZnO$  високої чистоти мають різконелінійну вольт-амперну характеристику, у результаті при зростанні густини струму від  $10-5 \text{ A/cm}^2$  до  $10^2 \text{ A/cm}^2$  напруга на варисторі збільшується приблизно у два рази. Тому вони підключаються до електромережі без іскрових проміжків і працюють у режимі постійного підключення до мережі. Сучасні варистори мають високу здатність поглинати і розсіювати значну енергію без руйнування та зміни своїх властивостей. Це дозволило створити компактні обмежувачі, що здатні протистояти впливам грозових і внутрішніх перенапруг.

Конструктивно ОПН складається з активної частини у вигляді колони послідовно сполучених варисторів 6, що встановлена в силіконовий корпус 2 обладнаний необхідними засобами приєднання і монтажу 3, 4 (рис. 10.8). Колонна варисторів 6 армується стяжкою зі склджугута 7, що надає їй механічної міцності та покращує електроконтакт між одиничними варисторами. Використання кремні-органічної гуми як матеріалу корпусу 2 забезпечує підвищену гідрофобність, вибухобезпечність і легкість монтажу. Як правило обмежувачі встановлюються вертикально, основою 3 на заземлену частину електроустановки.

Також існують конструкції ОПН призначені для «перевернутого» та підвісного монтажу.

У нормальному робочому режимі до ОПН прикладається номінальна робоча напруга мережі і через нього протікає ємнісний струм величиною у десяті частки міліампера, так як його внутрішній опір дуже великий і це не впливає на роботу кіл які він захищає. При виникненні хвилі перенапруги варистори обмежувача переходять у провідний стан і обмежують подальше зростання напруги на його виводах. Зростання напруги у мережі призводить до підвищення температури

варистора на декілька десятків градусів. Струм, що протікав у нормальному режимі збільшується в декілька разів за долі мікросекунд.

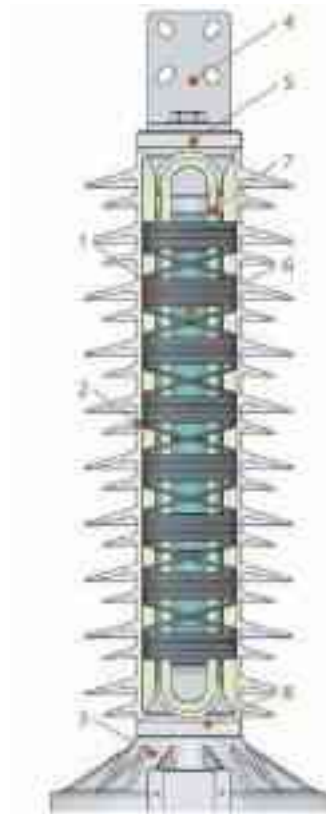


Рисунок 10.8 – Конструкція ОПН (ф. АВВ, серія PEXLIM):

- 1 – захисна обмотка; 2 – силіконовий корпус;  
3 – основа; 4 – лінійний ввід; 5 – верхній фланець; 6 – варистори;  
7 – стяжка зі складжута; 8 – нижній фланець

Надлишок напруги протікає через ОПН і спрямовується в землю. Коли перенапруга знижується, обмежувач повертається в непровідний стан.

Важливою характеристикою є збереження теплової стабільності обмежувача, тобто поступового охолодження варистора. Після стабілізації параметрів мережі і повернення напруги до номінального значення, обмежувач переходить у стан очікування до наступного стрибка напруги. Робота обмежувача не викликає жодних порушень в роботі мережі.

У випадку пошкодження варистора струм КЗ, що проходить через нього не викликає небезпечного розриву корпусу. Крім того, обмежувач може бути

оснащений роз'єднувачем, який спрацює у відповідності до його часо5струмової характеристики. У результаті утворюється видимий розрив між обмежувачем і заземленням. Дане рішення забезпечує безаварійну роботу мережі, а також легку локалізацію пошкодженого обмежувача.

Основними параметрами ОПН є:

- тривалодопустима робоча напруга  $U_{н.р}$  – найбільше діюче значення напруги промислової частоти, що може бути необмежено довго прикладене до затискачів обмежувача;

- номінальна напруга обмежувача  $U_{ном}$  – діюче значення напруги промислової частоти, яке обмежувач повинен витримувати протягом 10 с під час робочих випробувань;

- залишкова напруга  $U_{зал}$  – найбільше значення напруги на обмежувачі при протіканні через нього імпульса струму вказаного максимального значення і вформи;

- номінальний розрядний струм  $I_{роз.ном}$  – це струм за значенням якого класифікується рівень захисту обмежувача в грозовому режимі при імпульсі 8/20 мкс;

- питома енергоємність  $W_{пит}$  – розсіювана обмежувачем енергія одного нормованого імпульсу струму пропускної здатності  $I_n$ , що віднесена до найбільшої робочої напруги;

- струм пропускної здатності  $I_{2000}$  – максимальне значення (амплітуда) прямокутного імпульсу тривалістю не менше 2000 мкс, що характеризує здатність ОПН розсіювати енергію комутаційних перенапруг;

- імпульс великого струму  $I_{макс}$  – максимальне значення грозового імпульсу струму

4/10 мкс, що використовується для оцінки стійкості ОПН до прямих ударів блискавки;

- струм короткого замикання  $I_{кз}$  – здатність пошкодженого обмежувача перенапруги витримувати без розриву корпусу струми короткого замикання мережі у місці його встановлення;

– довжина шляху витоку  $l_e$  – найменша відстань по зовнішній поверхні обмежувача між металевими частинами різного потенціалу.

Для забезпечення надійного захисту електроустаткування електроустановок напругою

6–750 кВ від грозових та комутаційних перенапруг ОПН повинні застосовуватись при захисті ізоляції обмоток силових трансформаторів і автотрансформаторів; шунтуючих реакторів; трансформаторів напруги; місць переходу ПЛ у КЛ і кабельних вставок; нейтралей трансформаторів, якщо вони можуть працювати не заземленими; пунктів секціонування; пунктів комерційного обліку електроенергії 6–20 кВ.

В електричних мережах 6–35 кВ необхідно застосовувати ОПН в усіх випадках, коли для захисту від грозових перенапруг діючим ПУЕ передбачено застосування вентильних розрядників, а також для обмеження внутрішніх перенапруг. Необхідно враховувати, що перенапруги на обладнанні, безпосередньо до якого приєднаний ОПН, співпадають з напругою на ОПН, а перенапруги на обладнанні, що віддалене від ОПН, перевищують напругу на ОПН за рахунок коливальних процесів між ОПН і обладнанням.

При застосуванні ОПН для захисту розподільчих установок підстанцій від грозових перенапруг слід керуватись таким.

1. Обладнання розподільних установок підстанцій, до яких приєднані ПЛ, повинні захищатись ОПН, що встановлюються на шинах чи біля трансформатора.

2. Кількість та місця встановлення ОПН треба вибирати виходячи з наявних схеми електричних приєднань, кількості ПЛ і трансформаторів. При цьому допустима відстань від ОПН до устаткування повинна бути забезпечена для кожного етапу (черги) розвитку підстанції. При виборі необхідно виходити з того, щоб захист підстанції повинен бути забезпечений мінімальною кількістю ОПН. При цьому віддається перевага установці ОПН на трансформаторному приєднанні.

3. У розподільних установках напругою 35–750 *кВ* найбільші відстані по ошиновці від ОПН до трансформаторів та іншого устаткування, включаючи відгалуження і висоту ОПН, повинні бути не більше від зазначених у довідкових таблицях.

4. У випадку приєднання ПЛ напругою від 35 *кВ* до 330 *кВ* до РУ ПС за допомогою кабельної вставки довжиною менше ніж 1,5 *км* вона має бути захищеною з обох сторін ОПН. За довжини кабельної вставки 1,5 *км* і більше встановлювати ОПН на кінцях кабелю не вимагається.

5. На ПЛ 35 *кВ* за наявності трансформатора напруги (ТН) на кінці лінії перед комутаційним апаратом (вимикачем) ОПН повинен бути установлений на відстані не більше 40 *м* від ТН.

6. При встановленні ОПН у одній камері РУ із трансформатором напруги потрібно приєднувати перед запобіжником трансформатора напруги, щоб уникнути перегорання запобіжника при проходженні імпульсних струмів.

7. При захисті силових трансформаторів від грозових перенапруг ОПН повинен встановлюватись до комутаційного апарату і приєднуватись найкоротшим шляхом від вводів трансформатора до заземлюючого пристрою підстанції.

8. За наявності на приєднаннях трансформаторів на стороні 3–20 *кВ* струмообмежувальних реакторів ОПН повинні бути встановлені на шинах 3–20 *кВ* незалежно від наявності ОПН біля трансформаторів.

9. Обмотки НН і СН силових трансформаторів (АТ), які не використовують для живлення електроприймачів, а також обмотки, які тимчасово від'єднано від шин РУ в грозовий період, потрібно з'єднувати за схемою зірки або трикутника і захищати ОПН, які вмикають між вводами кожної фази і землею. Захист обмоток НН, які не використовують для живлення електроприймачів, розташованих першими від магнітопроводу, можна виконувати заземленням однієї з вершин за схемою трикутник, однієї з фаз або нейтралі за схемою зірка чи встановленням ОПН відповідного класу напруги на кожній фазі. Захист обмоток, які не використовують для живлення електроприймачів, не виконують у разі постійного

приєднання до них кабельної лінії довжиною, не меншою ніж 30 м, що має заземлену оболонку чи броню.

10. РУ напругою 3–20 кВ, до яких приєднано ПЛ, потрібно захищати ОПН, установленими на шинах або біля силових трансформаторів.

11. Захист ПС напругою 35 кВ і 110 кВ із силовими трансформаторами потужністю до 40 МВА, приєднаних до відгалужень довжиною менше ніж 1 км, від існуючих ПЛ, які не захищено тросом, дозволено виконувати за спрощеною схемою за таких умов:

- ОПН встановлено на відстані від силового трансформатора, не більший ніж 15 м;

- відстань від ОПН до іншого устаткування не повинна перевищувати 50 м.

Необхідність обмеження внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН пов'язана з широким застосуванням вакуумних вимикачів (ВВ), спрацьовування яких супроводжується появою значних комутаційних перенапруг, та з вичерпуванням ресурсів ізоляції електрообладнання. При вирішенні питання необхідності захисту від внутрішніх перенапруг треба також враховувати структуру електричної мережі з наявними у ній електроприймачами, які розподіляються відносно надійності електропостачання на I, II і III категорії.

Порівняно з вентильними розрядниками ОПН мають ряд суттєвих переваг, що впливають із відсутності іскрових проміжків і високої нелінійності вольт-амперної характеристики:

- більш глибоке обмеження перенапруг (при однакових розмірах активної частини);

- простота конструкції і велика надійність;
- стійкість до зовнішніх забруднень корпусу;
- здатність обмежувати внутрішні перенапруги;
- більша вибухобезпечність;
- кращі масогабаратні показники.

Схема умовного позначення нелінійного обмежувача перенапруг (рис. 10.9).

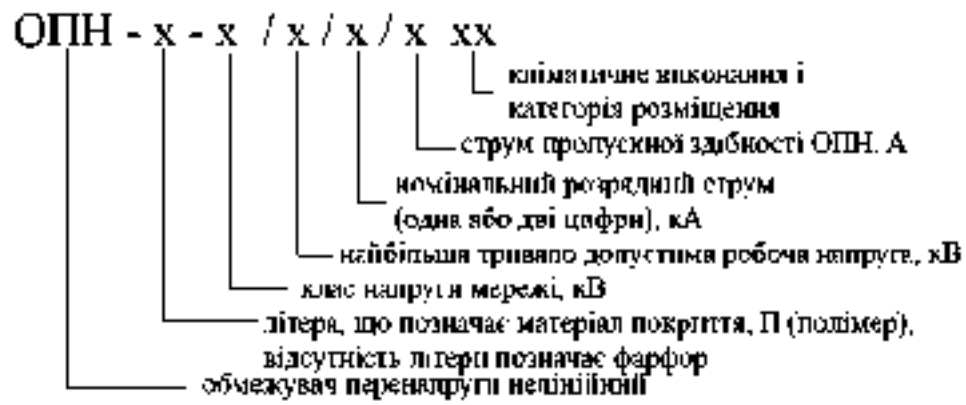


Рисунок 10.9 – Структурна схема умовного позначення

## ЛЕКЦІЯ 11

### ЗАПОБІЖНИКИ

#### План

Загальні відомості

#### Загальні відомості

*Запобіжник* – це комутаційний електричний апарат, призначений для вимкнення електричного кола, яке захищається, руйнуванням спеціально передбачених для цього струмоведучих частин під дією струму, що перевищує певні значення.

Основні параметри плавких запобіжників:

а) *номінальна напруга* – це напруга, на яку розрахований запобіжник для тривалої роботи;

б) *номінальний струм плавкої вставки  $I_{пвст}$*  – це струм, який витримує плавка вставка тривалий час;

в) *номінальний струм  $I_n$*  – це струм, рівний найбільшому номінальному струму плавкої вставки, яка може бути встановлена в даний запобіжник. В один і той же запобіжник залежно від номінального струму захищуваного об'єкту може вставлятися декілька плавких вставок, що розраховані на різні номінальні струми;

г) *максимальний струм вимкнення* – це найбільший струм, який плавкий запобіжник може вимкнути без будь-яких пошкоджень або деформацій.

*Вимоги до запобіжників:* ампер-секундна характеристика запобіжника повинна проходити нижче характеристики захищуваного об'єкту, при цьому забезпечувати селективність захисту; стабільні в роботі; висока вимикаюча здатність; легкі в обслуговуванні.

*За своїм призначенням (категорією застосування) розрізняють:*

а) запобіжники, призначені для захисту розподільних мереж (позначають літерами G або L);



б) запобіжники, призначені для захисту напівпровідникових пристроїв (їх позначають літерою  $R$ );

в) запобіжники, призначені для захисту кіл з електродвигунами (їх позначають літерою  $M$ ).

Запобіжники категорії  $G$  або  $L$  мають відмикати коло із надструмом не одразу після його виникнення, а через визначений проміжок часу, тривалість якого визначається залежно від рівня надструму. Ці запобіжники не припиняють живлення навантаження при випадкових короткочасних надструмах, які є безпечними для мереж, отже не переривають технологічний процес, пов'язаний з такими надструмами.

Так само діють й запобіжники категорії  $M$ .

Вставки запобіжників категорії  $R$  призначені для захисту напівпровідникових пристроїв від коротких замикань, вони мають діяти дуже швидко, їх ще називають *швидкодіючими*.

*Основними елементами запобіжника* є корпус, плавка вставка (плавкий елемент), контактна частина, дугогасильний пристрій та дугогасильне середовище. До складу вставки входить плавкий елемент, який розплавляється при надструмах. Для вставок дуже важливим є такий показник, як діапазон відмикання тобто діапазон очікуваних струмів, у межах якого забезпечується здатність до відмикання вставки.

Якщо вставка здатна відмикати усі струми, які розплавляють плавкий елемент аж до номінальної здатності до відмикання, вона позначається літерою  $g$ , а якщо лише у частині цього діапазону – літерою  $a$ . Вставки, позначені літерою  $g$ , забезпечують захист обладнання від коротких замикань та перевантажень, а вставки, позначені літерою  $a$  забезпечують захист обладнання лише від коротких замикань.

Поєднання діапазону відмикання та категорії застосування прийнято називати *класом запобіжника*. Наприклад, запобіжники класу  $gG$  призначені для захисту мереж від перевантажень та коротких замикань, а запобіжники класу  $aR$

призначені для захисту напівпровідникових пристроїв лише від коротких замикань.

Важливою захисною характеристикою запобіжника є *часово-струмова характеристика* – крива, що показує залежність часу, наприклад, переддугового часу або часу спрацювання, від очікуваного струму при заданих умовах роботи. Час спрацювання складається з переддугового часу, тобто проміжку між моментом виникнення надструму й моментом початку плавлення плавкого елемента та часу горіння дуги, що виникає після розплавлення плавкого елемента. Оскільки часо-струмові характеристики мають значний розкид, виробники у технічній документації для кожного значення номінального струму запобіжника певного типорозміру наводять так звану *часово-струмову зону* – область, яка обмежена мінімальною переддуговою часо-струмовою характеристикою та максимальною часо-струмовою характеристикою спрацювання за визначених умов. Часо-струмова зона запобіжника повинна розташовуватися нижче характеристики пошкодження об'єкту захисту, тобто залежності часу виходу з ладу цього об'єкту від очікуваного струму (рис. 11.1).

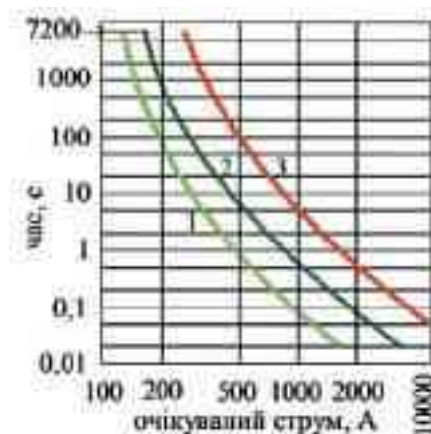


Рисунок 11.1 – Узгодження часо-струмової зони запобіжника з характеристикою пошкодження об'єкту захисту: 1 – мінімальна переддугова часо-струмова характеристика; 2 – максимальна часо-струмова характеристика спрацювання; 3 – характеристика пошкодження об'єкту захисту

У запобіжників категорії  $G$  з номінативним струмом  $I_n$ , розплавлення плавкого елемента не повинно відбуватися впродовж визначеного умовного часу при струмі  $1,25I_n$  (умовний струм нерозплавлення), а при струмі  $1,6I_n$  (умовний струм розплавлення) розплавлення має відбутися обов'язково впродовж такого самого часу. Залежно від номінального струму  $i$  може становити від однієї до чотирьох годин. Зокрема, при  $I_n=100\text{ А}$  зазначений умовний час становить дві години, тому зверху часо-струмова зона обмежена тривалістю 7200 с (рис. 11.1).

Розрізняють запобіжники побутового призначення та промислові. У першому – небезпечні струмопровідні частини у робочому стані закриті ізоляційними деталями, що робить ці апарати відносно безпечними, навіть якщо їх експлуатацію здійснюють некваліфіковані особи.

У запобіжників другої групи – небезпечні струмопровідні частини є відкритими і доступними для прямого дотику, тому їх завжди монтують у закритих металевих шафах.

Вітчизняні запобіжники промислового призначення серії ПН2 (рис. 11.2) мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінальних струмів 31,5–630 А при номінативній напрузі 380 В. Здатність до вимкнення КЗ у запобіжників ПН2-100 (найменший габарит) становить 100 кА, а у запобіжників ПН2-600 становить лише 40 кА. Вітчизняні запобіжники для побутових електроустановок серії ПРС також мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінальних струмів 1–100 А при номінативній напрузі 380 В. Здатність до відмикання коротких замикань у запобіжників ПРС становить 15–20 кА.

Сучасні запобіжники промислового призначення європейської системи NH (рис. 11.3) охоплюють діапазон номінальних струмів від 2–1600 А при номінальній напрузі 500 В та 690 В. Здатність до вимкнення цих запобіжників сягає 160 кА. Порівняно із ПН2, запобіжники системи NH при однакових номіналах мають менші розміри та більш економні – розсіювана потужність у вставках запобіжників системи NH приблизно на 30–40 % менша ніж у вставках ПН2.



Рисунок 11.2 – Вітчизняні запобіжники промислового призначення серії ПН2:

*а* – чотири типорозміри (ПН2-600, ПН2-400, ПН2-250 та ПН2-100),

ізоляційний знімач вставок (праворуч) та контакт основи (ліворуч);

*б* – вставка запобіжника у розрізі



Рисунок 11.3 – Сучасні європейські запобіжники промислового призначення

системи *NH*:

вставки типорозмірів 000, 00, ... , 4а, 5 та ізоляційні основи з терміналами

різних виконань (знизу) та різними можливостями приєднання зовнішніх

провідників

Плавкі елементи запобіжників промислового призначення виготовляють з мідних тонких (товщиною порядку 0,1 мм) пластин з отворами різних форм (рис. 11.4 а), які розбивають плавкий елемент на послідовні та паралельні ділянки. Проміжки між отворами називають перешийками, а ділянки без отворів – широкою частиною. Поблизу одного з рядів отворів розташовують канавку, заповнену легкоплавким компонентом – металургійним розчинником (олово). За

наявності металургійного розчинника, коли при струмі, який перевищує номінальне значення в 1,3–1,6 разів, температура плавкого елемента сягає температури плавлення розчинника (як правило це 200–250 °С), останній плавиться, піднімається до перешийків, розчиняє їх, внаслідок чого плавляться перешийки, на них виникає дуга, й запобіжник спрацьовує. Зазначимо, запобіжники з мідним плавким елементом без металургійного ефекту не здатні здійснювати захист в зоні перевантажень, а можуть забезпечувати лише захист у зоні коротких замикань (діапазон відмикання *a*). Запобіжники із металургійним ефектом здатні здійснювати захист не лише у зоні коротких замикань, а й у зоні перевантажень (діапазон відмикання *g*).

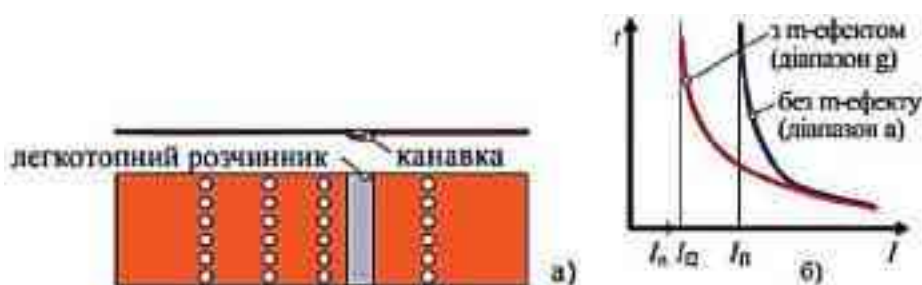


Рисунок 11.4 – Приклад плавкого елемента запобіжника промислового призначення:

- a* – мідний плавкий елемент з металургійним ефектом;
- б* – приклади часо-струмових характеристик запобіжника

Сучасні запобіжники для побутових та аналогічних електроустановок європейських систем *D*, *D0* та циліндричні вставки (рис. 11.5) охоплюють діапазон номінальних струмів від 2–100 *A* при номінальній напрузі 400 *B* (система *D0*) та 500 *B* (система *D* та циліндричні вставки). Здатність до відмикання коротких замикань у цих запобіжників сягає 40–50 *кА* (системи *D* та *D0*) та 120 *кА* (циліндричні вставки).



Рисунок 11.5 – Вставки запобіжників побутового призначення систем  $D0$ ,  $D$ , та циліндричні вставки різних типорозмірів, а також запобіжник системи  $D0$  у зібраному стані на DIN рейці



Рисунок 11.6 – Деякі вітчизняні швидкодіючі запобіжники для захисту напівпровідникових приладів

Запобіжники системи  $D0$  призначені тільки для захисту електропроводок (клас  $gG$ ), циліндричні вставки, які застосовуються у комбінаціях з комутаційними апаратами, призначені для захисту електропроводок та кіл з електродвигунами (класи  $gG$  та  $aM$ ), а запобіжники системи  $D$  забезпечують також захист напівпровідникових пристроїв, відтак охоплюють усі основні класи –  $gG$ ,  $aR$  та  $aM$ . Запобіжники, призначені для захисту напівпровідникових пристроїв, зазвичай не мають основ та тримачів й закріплюються на шинопроводах за допомогою болтів через отвори на виводах (рис. 11.6). Плавкі елементи цих запобіжників виготовляють з чистого срібла, металургійний ефект в них не застосовують. Незважаючи на це, вони забезпечують як діапазон  $a$ , так і діапазон  $g$ .

*Запобіжники напругою до 1000В.* Запобіжники пробкові різьбові (ПРС), розбірні (ПР-2), розбірні з дрібнозернистим наповнювачем (ПН-2) та нерозбірні (НПН-2), швидкодіючі (ПНБ-5, ПП-57).

Запобіжники ПР-2 виготовляють на номінальні струми запобіжника 15–1000 А. Патрон запобіжника складається з товстостінної фібрової трубки, на кінцях якої закріплені втулки з різьбою. На втулки нагвинчуються ковпачки. Запобіжники на струми від 15 до 60 А мають спрощену конструкцію. Плавка вставка просто притискається ковпачком до втулки. Ковпачки є вихідними контактами. У запобіжників на струми понад 60 А плавка вставка приєднується до контактних ножів за допомогою болтів. Плавка вставка штампується з цинку у вигляді пластини з вирізами (від одного до чотирьох вирізів залежно від номінальної напруги). При струмах КЗ вставка перегорає одночасно в усіх або кількох звужених місцях. Після перегорання вставки виникає дуга. Під впливом температури дуги фіброві стінки патрона виділяють газ, внаслідок чого тиск у патроні за частки періоду піднімається до 4,8 МПа, що сприяє гасінню дуги. Граничний струм вимикання до 20 кА.

Запобіжники ПН-2 випускають на номінальні струми до 630 А, вони більш досконалі ніж ПР-2. Корпус ПН-2 виготовляється з порцеляни або стеатиту. Усередині корпусу розташовані стрічкові плавкі вставки та наповнювач. Плавка вставка виготовляється з мідної стрічки завтовшки 0,15–0,35 мм та завширшки до 4 мм. Для зниження температури плавлення вставки використовують металургійний ефект – на стрічки міді наносять кульки олова. Металургійний ефект – це явище розчинення тугоплавкого металу в рідких, менш тугоплавких. У таких запобіжниках як наповнювач використовують сухий кварцовий пісок (99 % SiO<sub>2</sub>) або крейду CaCO<sub>3</sub>. При КЗ плавка вставка згорає і дуга горить у вузькій щілині, яка утворена зернами наповнювача. Граничний струм вимикання таких запобіжників досягає 50 кА.

Запобіжники НПН2-15 і НПН2-60 подібні до ПН-2, але мають нерозбірний патрон без контактних ножів і розраховані на струми відповідно до 15 та 60 А. Граничний струм вимикання дорівнює 10 кА. У малогабаритних розподільних

пристроях використовуються запобіжники ПРС до 100 А, які мають граничний струм вимикання 60 кА. Швидкодіючі запобіжники ПНБ-5 випускаються з плавкими вставками на струми 40–630 А та граничним струмом вимикання 150 кА. Патрон ПНБ-5 за конструкцією подібний до ПН-2, але плавка вставка виконана зі срібла. Окрім цього ПНБ-5 має пристрій для сигналізації спрацювання. У наш час промисловість виготовляє запобіжники нових серій з позначенням ПП. Цифри вказують на параметри цієї серії. Наприклад: ПП17 – запобіжники на номінальні струми 500, 630, 800 і 1000 А із граничним струмом вимикання до 110 кА; ПП-31 – розроблені замість ПН-2, вони мають алюмінієві вставки на струми від 32 до 1000 А та граничний струм вимикання 100 кА; швидкодіючі запобіжники серії ПП-41, ПП-57, ПП-59, ПП-71 та ін. Ще одним недоліком запобіжників є одноразовість їх дії, тобто необхідність заміни після розплавлення плавкої вставки чи усього запобіжника.

*Запобіжники напругою понад 1000 В.* Запобіжники високої напруги поширені значно менше, ніж запобіжники низької напруги. Вони призначені для захисту силових трансформаторів, повітряних та кабельних ліній, конденсаторів, електродвигунів та трансформаторів напруги. Найбільше поширення мають запобіжники з дрібнозернистим наповнювачем та вихлопного типу. Запобіжники з кварцовим наповнювачем серії ПК є струмообмежувальними, вони випускаються на напругу 3, 6, 10, 20 та 35 кВ і номінальні струми до 100 А (при більших струмах до кожної фази може бути встановлено до 4 патронів на загальний струм до 400 А). Варіанти виконання: ПКТ – для захисту силових кіл (ліній, трансформаторів), ПКН – для захисту трансформаторів напруги. Структура схематичного позначення запобіжників та зовнішній вигляд показані на рис. 11.7. та рис. 11.8 відповідно.

Патрон запобіжника ПК складається з порцелянової чи скляної трубки, армованої мосяжними ковпачками. Усередині патрона розташовані мідні або срібні плавкі вставки. У запобіжниках на номінальні струми до 7,5 А плавка вставка намотується на керамічний каркас, при номінальних струмах понад 7,5 А плавка вставка виконується у вигляді паралельних спіралей. Для зниження



перенапруг при вимиканні використовують вставки змінного перерізу. Для вимикання струмів перевантаження на ступені меншого перерізу напаяють олов'яні кульки. Патрон має показчик спрацювання, та запобіжник ПКТ не має цього показчика. Плавка вставка виконується із константанового дроту з чотирехступеневим перерізом і намотується на керамічний каркас.

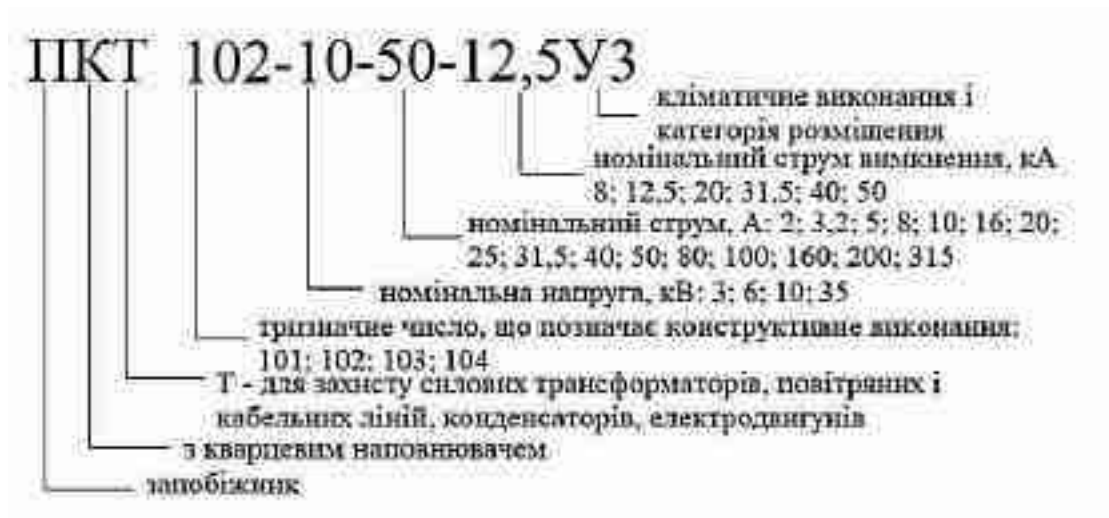


Рисунок 11.7 – Структура схематичного позначення запобіжників



Рисунок 11.8 – Структура схематичного позначення запобіжників:

а – зовнішній вигляд запобіжника типу ПКТ 101(внутрішній)

б – зовнішній вигляд запобіжника типу ПКТ 103 (зовнішній)

## ЛЕКЦІЯ 12

### СТРУМОПРОВІДНІ ЧАСТИНИ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК

#### План

12.1 Типи провідників, що використовуються у головних схемах

12.2 Вибір жорстких шин

#### 12.1 Типи провідників, що використовуються у головних схемах

Ошиновку РУ та ПС слід виконувати переважно з алюмінієвих і сталевих провідів, штаб, труб і шин із профілів алюмінію та алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення (рис. 12.1, 12.2). У разі спорудження ПС, РП і РУ поблизу морського узбережжя, солоних озер, хімічних підприємств, а також у місцях, де тривалий досвід експлуатації свідчить про руйнування алюмінію від корозії, необхідно застосовувати спеціальні алюмінієві, сталеві проводи захищені від корозії, або проводи з міді чи мідних сплавів електротехнічного призначення. У невідповідальних установках незначної потужності, що знаходяться в не агресивному навколишньому середовищі гнучку та жорстку ошиновку можливо виконувати зі сталі.

Гнучка ошиновка виконується з багатодровових провідів, що представляють собою звиті з окремих дротин конструкції у вигляді канату. У залежності від необхідного перетину проводу й діаметра окремих дротин провід може мати декілька повивів. Багатодровові проводи складаються із дротин одного або різних металів.

Алюмінієва частина провідів виготовляється з алюмінієвих дротин згідно ТУ-16-705.472.87, а стальна – з оцинкованих дротин марок ОС або МС згідно ГОСТ 9850-72. Мідні проводи виготовляються з дротин марок МТ, ММ згідно ТУ 16.К71.087-90.

Загальний вигляд багатодровових провідів представлено на рис. 12.3.



Рисунок 12.1 – Ділянка ВРУ 500 кВ  
з гнучкою ошиновкою



Рисунок 12.2 – Ділянка ВРУ 110 кВ  
з жорсткою ошиновкою



а) б) в) г) д)

Рисунок 12.3 – Неізольовані проводи типів М (а, б), А (в) та АС (г, д)

Як гнучку ошиновку відкритих розподільчих установок застосовують голий сталевалюмінієвий провід типу АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РУ 6–10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по колу в кільцях-обоймах. Переріз окремих проводів у пучку доцільно вибирати якомога більшим (500, 600 мм<sup>2</sup>), тому що це зменшує вартість струмопроводу в цілому.

Використання жорсткої ошиновки порівняно із гнучкою має ряд суттєвих переваг:

- а) досягається значне зменшення відстаней від струмоведучих частин до землі й між фазами, що різко скорочує розміри ВРУ високої й надвисокої напруги;
- б) підвищується надійність струмопроводів;
- в) застосування зварних з'єднань замість менш надійних пресованих затискачів, що використовуються на гнучкій ошиновці;
- г) полегшується ремонт й чищення опорних ізоляторів;

д) зменшується небезпека проведення ремонтів; краща оглядовість жорстких шинних конструкцій.

У розподільчих установках найбільшого поширення отримали шини прямокутного, круглого або профільного перерізу (рис. 12.4, 12.5). Прямокутні шини зручні при виконанні монтажу, їх легко надійно з'єднати між собою та приєднувати до плоских контактів апаратів (рис. 12.6, 12.7), однак недостатня механічна міцність дозволяє застосовувати їх тільки в коротких прогонах, а корона обмежує значення напруги рівнем 20–24 кВ, при якій вони можуть використовуватися.



Рисунок 12.4 – Сортамент мідних шин



*а)*

*б)*

Рисунок 12.5 – Плоскі шини: *а* – мідні типу МТ; *б* – алюмінієві типу АТ

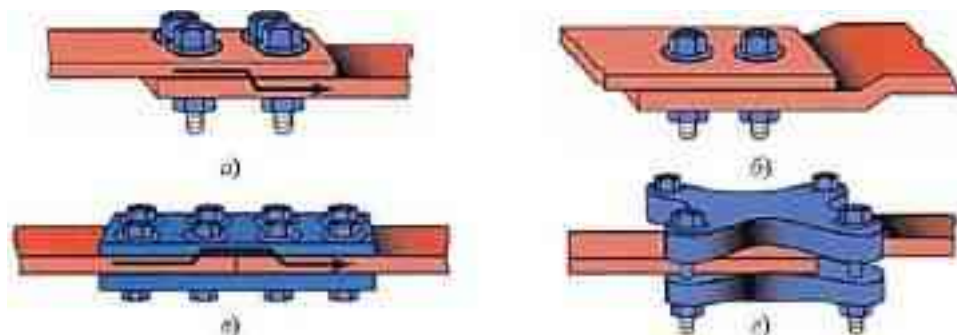


Рисунок 12.6 – Болтові з'єднання прямокутних шин:

*а* – нахлестом; *б* – нахлестом із висадкою «качки»;

*в* – впритул за допомогою накладок; *г* – нахлестом за допомогою стискачів

Максимальні розміри односмугових мідних і алюмінієвих шин за умовою механічної міцності становлять 120х10 мм, а їх граничне навантаження складає 2,65 кА для міді та 2,07 кА для алюмінію. При більших навантаженнях використовуються багатосмугові шини та шини профільного перерізу (коробчасті), що мають вищу пропускну здатність та механічну міцність.

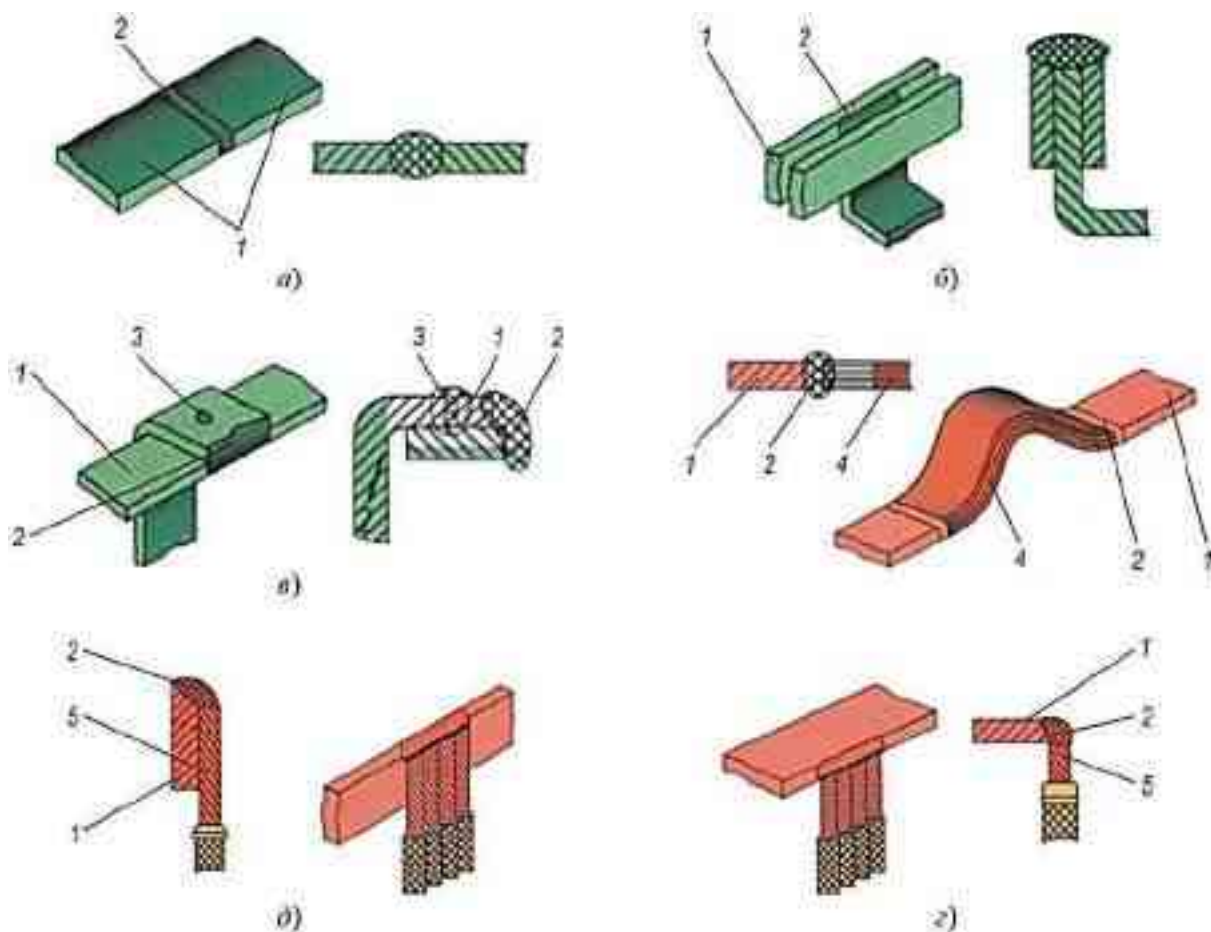


Рисунок 12.7 – Зварні з'єднання прямокутних шин і проводів із шинами:  
 а – впритул; б – приварка відгалуження до шин, що розташовані на ребро;  
 в – приварка відгалуження нахлестом до шини, що розташована плазом;  
 г – приварка компенсатора до шин; 1 – шина; 2 – шов; 3 – електрозаклепка;  
 4 – пакет гнучких шин; 5 – провід

Для електротехнічних цілей промисловість випускає мідні шини прямокутного перерізу наступних марок: ШММ, ШМТ, ШМТВ (ГОСТ 434-78).



Діапазони їх розмірів знаходяться у межах: ШММ, ШМТ (товщина 4520 мм, ширина – 40–120 мм), ШМТВ (товщина 6–12 мм, ширина 80–100 мм). Для виготовлення ошиновки головних електричних кіл розподільних установок також можуть бути використані мідні шини, що виготовлені у відповідності з європейським стандартом EN DIN 13601:2002 марки CW004-R280 з діапазоном розмірів 2–40/3–200 мм.

Шини алюмінієві прямокутні відповідно до ТУ 16-705.451-87 випускаються марок ШАТ з діапазоном розмірів смуг: товщина 4–10 мм, ширина 10–100 мм, довжина 3–9 м. Шини марок А5, А5Е, А6, А7, АД00, АД0, АД31 та АД31Е (ГОСТ 15176-89) випускаються з діапазоном розмірів смуг: товщина 3–110 мм, ширина 6–500 мм, довжина 6–10 м. Як шини також використовують круглі алюмінієві труби пресовані, катані й тягнуті. Марки сплавів, розміри, теоретична маса та інші їх параметри наведені, відповідно, у ГОСТ 18482-79 та ГОСТ 18475-82.

З'єднання виводів потужних генераторів здійснюється за допомогою комплектних пофазно екранованих струмопроводів серій ТЭНЕ, ТЭКН, ТЗМЭП кожна фаза яких розміщена у окремому захисному алюмінієвому кожуху. При значних відстанях на відкритому просторі доцільно використовувати гнучкі шинопроводи. При виборі гнучкої та жорсткої ошиновки треба враховати таке:

- 1) її переріз повинен відповідати максимальним можливим струмам за найбільш несприятливих експлуатаційних режимів;
- 2) вона повинна мати достатню термічну стійкість у режимах КЗ;
- 3) вона повинна витримувати механічні навантаження, що створюються власною масою та масою зв'язаних із нею проводів та апаратів, а також зусиллями, що виникають при КЗ та при дії атмосферних впливів (вітер, ожеледь);
- 4) в умовах нормальної експлуатації за робочої напруги на шинах не повинно виникати корони;
- 5) кількість з'єднань і ізоляторів повинно бути мінімальним.

Загальні рекомендації щодо вибору типів провідників залежно від місця їх встановлення у розподільних установках і пристроях електростанцій та підстанцій подані у табл. 12.1.

Таблиця 12.1 – Рекомендації щодо вибору типів провідників основних електричних кіл електростанцій та підстанцій

| $U_{ном}, кВ$ | Ділянка мережі, де встановлюється провідник                                             | Тип провідників                                                                                        |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 6–10          | РП трансформаторної підстанції                                                          | провід типу АС; жорстка ошиновка алюмінієвими трубами                                                  |
|               | з'єднання трансформатора ПС із ЗРУ або КРП                                              | гнучкий підвісний струмопровід; шинний міст; закритий комплектний струмопровід                         |
|               | всередині розподільної установки                                                        | шини                                                                                                   |
| 35 і вище     | ВРУ підстанції                                                                          | провід типу АС                                                                                         |
| 6–10          | виводи генератора ТЕЦ 5 стіна фасаду турбінного відділення                              | шинний міст<br>комплектний пофазно екранований струмопровід (для генераторів з $P_{ном} \geq 60 МВт$ ) |
|               | ділянка між турбінним відділенням і ГРУ ТЕЦ                                             | гнучкий підвісний струмопровід; шинний міст; закритий комплектний струмопровід                         |
|               | всередині ЗРУ, збірні шини                                                              | голі жорсткі алюмінієві шини прямокутного або коробчастого перерізу                                    |
|               | від ГРУ ТЕЦ до виводів трансформатора зв'язку                                           | шинний міст; гнучкий підвісний струмопровід; комплектний струмопровід                                  |
|               | від стіни ГРУ до виводів ТВП, що встановлений поблизу ГРУ                               | голі жорсткі алюмінієві шини                                                                           |
|               | від стіни ГРУ до виводів ТВП, що встановлений біля фасадної стіни головного корпусу ТЕЦ | гнучкий струмопровід                                                                                   |
|               | блок генератор-трансформатор КЕС, АЕС                                                   | комплектний пофазно екранований струмопровід                                                           |
|               | від ТВП до турбінного відділення КЕС, АЕС                                               | закритий струмопровід                                                                                  |
|               | кола резервного ТВП                                                                     | кабель, гнучкий провід                                                                                 |
| 35            | РУ ТЕЦ, АЕС                                                                             | провід типу АС                                                                                         |

## 12.2 Вибір жорстких шин

Вибір перерізу жорстких шин виконується за такими умовами:

а) допустимим тривалим струмом навантаження;

- б) термічною стійкістю;
- в) електродинамічною стійкістю;
- г) за відсутністю коронування.

Допустимий струм шин, А

$$I_{p.\max} \leq I_{don}, \quad (12.1)$$

де  $I_{p.\max}$  – максимальний розрахунковий струм;  $I_{don}$  – тривалодопустимий струм шин вибраного перерізу (див. табл. 12.2–12.4).

Для шин прямокутного перерізу шириною до 60 мм (рис. 12.8), розташованих плазом, допустимий струм приймається  $0,95I_{don}$ , а шириною більше 60 мм –  $0,92I_{don}$ .

Таблиця 12.2 – Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу

| Розміри,<br>$a \times b$ , мм<br>(рис.<br>12.8 а) | Мідні шини                                                                |      |      | Алюмінієві шини |      |      | Сталеві шини                  |               |
|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|------|------|-----------------|------|------|-------------------------------|---------------|
|                                                   | Струм у залежності від кількості смуг на один полюс<br>або одну фазу, $A$ |      |      |                 |      |      | Розміри,<br>$a \times b$ , мм | Струм,<br>$A$ |
|                                                   | 1                                                                         | 2    | 3    | 1               | 2    | 3    |                               |               |
| $15 \times 3$                                     | 210                                                                       | —    | —    | 165             | —    | —    | $16 \times 2,5$               | 55            |
| $20 \times 3$                                     | 275                                                                       | —    | —    | 215             | —    | —    | $20 \times 2,5$               | 60            |
| $25 \times 3$                                     | 340                                                                       | —    | —    | 265             | —    | —    | $25 \times 2,5$               | 75            |
| $30 \times 4$                                     | 475                                                                       | —    | —    | 365             | —    | —    | $20 \times 3$                 | 65            |
| $40 \times 4$                                     | 625                                                                       | —    | —    | 480             | —    | —    | $25 \times 3$                 | 80            |
| $40 \times 5$                                     | 700                                                                       | —    | —    | 540             | —    | —    | $30 \times 3$                 | 95            |
| $50 \times 5$                                     | 860                                                                       | —    | —    | 665             | —    | —    | $40 \times 3$                 | 125           |
| $100 \times 5$                                    | 1550                                                                      | 2075 | 2650 | 1190            | 1615 | 2085 | $50 \times 3$                 | 155           |
| $50 \times 6$                                     | 955                                                                       | —    | —    | 740             | —    | —    | $60 \times 3$                 | 185           |
| $60 \times 6$                                     | 1125                                                                      | 1740 | 2240 | 870             | 1350 | 1720 | $70 \times 3$                 | 215           |
| $80 \times 6$                                     | 1480                                                                      | 2110 | 2720 | 1150            | 1630 | 2100 | $75 \times 3$                 | 230           |
| $100 \times 6$                                    | 1810                                                                      | 2470 | 3170 | 1425            | 1935 | 2500 | $80 \times 3$                 | 245           |
| $60 \times 8$                                     | 1320                                                                      | 2160 | 2790 | 1025            | 1680 | 2180 | $90 \times 3$                 | 275           |
| $80 \times 8$                                     | 1690                                                                      | 2620 | 3370 | 1320            | 2040 | 2620 | $100 \times 3$                | 305           |
| $100 \times 8$                                    | 2080                                                                      | 3060 | 3930 | 1625            | 2390 | 3050 | $20 \times 4$                 | 70            |
| $120 \times 8$                                    | 2400                                                                      | 3400 | 4340 | 1900            | 2650 | 3380 | $22 \times 4$                 | 75            |
| $40 \times 10$                                    | 1000                                                                      | 1415 | 1805 | 795             | 1105 | 1405 | $25 \times 4$                 | 85            |
| $50 \times 10$                                    | 1225                                                                      | 2135 | 2750 | 965             | 1675 | 2205 | $30 \times 4$                 | 100           |
| $60 \times 10$                                    | 1475                                                                      | 2560 | 3300 | 1155            | 2010 | 2650 | $40 \times 4$                 | 130           |
| $80 \times 10$                                    | 1900                                                                      | 3100 | 3990 | 1480            | 2410 | 3100 | $50 \times 4$                 | 165           |
| $100 \times 10$                                   | 2310                                                                      | 3610 | 4650 | 1820            | 2860 | 3650 | $60 \times 4$                 | 195           |
| $120 \times 10$                                   | 2650                                                                      | 4100 | 5200 | 2070            | 3200 | 4100 | $70 \times 4$                 | 225           |
| $60 \times 12,5$                                  | 1845                                                                      | 3195 | —    | —               | —    | —    | $80 \times 4$                 | 260           |
| $80 \times 12,5$                                  | 2375                                                                      | 3875 | —    | —               | —    | —    | $90 \times 4$                 | 290           |
| $100 \times 12,5$                                 | 2890                                                                      | 4515 | —    | —               | —    | —    | $100 \times 4$                | 325           |



Таблиця 12.3 – Допустимий тривалий струм для шин коробчастого перерізу

| Розміри<br>(рис. 12.8 б), мм |     |      |    | Поперечний переріз<br>однієї шини, мм <sup>2</sup> | Момент опору, см <sup>2</sup> |           |                                  | Момент інерції, см <sup>4</sup> |           |                                  | Допустимий<br>тривалий<br>струм, А, на<br>дві шини |            |
|------------------------------|-----|------|----|----------------------------------------------------|-------------------------------|-----------|----------------------------------|---------------------------------|-----------|----------------------------------|----------------------------------------------------|------------|
|                              |     |      |    |                                                    | однієї<br>шини                |           | двох зрошених<br>шин $W_{y-y_0}$ | однієї<br>шини                  |           | двох зрошених<br>шин $J_{y-y_0}$ | мідні                                              | алюмінієві |
|                              |     |      |    |                                                    | $W_{x-x}$                     | $W_{y-y}$ |                                  | $J_{x-x}$                       | $J_{y-y}$ |                                  |                                                    |            |
| 75                           | 35  | 4    | 6  | 520                                                | 10,1                          | 2,52      | 23,7                             | 41,6                            | 6,2       | 89                               | 2730                                               | —          |
| 75                           | 35  | 5,5  | 6  | 695                                                | 14,1                          | 3,17      | 30,1                             | 53,1                            | 7,6       | 113                              | 3250                                               | 2670       |
| 100                          | 45  | 4,5  | 8  | 775                                                | 22,2                          | 4,51      | 48,6                             | 111                             | 14,5      | 243                              | 3620                                               | 2820       |
| 100                          | 45  | 6    | 8  | 1010                                               | 27                            | 5,9       | 58                               | 135                             | 18,5      | 290                              | 4300                                               | 3500       |
| 125                          | 55  | 6,5  | 10 | 1370                                               | 50                            | 9,5       | 100                              | 290,3                           | 36,7      | 625                              | 5500                                               | 4640       |
| 150                          | 65  | 7    | 10 | 1785                                               | 74                            | 14,7      | 167                              | 560                             | 68        | 1260                             | 7000                                               | 5650       |
| 175                          | 80  | 8    | 12 | 2440                                               | 122                           | 25        | 250                              | 1070                            | 114       | 2190                             | 8550                                               | 6430       |
| 200                          | 90  | 10   | 14 | 3435                                               | 193                           | 40        | 422                              | 1930                            | 254       | 4220                             | 9900                                               | 7550       |
| 200                          | 90  | 12   | 16 | 4040                                               | 225                           | 46,5      | 490                              | 2250                            | 294       | 4900                             | 10500                                              | 8830       |
| 225                          | 105 | 12,5 | 16 | 4880                                               | 307                           | 66,5      | 645                              | 3450                            | 490       | 7250                             | 12500                                              | 10300      |
| 225                          | 115 | 12,5 | 16 | 5450                                               | 360                           | 81        | 824                              | 4500                            | 660       | 10300                            | —                                                  | 10800      |

Таблиця 12.4 – Допустимий тривалий струм для шин круглого перерізу

| Діаметр<br>D, мм<br>(рис.<br>12.8 в) | Струми у круглих<br>шинах, А |             | Мідні труби                                                        |          | Алюмінієві труби                                                   |          |
|--------------------------------------|------------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------------|----------|--------------------------------------------------------------------|----------|
|                                      | Мідних                       | Алюмінієвих | Внутрішній (D)<br>і зовнішній (d)<br>діаметри, мм<br>(рис. 12.8 з) | Струм, А | Внутрішній (D)<br>і зовнішній (d)<br>діаметри, мм<br>(рис. 12.8 з) | Струм, А |
| 6                                    | 155                          | 120         | 12/15                                                              | 340      | 13/16                                                              | 295      |
| 7                                    | 195                          | 150         | 14/18                                                              | 460      | 17/20                                                              | 345      |
| 8                                    | 235                          | 180         | 16/20                                                              | 505      | 18/22                                                              | 425      |
| 10                                   | 320                          | 245         | 18/22                                                              | 555      | 27/30                                                              | 500      |
| 12                                   | 415                          | 320         | 20/24                                                              | 600      | 26/30                                                              | 575      |
| 14                                   | 505                          | 390         | 22/26                                                              | 650      | 25/30                                                              | 640      |
| 15                                   | 565                          | 435         | 25/30                                                              | 830      | 36/40                                                              | 765      |
| 16                                   | 610                          | 475         | 29/34                                                              | 925      | 35/40                                                              | 850      |
| 18                                   | 720                          | 560         | 35/40                                                              | 1100     | 40/45                                                              | 935      |
| 19                                   | 780                          | 605         | 40/45                                                              | 1200     | 45/50                                                              | 1040     |
| 20                                   | 835                          | 650         | 45/50                                                              | 1330     | 50/55                                                              | 1150     |
| 21                                   | 900                          | 695         | 49/55                                                              | 1580     | 54/60                                                              | 1340     |
| 22                                   | 955                          | 740         | 53/60                                                              | 1860     | 64/70                                                              | 1545     |
| 25                                   | 1140                         | 885         | 62/70                                                              | 2295     | 74/80                                                              | 1770     |
| 27                                   | 1270                         | 980         | 72/80                                                              | 2610     | 72/80                                                              | 2035     |
| 28                                   | 1325                         | 1025        | 75/85                                                              | 3070     | 75/85                                                              | 2400     |
| 30                                   | 1450                         | 1120        | 90/95                                                              | 2460     | 90/95                                                              | 1925     |
| 35                                   | 1770                         | 1370        | 95/100                                                             | 3060     | 90/100                                                             | 2840     |
| 38                                   | 1960                         | 1510        | —                                                                  | —        | —                                                                  | —        |
| 40                                   | 2080                         | 1610        | —                                                                  | —        | —                                                                  | —        |
| 42                                   | 2200                         | 1700        | —                                                                  | —        | —                                                                  | —        |
| 45                                   | 2380                         | 1850        | —                                                                  | —        | —                                                                  | —        |

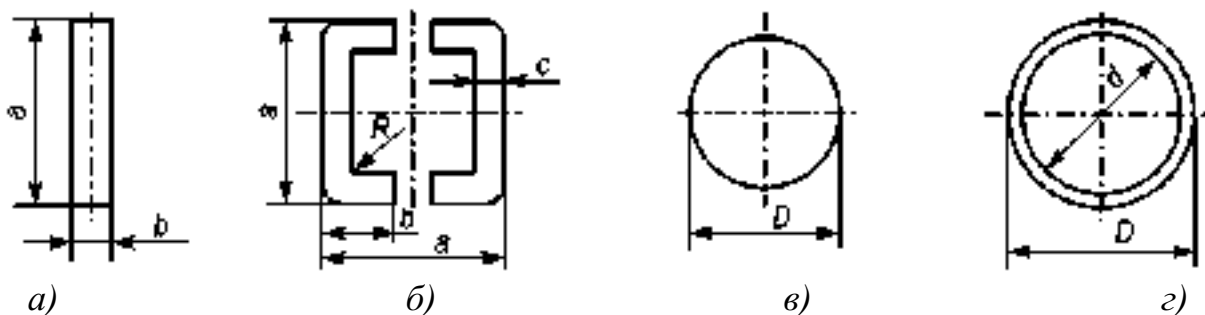


Рисунок 12.8 – Габаритні розміри шин:

*a* – прямокутного; *б* – коробчастого; *в, з* – круглого перетинів

Якщо температура повітря навколишнього середовища у якому знаходиться ошиновка відмінна від 25 °С, то проводиться уточнення значення допустимого струму

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{н.0}}}},$$

де  $\theta_{\text{доп}}$  – тривало допустима температура провідника, для неізолюваних проводів і пофарбованих шин становить 70 °С;

$\theta_0$  – дійсна температура повітря, °С;

$\theta_{\text{н.0}}$  – нормативна температура навколишнього середовища, дорівнює 25 °С.

Шини є термічно стійкими, якщо

$$\theta_{\text{КЗ}} \leq \theta_{\text{КЗ.доп}}, \quad (12.2)$$

де  $\theta_{\text{КЗ}}$  – температура шин при протіканні струму КЗ, °С;

$\theta_{\text{КЗ.доп}}$  – допустима температура нагріву шин при короткому замиканні (табл. 12.5).

Зв'язок між енергією, що виділилась у провіднику внаслідок протікання струму КЗ та його температурою встановлюється за допомогою функції

$$A_k = A_n + B_k / S^2,$$

де  $A_n$  – значення функції  $A_k$  при температурі  $\theta_{\text{н.0}}$ , °С;

$S$  – площа поперечного перерізу провідника, мм<sup>2</sup>;

$B_k$  – термічний імпульс, кА<sup>2</sup> · с

$$B_k = I_{\text{н.0}}^2 (t_{\text{відкл}} + T_a),$$

де  $I_{\text{н.0}}$  – діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ, кА;

$T_a$  – постійна часу кола КЗ, с;

$t_{\text{відкл}}$  – розрахункова тривалість процесу КЗ:  $t_{\text{відкл}} = t_z + t_e$ ;

$t_z$  – час дії релейного захисту, с;

$t_e$  – повний час відключення вимикача, с.

Кінцеву температуру нагріву провідника  $\theta_{K3}$  струмом короткого замикання знаходять на основі отриманого значення функції  $A_K$  за кривими поданими на рис. 12.9.

Таблиця 12.5 – Гранично допустимі температури нагріву провідників при КЗ

| Тип та конструктивні особливості провідника                 | $\theta_{K3, доп}$ |
|-------------------------------------------------------------|--------------------|
| Шини:                                                       |                    |
| – алюмінієві                                                | 200                |
| – мідні                                                     | 300                |
| – сталеві, що мають безпосередній контакт з апаратами       | 300                |
| – сталеві, що не мають безпосереднього контакту з апаратами | 400                |
| Проводи неізольовані мідні за натягу, $H/мм^2$ :            |                    |
| – менше 20                                                  | 250                |
| – 20 та більше                                              | 200                |
| Проводи неізольовані алюмінієві при тяжіннях, $H/мм^2$ :    |                    |
| – менше 10                                                  | 200                |
| – 10 та більше                                              | 160                |
| Алюмінієва частина сталюалюмінієвих проводів                | 200                |

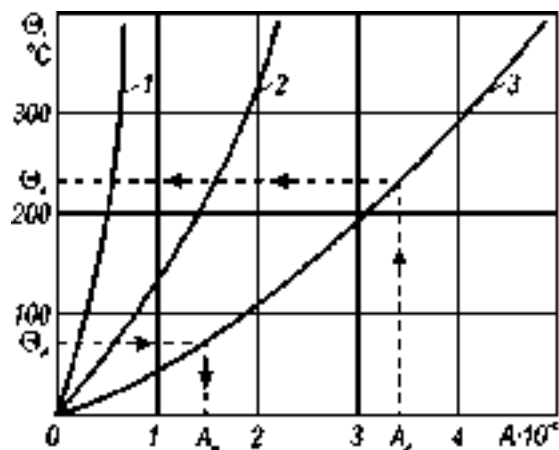


Рисунок 12.9 – Криві для визначення температури нагріву струмами КЗ провідників:

1 – сталевих; 2 – алюмінієвих; 3 – мідних

Перевірка шин за електродинамічною стійкістю зводиться до механічного розрахунку шинної конструкції при КЗ. При проєктуванні нових конструкцій РУ з жорсткими шинами частота власних коливань,  $\Gamma_{\text{ц}}$ , може бути визначена так:

– для алюмінієвих шин

$$\nu_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{S}};$$

– для мідних шин

$$\nu_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{S}},$$

де  $l$  – довжина прогону між опорними ізоляторами шинної конструкції, м;

$J$  – момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, що перпендикулярна напрямку згинаючої сили,  $\text{см}^4$ ;

$S$  – площа поперечного перерізу шини,  $\text{см}^2$ .

Змінюючи довжину прогону й форму перерізу шин добиваються того, щоб механічний резонанс був виключений, тобто  $\nu_0 < 30 \Gamma_{\text{ц}}$  або  $\nu_0 > 200 \Gamma_{\text{ц}}$ . Тоді при розрахунку шин на електродинамічну стійкість виходять з припущення, що шина кожної фази є батопрогонною балкою, яка вільно лежить на жорстких опорах з рівномірно розподіленим навантаженням.

*Механічний розрахунок односмугових шин.* Шини є механічно міцними, якщо виконується умова

$$\sigma_{p.\text{max}} \leq \sigma_{\text{дон}},$$

де  $\sigma_{p.\text{max}}$  – напруга у матеріалі шини, що виникає під дією згинаючого моменту, МПа;

$$\sigma_{p.\text{max}} = \sqrt{3} \frac{(i_{\text{yd}}^{(3)} l)^2}{aW} \cdot 10^{-8},$$

де  $i_{\text{yd}}^{(3)}$  – ударний струм трифазного КЗ, кА;

$a$  – відстань між фазами шин, м (табл. 12.6);

$W$  – момент опору шини відносно осі, що перпендикулярна дії зусилля,  $\text{м}^3$  (табл. 12.6);

$\sigma_{\text{дон}}$  – допустиме механічне напруження в матеріалі шин (табл. 12.7). Для пресованих шин із алюмінієвого сплаву, загартованих або штучно зістарених  $\sigma_{\text{дон}} \geq 0,7 \sigma_{\text{роз}}$ .

У табл. 12.6 подані значення допустимих напружень у матеріалі шин з врахуванням зниження міцності у місцях зварювання.

Таблиця 12.6 – Формули для розрахунку моменту опору  $W$  і моменту інерції  $J$  поперечних перерізів шин

| Розташування шин | Момент опору $W$ , $м^3$ | Момент інерції $J$ , $м^4$ |
|------------------|--------------------------|----------------------------|
|                  | $\frac{bh^2}{6}$         | $\frac{bh^3}{12}$          |
|                  | $\frac{bh^2}{6}$         | $\frac{bh^3}{12}$          |
|                  | $\frac{bh^2}{3}$         | $\frac{bh^3}{6}$           |
|                  | $\frac{bh^2}{3}$         | $\frac{bh^3}{6}$           |
|                  | $3,3bh^2$                | $1,65bh^3$                 |

Продовження таблиці 12.6

| Розташування шин | Момент опору $W$ , $м^3$     | Момент інерції $J$ , $м^4$  |
|------------------|------------------------------|-----------------------------|
|                  | $\frac{bh^2}{2}$             | $\frac{bh^3}{4}$            |
|                  | $\frac{\pi d^2}{32}$         | $\frac{\pi d^3}{64}$        |
|                  | $\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$ | $\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$ |
|                  | $\frac{H^4 - h^4}{6H}$       | $\frac{H^4 - h^4}{12}$      |

Таблиця 12.7 – Основні механічні характеристики матеріалів шин

| Матеріал шини     | Марка       | Тимчасовий опір розриву $\sigma_{доп}$ , МПа |                              | Допустиме напруження $\sigma_{доп}$ , МПа |                              | Модуль пружності $E \cdot 10^{10}$ , Па |
|-------------------|-------------|----------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------|
|                   |             | матеріалу                                    | у області зварного з'єднання | матеріалу                                 | у області зварного з'єднання |                                         |
| Алюміній          | А0, А1, АД0 | 118                                          | 118                          | 118                                       | 82,3                         | 7                                       |
|                   |             | 59–69                                        | 59–69                        | 59–69                                     | 41–48                        | 7                                       |
| Алюмінієвий сплав | АД31Т       | 127                                          | 120                          | 120                                       | 89                           | 7                                       |
|                   | АД31Т1      | 196                                          | 120                          | 120                                       | 137                          | 7                                       |
|                   | АВТ1        | 304                                          | 152                          | 152                                       | 213                          | 7                                       |
|                   | 1915Т       | 353                                          | 318                          | 318                                       | 247                          | 7                                       |
| Мідь              | МГМ         | 345–355                                      | –                            | –                                         | 171,5–178                    | 10                                      |
|                   | МГТ         | 245–294                                      | –                            | –                                         | 171,5–206                    | 10                                      |
| Сталь             | Ст.3        | –                                            | –                            | 320                                       | 260,7                        | 20                                      |

*Механічний розрахунок багатосмугових шин.* При виконанні кожної фази з декількох смуг (рис. 12.10) виникають електродинамічні зусилля між фазами та між смугами всередині пакету. Для надання пакету жорсткості встановлюють прокладки між смугами із матеріалу шин. Повздовжня відстань між прокладками  $l_n$  вибирається так, щоб електродинамічні сили струмів КЗ не викликали доторкання смуг, м

$$l_n < 6,83 \sqrt{\frac{a_c}{i_{y0}^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_c}{k_\phi}} \quad (12.3)$$

де  $a_c$  – відстань між осями смуг, м;

$E$  – модуль пружності матеріалу шин, Па (табл. 12.7);

$J_c$  – момент інерції смуги,  $m^4$  (табл. 12.6);

$k_\phi$  – коефіцієнт форми шин, що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії (рис. 12.11).

З метою запобігання різкого збільшення зусиль у смугах внаслідок механічного резонансу, частота власних коливань повинна бути не більше 200 Гц. Тому попередньо прийнята довжина прогону між прокладками повинна задовольняти також умові

$$l_n < 0,133 \sqrt[4]{\frac{EJ_c}{m_c}}, \quad (12.4)$$

де  $m_c$  – маса одиниці довжини смуги, кг/м.

До розрахунку приймається менше з двох значень  $l_n$ , що були визначені за виразами (12.3) і (12.4).

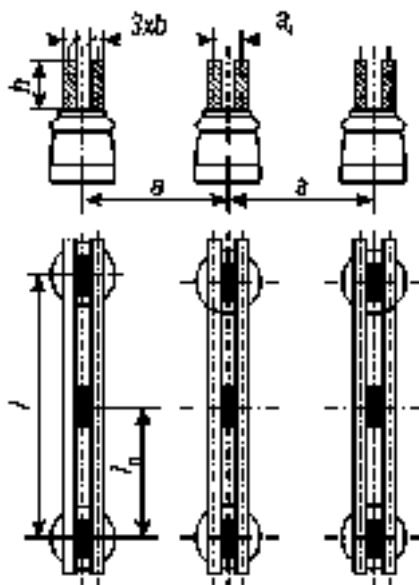


Рисунок 12.10 – Розташування двосмугових шин

Багатосмугові шини є механічно міцними, якщо

$$\sigma_{p,max} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{don} \quad (12.5)$$

де  $\sigma_c$  – механічна напруга в матеріалі шин внаслідок взаємодії смуг, МПа.

Якщо вважати багатосмугові шини балками довжиною  $l_c$  зі зашцепленими кінцями й рівномірним розподіленням навантаженням, тоді буде справедлива рівність

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12W_c} \cdot 10^{-6}.$$

При визначенні механічної напруги внаслідок взаємодії смуг приймають такі розподіли ударного струму КЗ у смугах: у двосмугових пакетах – по  $0,5i_{yo}^{(3)}$  на смугу; у трисмугових –  $0,4i_{yo}^{(3)}$  у бічних смугах, та  $0,2i_{yo}^{(3)}$  у середній. Тоді згинаюча сила взаємодії між смугами у двосмугових пакетах і сила, що діє на крайні смуги у трисмугових пакетах, відповідно, складуть, Н/м

$$f_{c(2)} = \frac{k_{\phi} \left( i_{y0}^{(3)} \right)^2}{40b};$$

$$f_{c3} = \frac{k_{\phi 1.2} + k_{\phi 1.3}}{125b} \left( i_{y0}^{(3)} \right)^2,$$

де  $k_{\phi 1.2}$  – коефіцієнт форми шин для першої і другої смуг пакету;

$k_{\phi 1.3}$  – коефіцієнт форми для першої й третьої смуг пакету;

$b$  – ширина смуги пакету, м.

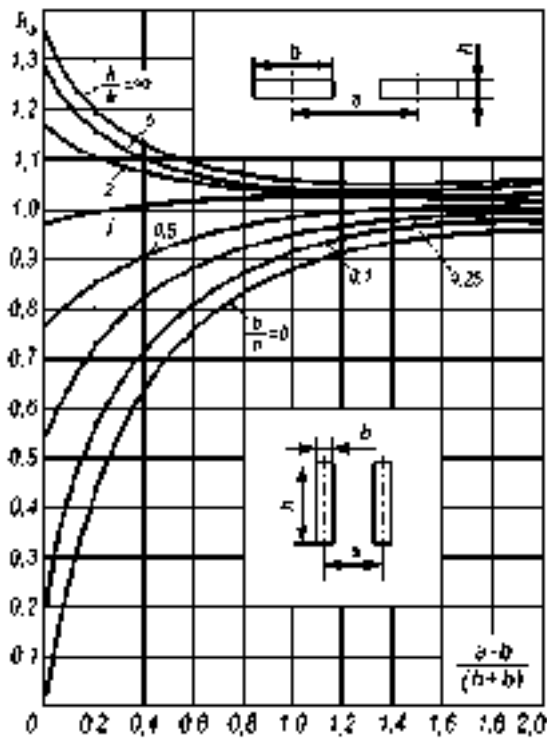


Рисунок 12.11 – Криві для визначення коефіцієнта форми шин

Момент опору однієї смуги,  $м^3$

$$W_c = \frac{b^2 h}{6}.$$

Механічне напруження у матеріалі шин внаслідок взаємодії фаз при трифазному короткому замиканні,  $МПа$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \frac{\left( i_{y0}^{(3)} l \right)^2}{a W_{\phi}} \cdot 10^{-8}, \quad (12.6)$$

де  $W_{\phi}$  – момент опору пакету шин,  $м^3$  (див. табл. 6).



Якщо умова (5) не виконується, то треба зменшити  $\sigma_c$  або  $\sigma_\phi$ , для цього необхідно зменшити  $l_c$  чи  $l_\phi$  або збільшити  $W_\phi$  або  $a$ .

Максимально допустима відстань між прокладками багатосмугової шини,  $m$

$$l_{n.\max} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{don} - \sigma_\phi)W_c}{f_c}} \cdot 10^3.$$

У взятих до встановлення шин довжина  $l_c$  має бути кратною  $l$ .

*Механічний розрахунок шин коробчастого перерізу.* Перевірка на механічну міцність шин коробчастого перерізу, як і багатосмугових шин, проводиться за умовою (12.5).

Напруження у матеріалі шин завдяки взаємодії фаз при КЗ визначається за виразом (12.6) з урахуванням розташування шин (рис. 12.12):

– при горизонтальному розташуванні шин (рис. 12.12 а) і жорсткому з'єднанні їх між собою  $W_\phi = W_{y0-y0}$ , при відсутності жорсткого з'єднання –  $W_\phi = 2W_{y-y}$ ;

– якщо шини розташовані у вертикально (рис. 12.12 б) то  $W_\phi = 2W_{x-x}$ .

Значення  $W_{x-x}$ ,  $W_{y-y}$ ,  $W_{y0-y0}$  подані у табл. 12.3.

Механічне напруження від взаємодії двох шин однієї фази,  $MPa$

$$\sigma_c = \frac{f_c l_c^2}{12W_{y-y}} \cdot 10^{-6}$$

де  $f_c$  – сила взаємодії між двома швелерами, що складають одну фазу,  $H/m$

$$f_c = \frac{5}{h} \left( i_{y0}^{(3)} \right)^2 \cdot 10^{-2}.$$

Якщо шини жорстко з'єднані за всією довжиною, то  $\sigma_c = 0$ .

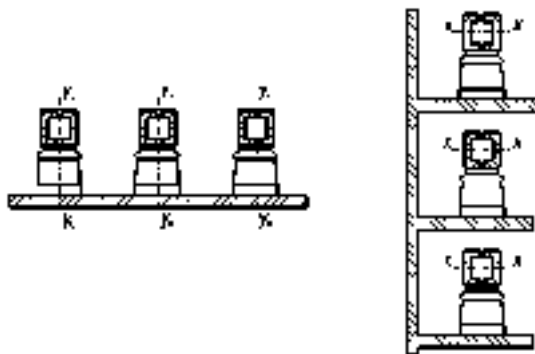


Рисунок 12.12 – Варіанти розташування шин коробчастого перерізу:

*a* – горизонтальне; *б* – вертикальне

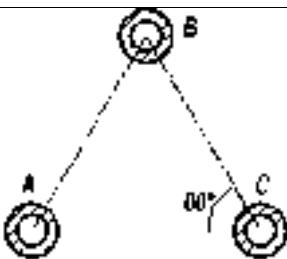
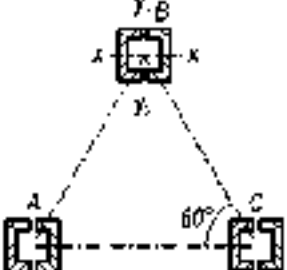
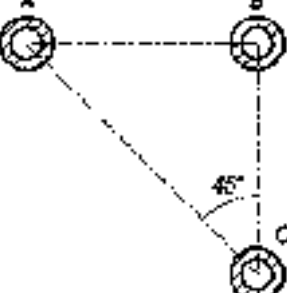
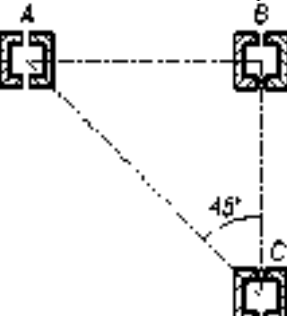
Механічний розрахунок шин, що розташовані по вершинах трикутника. У ряді конструкцій РУ шини фаз розташовані так, що їх переріз є вершинами трикутника – рівностороннього або прямокутного (табл. 12.8). При розташуванні шин по вершинах рівностороннього трикутника шини всіх фаз знаходяться в однакових умовах і максимальна сила взаємодії виявляється рівною силі, що діє на фазу В у випадку розташування шин у горизонтальній площині, *H/м*

$$f_{\phi} = \sqrt{3} \frac{(i_{yd}^{(3)})^2}{10a}.$$

Якщо коробчасті шини розташовані по вершинах прямокутного трикутника, визначення  $\sigma_c$  і  $l_c$  у цьому випадку виконують так само, як і при розташуванні шин по горизонтальній або вертикальній площинах.

Від довжини прогону та питомого навантаження на шини залежить також механічне навантаження на ізолятори, тому їх вибір виконують одночасно з вибором шин. Для кріплення жорстких шини використовуються опорні та прохідні ізолятори.

Таблиця 12.8 – Формули для механічного розрахунку шин розташованих по вершинах трикутника

| Розташування шин                                                                    | Напруження у матеріалі шин від взаємодії між фазами, МПа                                    | Сили, що діють на ізолятор, Н                                                                                                                                                                                             |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|    | $\sigma_{\phi.\max} = 1,64 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l^2}{aW} \cdot 10^{-8}$        | $F_p = \sqrt{3} \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l}{a} \cdot 10^{-7};$<br>$F_{3z} = 1,62 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l}{a} \cdot 10^{-7};$<br>$F_{cm} = 1,3 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l}{a} \cdot 10^{-7}$ |
|    | $\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l^2}{aW_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}$ |                                                                                                                                                                                                                           |
|   | $\sigma_{\phi.\max} = 1,64 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l^2}{aW} \cdot 10^{-8}$        | $F_p = 1,5 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l}{a} \cdot 10^{-7};$                                                                                                                                                        |
|  | $\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l^2}{aW_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}$ | $F_{3z} = F_{cm} = 1,62 \frac{\left(i_{y0}^{(3)}\right)^2 l}{a} \cdot 10^{-7}$                                                                                                                                            |

Примітка. У розрахункових формулах  $i_{y0}^{(3)}$  – у амперах,  $l$  та  $a$  – у метрах;  $W$  – у кубічних метрах;  $F_p$ ,  $F_{3z}$ ,  $F_{cm}$  – сили, відповідно, розтягуючі, згинаючі та стискаючі.

Перевірка шин за умовою коронування полягає у визначенні діаметрів одиничних або складених (розщеплених) провідників конструкції й відстаней між ними, при яких виконується умова

$$E_{\max} \leq 0,9E_0,$$

де  $E_{\max}$  – максимальна напруженість поверхні попередньо вибраних шин, кВ/см;

$E_0$  – початкова напруженість електричного поля виникнення коронного розряду,  $\text{кВ/см}$

$$E_0 = 24,5\delta \left[ 1 + \frac{0,65}{(\delta r)^{0,38}} \right],$$

де  $r$  – радіус шини,  $\text{см}$ ;

$\delta$  – відносна густина повітря, в.о.:  $\delta = 0,00289 p_n / (273 + \Theta_n)$ , що відповідає тиску  $p_n$ ,  $\text{Па}$ , та температурі  $\Theta_n$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , навколишнього повітря. Під час розрахунку  $\delta$  використовуються середньорічні значення температури повітря.

Максимальна напруженість електричного поля нерозщепленої шини середньої фази з рівною поверхнею,  $\text{кВ/см}$

$$E_{\max} = k \frac{0,816 U_{\text{л}}}{r \ln(a_{\text{cp}} / r)},$$

де  $U_{\text{л}}$  – діюче значення лінійної напруги,  $\text{кВ}$ ;

$k$  – коефіцієнт запасу, задаються таким, що дорівнює 1,03–1,05;

$a_{\text{cp}}$  – середня геометрична відстань між провідниками фаз,  $\text{см}$ .

Для горизонтально розташованих шин, при однакових відстанях між найближчими фазами  $a_{\text{cp}} \approx 1,26a$ ;  $a$  – відстань між фазами (рис. 12.13).

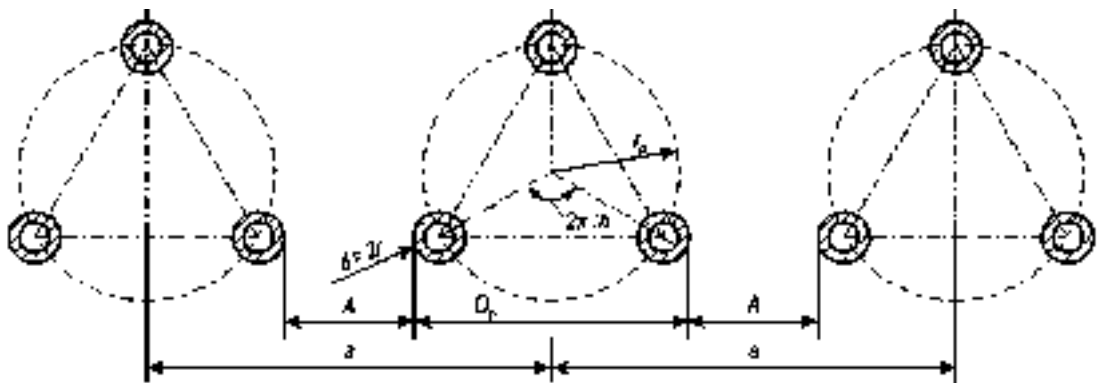


Рисунок 12.13 – Конструкція провідників із розщеплених трубчатих шин

Максимальна напруженість електричного поля для розщеплених провідників,  $\text{кВ/см}$ , визначається за виразом

$$E_{\max} = k k_n \frac{0,816U}{nr \ln(a_{cp} / r_e)},$$

де  $n$  – число провідників у розщепленій фазі;

$r$  – радіус складеного провідника, *см*;

$k_n$  – коефіцієнт запасу для складеного провідника, беруть таким, що дорівнює 1,07;

$r_e$  – еквівалентний радіус розщепленої шини, *см*.

Якщо провідники розщепленої фази розташовані у вершинах правильного багатокутника з радіусом описаного кола  $r_p$ , тоді еквівалентний радіус розщепленої трубчатої шини буде дорівнювати

$$r_e = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot r_p^{n-1}},$$

де  $r_p = D_p / (2 \sin(0,5\pi))$ ,  $D_p$  – відстань між осями провідників розщепленої фази.

Коефіцієнт підсилення електричного поля, за умови, що  $D_p > 10r$ , дорівнює

$$k_n = 1 + \frac{r}{r_p} (n-1).$$

## ЛЕКЦІЯ 13

### КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ

#### План

13.1 Класифікація розподільчих установок

13.2 Відкрита розподільча установка

13.3 Закриті розподільчі установки

#### 13.1 Класифікація розподільчих установок

*Розподільча установка (РУ) – це сукупність електрообладнання, призначеного для приймання і розподілу електричної енергії одного класу напруги. Розподільча установка містить набір комутаційних апаратів, збірні та з'єднувальні шини, допоміжні пристрої РЗіА, засоби обліку та вимірювання.*

*Розподільчі установки класифікуються за призначенням: комплектні розподільчі пристрої (КРУ); збірні розподільчі пристрої.*

*Комплектна розподільча установка (КРУ) – це розподільча установка, що складається із закритих шаф з апаратами, вимірювальних й захисних приладів й допоміжних пристроїв, що вбудовані в них. Шафи повністю зібрані на заводі, і готові до роботи одразу після встановлення. Комплектні установки порівняно зі збірними конструкціями електротехнічних установок мають такі основні переваги:*

- менші обсяги будівельно-монтажних робіт;
- економія трудовитрат; більша надійність і безпека при їх обслуговуванні;
- менші експлуатаційні витрати;
- зручність і швидкість при реконструкції;
- менші терміни проектування.

*За місцем розташування – відкриті та закриті.*

*Відкриті розподільчі установки (ВРУ) – розподільчі установки, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу*

навколишнього середовища. Як правило у вигляді ВРУ виконуються розподільчі установки на напругу від 27,5 кВ.

*Закриті розподільчі установки (ЗРУ)* – розподільчі установки, обладнання яких встановлюється в закритих приміщеннях, або захищене від контакту з навколишнім середовищем спеціальними кожухами (у т. ч. шафи КРУЗ – комплектні розподільчі установки зовнішнього виконання). Як правило такі розподільчі установки застосовують на напруги до 35 кВ. Застосування ЗРУ високих напруг доцільно: у місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищене запилення), холодним кліматом, при будівництві в обмежених умовах, у міських умовах для зниження рівня шуму та для архітектурної естетичності.

### **13.2 Відкрита розподільча установка**

Відкрита розподільча установка (ВРУ) – розподільча установка, обладнання якої розташовується на відкритому повітрі і призначена для прийому та розподілення електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальною напругою 35–220 кВ.

ВРУ використовуються для комплектування блочних трансформаторних підстанцій (КТПБ) напругою 35–220 кВ. Відкриті розподільчі установки виконуються з уніфікованих транспортабельних блоків заводського виготовлення, що складаються з металевого каркасу і змонтованим на ньому високовольтним обладнанням, елементами ошинування та додаткових кіл. Ошинування ВРУ здійснюється з труб алюмінієвого сплаву. Кожний блок представляє собою шафу відкритої розподільчої установки та виконує функції приєднання. Обладнання ВРУ монтується на попередньо спроектований та підготовлений майданчик зі змонтованим фундаментом. Кабелі допоміжних кіл на території ВРУ прокладаються в підвісних металевих лотках із збірного залізобетону. Для забезпечення безпеки виробництва ремонтних робіт на блоках приєднань ВРУ 35–220 кВ струмопровідні частини, що знаходяться під напругою. Територія обов'язково огорожується.

Такі розподільчі установки мають переваги, а саме:

- можливість застосовувати га баритні елементи ВРУ на високих класах напруги;
- виготовлення ВРУ не потребує додаткових витрат на будівництво приміщень;
- зручність при розширенні та модернізації;
- можливе візуальне спостереження всіх апаратів ВРУ.

Недоліки: експлуатація ВРУ затруднена в несприятливих кліматичних умовах, крім того, навколишнє середовище сильніше впливає на елементи ВРП, що призводить до їх раннього зносу; більші габарити ВРУ ніж ЗРУ.

Таблиця 13.1 – Технічні характеристики ВРУ 35–220 кВ

| Найменування параметру                     | Клас напруги ВРУ |               |               |               |
|--------------------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Номінальна напруга, кВ                     | 35               | 110           | 150           | 220           |
| Найбільша робоча напруга, кВ               | 40,5             | 126           | 172           | 152           |
| Номінальний струм, А:                      |                  |               |               |               |
| – головних кіл                             | 630              | 630           | 630           | 630           |
| – збірних шин                              | 1000             | 1000;<br>2000 | 1000;<br>2000 | 1000;<br>2000 |
| Ударний струм короткого замикання, кА      | 52               | 52            | 52            | 65; 81        |
| Струм термічної стійкості протягом 3 с, кА | 20               | 20            | 20            | 20; 31,5      |
| Номінальна напруга допоміжних кіл, В:      |                  |               |               |               |
| – змінного струму                          | 380/220          | 380/220       | 380/220       | 380/220       |
| – постійного струму                        | 220              | 220           | 220           | 220           |
| – трансформаторів напруги                  | 100              | 100           | 100           | 100           |



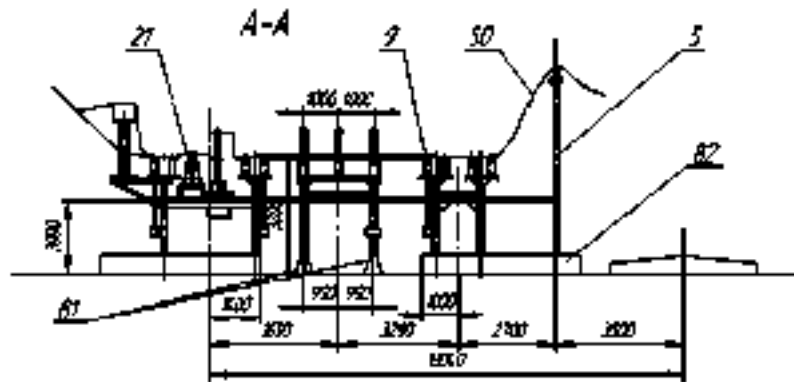


Рисунок 13.1 – Розріз А-А модуля ВРУ 35 кВ за схемою 35-5А:

5 – блок опорних ізоляторів 35 кВ; 9 – блок шинних апаратів 35 кВ;

21 – блок вимикача 35 кВ; 50 – шина; 81, 82 – лежень

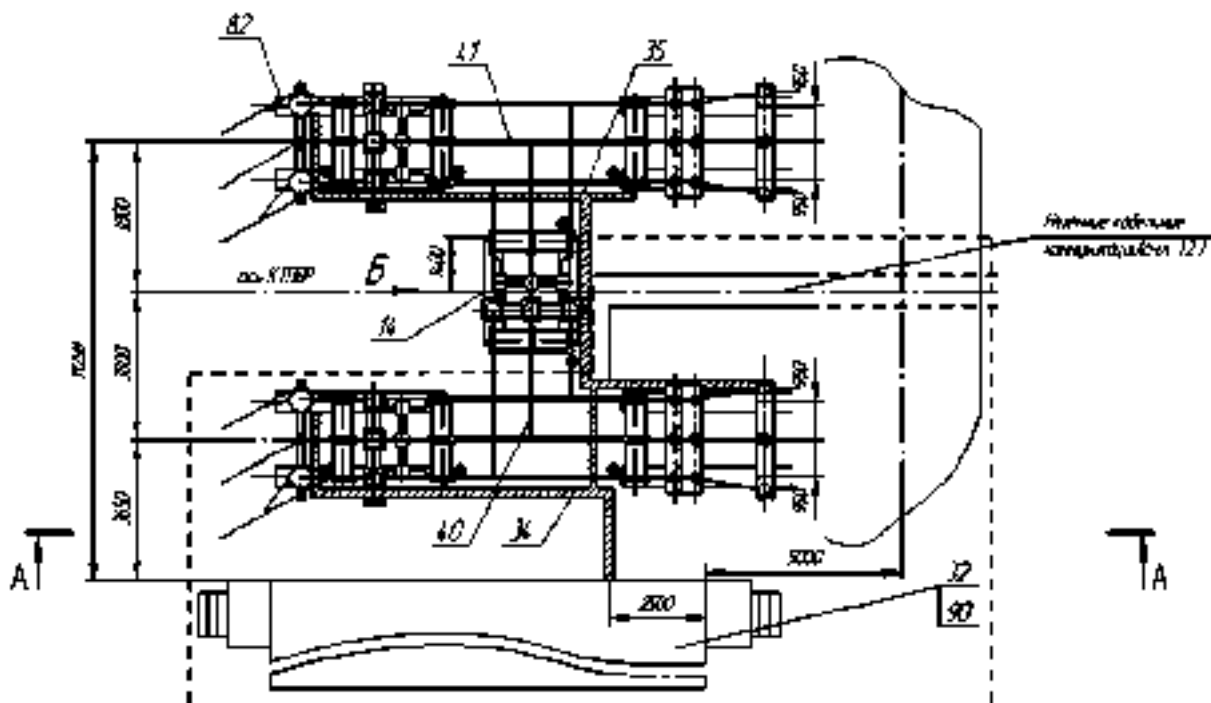


Рисунок 13.2 – Вид зверху модуля ВРУ 35 кВ за схемою 35-5А:

14 – блок вимикача 35 кВ; 32 – загальнопідстанційний пункт керування;

34, 35 – розкладка кабельної конструкції; 40, 41 – ошиновка ОРУ 35 кВ; 90 – фундамент

Відкриті ВРУ (рис. 13.1 та рис. 13.2) входять до складу комплектних трансформаторних підстанцій 35–220 кВ.

### 13.3 Закриті розподільчі установки

У деяких випадках для ЗРУ використовується те ж обладнання, що і для ВРУ, але з розміщенням усередині приміщення. Типовий клас напруги: 35–110 кВ, рідше 220 кВ.

Більш практично застосовувати для ЗРУ спеціальне обладнання. На напругу до 35 кВ виготовляють РП у вигляді шаф, що сполучаються боковими стінками у загальний ряд. У таких шафах елементи з напругою до 1 кВ виконують проводами в твердій ізоляції, а елементи від 1 до 35 кВ – провідниками з повітряної ізоляцією.

У ЗРУ напругою вище 35 кВ повітряна ізоляція не застосовується, а модулі різного технологічного призначення розміщуються у середині корпусів, що заповнюється елегазом (КРУЕ).

#### **Комплектні розподільчі установки серії КУ-10Ц, К30, К-35 (ТОВ ВС РЗВА)**

КРУ серії КУ-10Ц комплектуються вакуумними вимикачами ВР1 і ВР2. КРУ серії КУ-10 комплектуються вакуумними вимикачами ВР3, або вакуумними вимикачами VD4 (виробництва АВВ) або елегазовими вимикачами LF (виробництва Schneider Electric).

Надійність шаф за механічним і комутаційним ресурсом визначається параметрами встановлених вимикачів, і для шаф з вимикачами серій ВР становить:

- механічний ресурс – до 100 000 циклів;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі – до 50 000 циклів;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі вимкнення – до 100 вимкнень.

Шафи з вакуумними вимикачами комплектуються обмежувачами перенапруг типів Polim D (виробництва АВВ) або ОПНС.

Велика кількість типовиконань і висока універсальність шаф КРУ серій КУ-10Ц і КУ-10 дозволяє застосовувати їх як при будівництві нових, так під час

реконструкції або нарощуванні потужності діючих розподільчих установок 6–10 кВ будь-якої складності:

- одностороннє обслуговування і малі габаритні розміри шаф дозволяють розмістити РП на будівельній площі мінімальних розмірів;
- за схемними рішеннями шафи КУ-10Ц, спільно з КУ-10, можуть замінити як шафи більшості старих серій, так і шафи, що виробляються наразі;
- КУ-10Ц і КУ-10 можуть стикуватися по збірних шинах з шафами інших серій, від будь-яких виробників, за допомогою перехідних шаф;
- великий вибір схем допоміжних з'єднань, як на змінному, так і на постійному оперативному струмі;
- схеми допоміжних з'єднань виконуються як на традиційних реле, так і з використанням сучасних мікропроцесорних пристроїв;
- схеми обліку активної і реактивної енергії виконуються як з використання звичайних, так і багатотарифних програмованих лічильників;
- можливість інтеграції в інформаційнокомп'ютерні системи контролю та управління, завдяки використанню пристроїв мікропроцесорного релейного захисту.

Комплектні розподільчі установки внутрішнього встановлення серії КУ-10Ц (рис. 13.3) призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму з частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 6–10 кВ в системах з ізолюваною

або частково заземленою нейтраллю. КРУ серії КУ-10Ц використовуються у розподільчих установках власних потреб електростанцій всіх видів, на електричних підстанціях, в електроустановках підприємств всіх галузей промисловості, залізниць і метрополітенів.

Залежно від призначення і виду комплектації шафи можуть бути з викотним елементом або без нього. Вибір схем головних з'єднань визначає наявність або відсутність фасадних дверей: КРУ серії КУ-10Ц на струми від 1600 А до 3150 А мають підйомно-поворотні двері оригінальної конструкції; шафи на номінальні

струми 2000 А і 3150 А (струм відключення 31,5 кА) мають укорочені фасадні двері і фартух, який опускається при переміщенні викотного елементу.



Рисунок 13.3 – Зовнішній вигляд комірки комплектного розподільчого пристрою серії КУ-10Ц

Шафи серії КУ-10Ц можуть виготовлятися як з одностороннім так і з двостороннім обслуговуванням. Комутаційні апарати. КРУ серії КУ-10Ц комплектуються вакуумними вимикачами ВР1, ВР2 і ВР3. Ці вимикачі розраховані на роботу при номінальних струмах до 3150 А і номінальних струмах вимкнення до 40 кА. Апарати мають комутаційні ресурси до 50000 циклів ВВ при номінальних струмах, і 100 – при номінальних струмах вимкнення.

Комплектні розподільчі установки внутрішньої установки серії КУ-10С призначені для роботи в мережах трифазного змінного струму, класу напруги 6; 10 кВ частоти 50 і 60 Гц у системах з ізолюваною або заземленою через дугогасний реактор або активний опір нейтралю. Шафи КРУ серії КУ-10С (рис. 13.4) створені для встановлення у розподільчі установки електричних станцій всіх видів, на електричних підстанціях і в електроустановках промислових підприємств.

Таблиця 13.2 – Основні технічні параметри КУ-10С

| Параметр                                                                | Значення параметра                   |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| Номинальна напруга, $kV$                                                | 6; 10                                |
| Найбільша робоча напруга, $kV$                                          | 7,2; 12                              |
| Номинальний струм головних з'єднань, $A$                                | 630; 1000; 1600; 2000;<br>2500; 3150 |
| Номинальний струм збірних шин, $A$                                      | 1000; 1600; 2000;<br>2500; 3150      |
| Номинальний струм вимкнення вимикача, $kA$                              | 20; 31,5                             |
| Струм термічної стійкості, $kA$ (3 с)                                   | 20; 31,5                             |
| Струм електродинамічної стійкості, $kA$                                 | 51; 81                               |
| Номинальна напруга допоміжних кіл змінного струму, $V$                  | 220                                  |
| Номинальна напруга допоміжних кіл постійного (випрямленого) струму, $V$ | 220                                  |
| Габаритні розміри, $mm$                                                 |                                      |
| – ширина                                                                | 750; 900                             |
| – глибина                                                               | 1000; 1200; 1300                     |
| – висота                                                                | 2000                                 |
| Маса, $kg$                                                              | 560–1250                             |

Конструкція шафи КРУ представляє собою металоконструкцію, виготовлену зі сталі з алюцинковим покриттям. З'єднання виконані на посилених сталевих витяжних заклепках і різьбових з'єднаннях.

*Комутаційні апарати.* Для встановлення в КУ-10С використовується серія вакуумних вимикачів ВРС, а також вимикачі HD4 і VD4. Вимикачі серії ВРС-10 розраховані на роботу при номінальних струмах до 4000  $A$  і номінальних струмах вимкнення до 40  $kA$ . Апарати ВРС-10 мають комутаційні ресурси до 50000 циклів ВВ при номінальних струмах, і 100 – при струмах вимкнення.



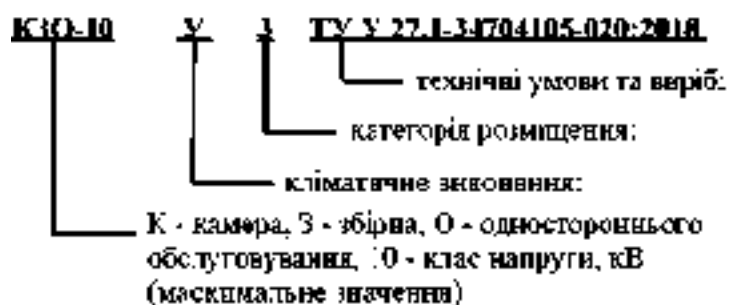
Рисунок 13.4 – Комплектна розподільча установка серії КУ-10С

Камери збірні одностороннього обслуговування серії КЗО-10 (рис. 5) внутрішньої установки, призначені для використання в розподільчих установках власних потреб електростанцій усіх видів, на електропідстанціях, в електроустановках промислових підприємств та на об'єктах загальнопромислового, сільськогосподарського призначення. Камери призначені для роботи в мережах трифазного змінного струму, класу напруги 6; 10 кВ і частоти 50 Гц, на номінальні струми 630–1250 А, зі струмом вимикання 20 кА для систем з ізольованою або заземленою через дугогасний реактор або активний опір нейтралю. Кліматичне виконання камер – УЗ.



Рисунок 13.5 – Комплектна розподільча установка серії КЗО-10

Структура умовного позначення серії КЗО:

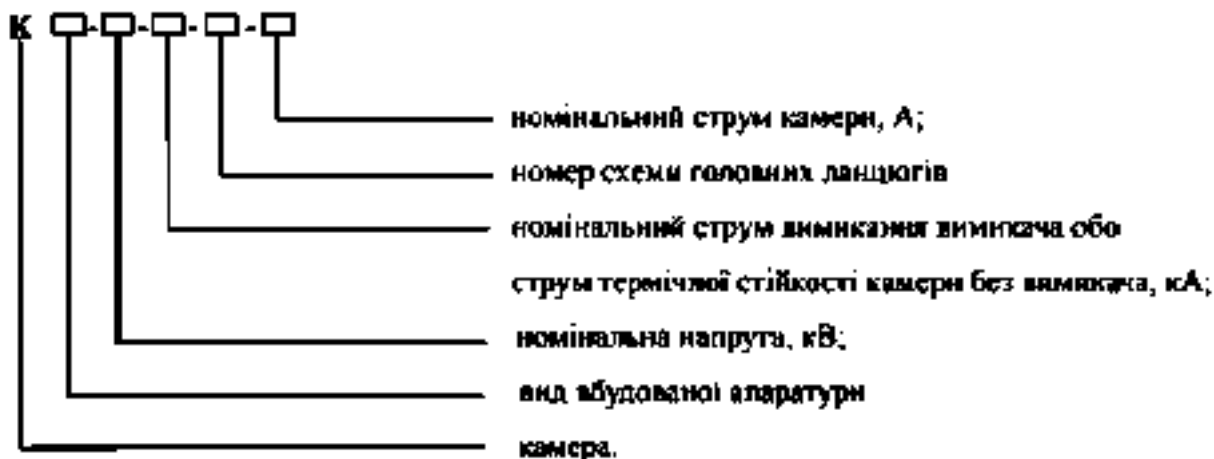


Як базова комплектація камер застосовуються:

- вимикач вакуумний: ВРС;
- вимикач навантаження: ВНР;
- трансформатори струму типів: ТОЛУ;
- трансформатори напруги типів: IVS1F; IVD (ф. Beontop);
- трансформатор власних потреб: ТСКС;
- обмежувачі перенапруги: ОПНп;
- трансформатори струму нульової послідовності: ТЗЛУ;
- запобіжники силові (патрони): ПКТ та ін.

Габаритні, установочні та приєднувальні розміри лінійної шафи КЗО-10 показані на рис. 13.6.

Умовне позначення типовиконання камери в залежності від вбудованої в неї апаратури або приєднання та його розшифровка:



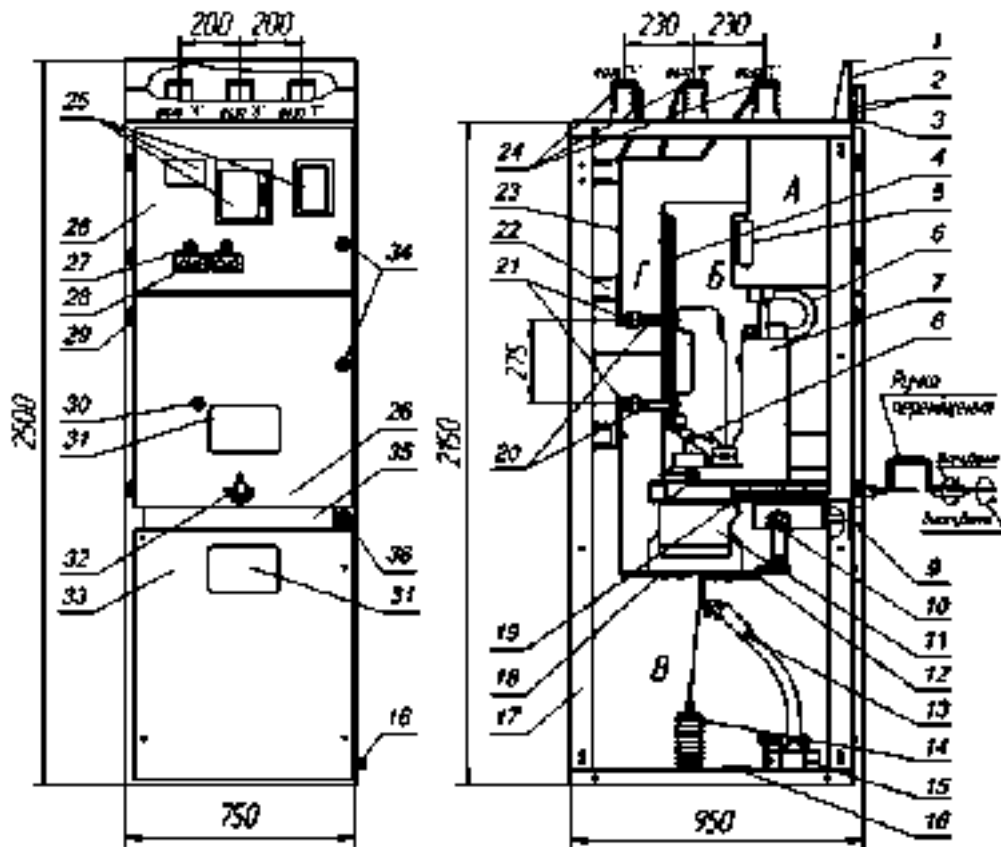


Рисунок 13.6 – Габаритні, установочні, приєднувальні розміри камери КЗО-10:

*A* – відсік релейний; *Б* – відсік висувного елемента;

*В* – відсік лінійних шин та ТС; *Г* – відсік відпайок збірних шин

- 1 – перегородка; 2 – кабелі; 3 – кожух; 4 – механізм шторковий; 5 – отвір міжрелейного зв'язку; 6 – джгут; 7 – висувний елемент; 8 – привод механізму шторного; 9 – перегородка легкоз'ємна; 10 – заземлювач; 11 – ТС; 12 – контакт; 13 – кабель силовий; 14 – ОПН; 15 – ТС нульової послідовності; 16 – шина заземлення магістральна; 17 – каркас; 18 – відпайка ТС; 19 – напрямні; 20 – контакти втичні рухомі; 21 – контакти втичні нерухомі; 22 – ізолятор опорний; 23 – відпайка збірних шин; 24 – шина збірна; 25 – елементи РЗА; 26 – двері; 27 – кнопка ЕМБ висувного елемента; 28 – кнопка ЕМБ заземлювача; 29 – завіси дверей; 30 – отвір аварійного вимкнення вимикача пружинним приводом; 31 – вікно оглядове; 32 – отвір ручки переміщення висувного елемента; 33 – перегородка фасадна; 34 – замок дверей; 35 – перегородка легкоз'ємна; 36 – отвір ручки вмикання-вимикання заземлювача



Таблиця 13.3 – Основні параметри камер КЗО

| Параметр                                                                                          | Од.<br>виміру | Значення                                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------------------------------|
| Номінальна напруга                                                                                | $kB$          | 6; 10                                        |
| Номінальний струм головних ланцюгів                                                               | $A$           | 400; 630;<br>1000; 1250                      |
| Номінальний струм головних ланцюгів з запобіжником                                                | $A$           | 20; 31,5;<br>40; 50; 80;<br>100; 125;<br>160 |
| Частота                                                                                           | $Гц$          | 50                                           |
| Номінальний струм збірних шин                                                                     | $A$           | 630; 1000;<br>1250                           |
| Номінальний струм вимикання вимикача, вбудованого у камеру                                        | $kA$          | 20; 0,63                                     |
| Струм термічної стійкості                                                                         | $kA$          | 20                                           |
| Тривалість термічної стійкості                                                                    | $c$           | 3; 1                                         |
| Номінальний струм електродинамічної стійкості головних ланцюгів камер                             | $kA$          | 51                                           |
| Номінальна напруга вторинних ланцюгів:<br>– змінного струму<br>– постійного (випрямленого) струму | $B$           | 220<br>220                                   |
| Тривалість термічної стійкості блокуючих електромагнітів заземлювача та висувного елемента        | $c$           | не більше<br>60                              |

Приклади запису умовного позначення КЗО:

КВВ-10-20-01-630 – камера з вимикачем вакуумним напругою 10 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, виконана за схемою головних ланцюгів 01 із номінальним струмом 630 А.

КШР-10-20-101-1000 – камера з шинним роз'єднувачем напругою 10 кВ, номінальний струм термічної стійкості 20 кА, виконана за схемою головних ланцюгів 101 з номінальним струмом 1000 А.

ШШП-10-20-720-1000-2000 – шинопровід шинної перемички напругою 10 кВ, номінальний струм термічної стійкості 20 кА, виконаний за схемою головних ланцюгів 720 з номінальним струмом 1000 А, з відстанню між фасадами 2000 мм.

Таблиця 13.4 – Класифікація виконань камер

| Найменування показників<br>класифікації | Виконання                                                                                                                                                                      |
|-----------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Рівень ізоляції                         | нормальний                                                                                                                                                                     |
| Наявність ізоляції струмоведучих частин | із не ізольованими шинами                                                                                                                                                      |
| Наявність висувних елементів в камерах  | із висувними елементами;<br>без висувних елементів                                                                                                                             |
| Від лінійних високовольтних приєднань   | 1. Шинні<br>2. Кабельні 3-х фазні до 240 мм <sup>2</sup> до 2 шт.<br>до 12 шт. у ККС<br>3. Кабельні 1-но фазні до 185 мм <sup>2</sup> .<br>до 2-х шт.; до 10 шт. на фазу у ККС |

Продовження таблиці 13.4

| Найменування показників<br>класифікації                                     | Виконання                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Умови обслуговування                                                        | з одностороннім обслуговуванням                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Тип основних камер в залежності<br>від вбудованої апаратури і<br>приєднання | КВВ – з вимикачем вакуумним;<br>КВН – з вимикачем навантаження;<br>КШР – з шинним роз'єднувачем;<br>КТН – з трансформаторами<br>напруги;<br>ККС – з кабельними збірками;<br>КГВ – з глухим вводом (шинним);<br>КСТ – з трансформатором власних<br>потреб;<br>КПС – із силовими запобіжниками;<br>КЗЗШ – із заземлювачем збірних<br>шин |
| Тип вбудованого вимикача                                                    | ВРС, ВНР                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Вид управління                                                              | місцеве;<br>дистанційне                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Типи шинопроводів                                                           | ШШВ – шинопроводи шинного<br>вводу від стіни на камеру;<br>ШШП – шинопровід шинної<br>перемички між рядами камер по<br>збірним шинам                                                                                                                                                                                                   |

Комплектні розподільчі установки внутрішнього установлення серії КУ35 призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму з частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 35 кВ.

Шафи серії КУ35 (рис. 13.7) призначені для використання як у складі комплектних трансформаторних підстанцій, так і як самостійної розподільчої установки внутрішнього встановлення.

Усі металеві вузли і деталі шафи виконані зі сталевих листів. З'єднання всіх елементів здійснюється болтами і гайками типу М8.

*Комутаційні апарати.* КРУ серії КУ35 комплектуються вакуумними вимикачами ВР35 з литими полюсами з епоксидного компаунда. Вимикачі розраховані на роботу при номінальних струмах до 3150 А і номінальних струмах вимкнення до 31,5 кА.

Апарати мають комутаційні ресурси до 30000 циклів ВВ при номінальних струмах і 50 – при струмах вимкнення.



Рисунок 13.7 – Комплектний розподільчий пристрій серії КУ35

Таблиця 13.5 – Основні технічні характеристики КУ35

| Параметр                                                         | Значення                       |
|------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Номінальна напруга, $kV$                                         | 35                             |
| Найбільша робоча напруга, $kV$                                   | 40,5                           |
| Номінальний струм головних кіл шаф, $A$                          | 630; 1000; 1600; 2500;<br>3150 |
| Номінальний струм збірних шин, $A$                               | 1000; 1600; 3150               |
| Номінальний струм вимкнення вимикача, $kA$                       | 20; 25; 31,5                   |
| Номінальний струм електродинамічної стійкості головних кіл, $kA$ | 51; 81                         |
| Габаритні розміри, $mm$ :<br>– ширина<br>– глибина<br>– висота   | 1500<br>2800; 3150*<br>2532    |
| Маса, $kg$                                                       | не більше 2000                 |

## ЛЕКЦІЯ 14

### КЕРУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ

#### План

- 14.1 Принципи керування електроустановками
- 14.2 Дистанційне керування комутаційними апаратами
- 14.3 Блокування роз'єднувачів
- 14.4 Контроль, вимірювання і сигналізація на трансформаторних підстанціях

#### 14.1 Принципи керування електроустановками

Підвищення надійності роботи електричних станцій і підстанцій, підвищення якості електроенергії, покращення техніко-економічних показників роботи електростанцій, підвищення продуктивності праці на даний момент не можливо без впровадження пристроїв автоматики.

*Пристрої автоматики* можна поділити на дві групи:

- 1) пристрої станційної автоматики;
- 2) пристрої системної автоматики.

Основними пристроями автоматики, які запроваджені на електростанціях, є:

- 1) автоматика паливоприготування та паливоподачі;
- 2) автоматика приготування хімічної води;
- 3) автоматика ведення заданого режиму котла та турбіни;
- 4) автоматика пуску та зупинки агрегатів;
- 5) автоматична синхронізація генераторів;
- 6) автоматичне регулювання збудження синхронних машин;
- 7) автоматичне гасіння поля синхронних машин;
- 8) автоматичне увімкнення резерву;
- 9) автоматичне розподілення активного та реактивного навантаження між генераторами електростанції.

*До системної автоматики* відносяться:

- 1) автоматичне розподілення навантаження між електростанціями енергосистеми;
- 2) автоматичне регулювання частоти в системі;
- 3) автоматичне регулювання напруги у вузлових точках системи;
- 4) автоматичне повторне включення (АПВ);
- 5) автоматичне розвантаження по частоті;
- 6) автоматичне включення резерву на підстанціях.

*Завдання АСУ ТП* (автоматизована система управління технологічними процесами):

- 1) контроль за ходом технологічного процесу;
- 2) стабілізація технологічних та електричних параметрів;
- 3) програмне управління (запуск та зупинка обладнання);
- 4) оптимізація режиму роботи;
- 5) захист від аварій;
- 6) оперативний зв'язок з верхнім рівнем управління;
- 7) ведення документації.

Основою АСУ ТП блоків є інформаційна система або інформаційний комплекс (ІК), який виконує функції централізованого контролю – збору, первинної обробки і відображення інформації про технологічні параметри процесу та про стан технологічного обладнання.

ІК (інформаційний комплекс) здійснює також сигналізацію стану параметрів технологічного процесу та реєстрацію параметрів технологічного процесу. В АСУ ТП блока проводиться розрахунок техніко-економічних показників за ходом технологічного процесу, готується інформація для вищих рівнів управління.

#### **14.2 Дистанційне керування комутаційними апаратами**

Засоби дистанційного управління комутаційними апаратами необхідні при проведенні оперативних переключень в нормальних режимах та при ліквідації аварійного стану.

Подача команди керування проводиться вручну оператором або від автоматичних пристроїв. Дія системи керування супроводжується роботою пристроїв сигналізації. Дистанційне керування вимикачем проводиться кнопковими або поворотними ключами.

Недоліком кнопкових ключів є відсутність мнемоничності (за положенням кнопки неможливо судити про положення ключа) та трудність відображення їх положення на схемі щита керування. Ключі керування мають оперативні, сигнальні та аварійні контакти.

Оперативні контакти замикаються тільки на термін подачі команди. Ці контакти виконані з пружинним поверненням у вихідне положення.

Сигнальні контакти вмикаються у відповідні кола сигнальних пристроїв і мають два фіксованих положення: замкнуте та розімкнуте.

Аварійні контакти вводяться в коло сигналу аварійного відключення. Ці контакти на термін подачі команди на включення розмикаються, після чого повертаються у вихідне положення пружиною.

*До систем дистанційного керування вимикачами* пред'являються ряд вимог:

1) кола керування повинні допускати вимкнення вимикача як зі щита керування, так і за місцем його встановлення;

2) на щитку управління та у розподільчій установці повинна бути передбачена сигналізація положення вимикача;

3) кола керування (увімкнення та вимкнення) повинна мати контрольні пристрої, що дають сигнал при розриві цих кіл;

4) керуючий імпульс повинен зніматися з виконавчого елемента після виконання команди, тому що обмотки електромагнітів не передбачені для довготривалого обтікання струмом;

5) схема управління повинна передбачати блокування від «стрибків», виключаючи можливість при коротких замиканнях багаторазових вмикань вимикача при одному командному імпульсі;

6) схема повинна передбачати можливість не лише ручного керування, але і подачі відповідного імпульсу від пристроїв релейного захисту та автоматики;



7) кількість жил контрольного кабелю, який з'єднує пристрої щитка керування і вимикача, повинна бути мінімальною.

При використанні соленоїдних чи електродвигунних приводів необхідно передбачити роздільне живлення силових кіл привода та кіл керування. Це дозволяє застосовувати незначні перерізи кіл керування та зменшити довжину кабелів силових кіл, шини живлення яких розташовані в розподільчих установках.

Кола, як правило, розділяються проміжним контактором, котушка якого вмикається у коло керування, а його контакти – у силове коло привода.

Проміжні контактори (КМ) полегшують гасіння електричної дуги при розриві силового кола.

Команди дистанційного керування подають вручну, як правило, за допомогою ключів керування.

#### *Дистанційне керування вимикачами з електромагнітними приводами*

На рис. 14.1 зображена схема керування вимикачами з ключем керування ПМОВФ (перемикач малогабаритний оперативний з самоповерненням рукоятки із оперативних положень з фіксацією).

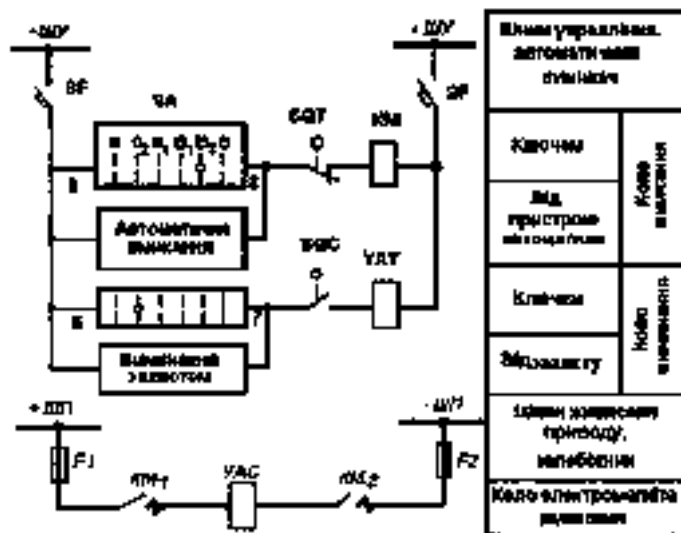


Рисунок 14.1 – Схема управління вимикачем з електромагнітним приводом та ключем ПМОВФ: *SF* – автоматичний вимикач; *SA* – ключ керування; *SQT* – допоміжний замкнутий контакт вимикача; *SQC* – допоміжний розімкнутий контакт вимикача; *КМ* – проміжний контакт; *YAT* – електромагніт вимикання; *YAC* – електромагніт вмикач; *КМ – 1*; *КМ – 2* – контактор

Електромагніт вмикання виконує такі функції: 1 – переміщує контактну систему вимикача; 2 – зводить пружини вимикання.

Враховуючи це, електромагніт вмикання повинен розвивати значні зусилля. Такі електромагніти споживають великий струм. Їх живлення здійснюється від джерела живлення через спеціальні шини живлення приводу (ШП).

Електромагніт вимикання призначений для звільнення заціпки привода. Після чого вимикач вимикається від дії пружини вимикання. Для такої операції від електромагніту великих зусиль не потрібно, тому він споживає невеликий струм і виконується компактним. Живиться електромагніт вимикання від шинок керування через контакти ключа або реле керування.

#### *Робота схеми на вмикання*

Команди на вмикання вимикача подаються ключем керування ПМОВФ. Причому подача команди здійснюється двома етапами: 1 – попередня команда, 2 – основна команда. З положення перемикача «вимкнено» у положення «попередньо увімкнуто» (це попередня команда) та з положення «попередньо увімкнуто» в положення «увімкнуто» (основна команда). Виконання команди у два етапи знімає ймовірність помилкових дій персоналу.

Після подачі команди та звільнення рукоятки ключа, рукоятка під дією механізму повернення переходить у положення «увімкнуто».

При подачі команди «увімкнуто» створюється коло: +ШУ; контакти 9–12 ключа керування; замкнуті контакти вимикача  $SQT$ ; обмотки проміжного контактора 5;  $KM$ ; -ШУ.

По обмотці проміжного контактора  $KM$  протікає струм, у результаті чого контакти  $KM-1$  і  $KM-2$  замикають коло живлення електромагніту вмикання. Спрацьовує  $YAC$  і вимикач вмикається. Аналогічно проходить вмикання вимикача при дії пристроїв автоматики.

#### *Робота схеми на вимикання.*

Команда на вимикання виконується за допомогою ключа також у два етапи: з положення «увімкнуто» до положення «попередньо вимкнено» (попередня

команда) та з положення «попередньо вимкнено» у положення «вимкнути» (основна команда).

Після команди «вимкнути» рукоятка ключа повертається у положення «вимкнуто».

При подачі команди «вимкнути» створюється коло:  $+ШУ$ ; контакти 10-11 ключа керування; допоміжний контакт вимикача  $SQC$  (який замкнувся при вмиканні вимикача); обмотка електромагніту вимикання  $YAT$ ;  $-ШУ$ .

Осердя електромагніту вимикання  $YAT$  втягується, звільнює защіпку приводу і вимикач вимикається.

*Функції допоміжних контактів  $SQT$  і  $SQC$ .*

Обмотки електромагнітів вмикання та вимикання розраховані на короткочасне проходження струму. Короткочасність командного імпульсу забезпечується допоміжними контактами  $SQT$  і  $SQC$ . Ці контакти введені у коло керування та зв'язані з валом приводу вимикача. Вони розмикають коло керування після вмикання ( $SQT$ ) або вимикання ( $SQC$ ) вимикача, а також забезпечують безструмове розмикання контактів ключа керування або реле після виконання команди керування. Ці контакти не розраховані на розрив струму обмоток електромагнітів вмикання та вимикання  $YAC$  і  $YAT$ .

Схема керування вимикачем з електромагнітним приводом та малогабаритних ключів типу МКВ (рис. 14.2).

За принципом дії ключ керування МКВ аналогічний ключеві ПМОВ.

Застосування малогабаритних ключів дозволяє:

- 1) зменшити габарити пультів керування;
- 2) незначні струми у колі контактів ключа і обмоток реле дає можливість використовувати у колі керування з'єднувальний контактний кабель меншого перерізу.

За допомогою цих контактів реле (рис. 14.2) замикаються кола вмикання та вимикання, тому що контакти ключа МКВ не розраховані на переключення кіл керування.

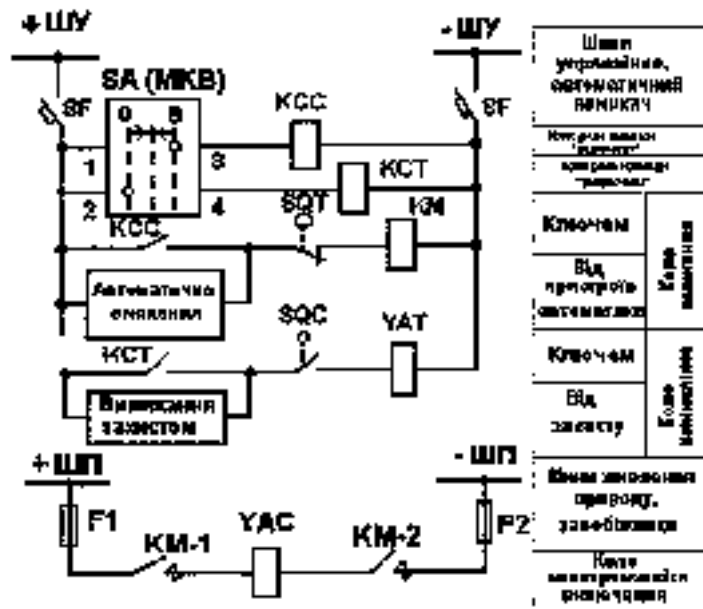


Рисунок 14.2 – Схема управління вимикачем з електромагнітним приводом та ключем МКВ: *KCC* – контакти реле та реле команди «увімкнути»;  
*KCT* – контакти реле та реле команди «вимкнуто»

Команди на вмикання здійснюється поворотом рукоятки ключа у положення «включити», при цьому замикається коло живлення обмотки *KCC*: *+ШУ*; контакти ключа 1-3; обмотка реле *KCC*; *-ШУ*.

Реле замикає свої контакти в колі обмотки проміжного контактора *КМ*. По проміжному контактору *КМ* протікає струм і замикаються контакти *КМ-1* і *КМ-2* у колі електромагніту вмикання *УАС* і вимикач вмикається.

#### *При вимиканні вимикача*

Поворотом ключа управління подається команда «вимкнути», при цьому утворюється коло живлення обмотки реле *KCT*.

Контакти *KCT* замикають коло *УАТ*, що призводить до вимикання вимикача. Після подачі команди на вимикання рукоятка ключа повертається у нейтральне положення.

У схемі є можливість подати імпульс від пристрою автоматики і релейного захисту.

#### *Дистанційне керування повітряними вимикачами*

Схеми керування повітряними вимикачами різноманітні. Це обумовлено:

- 1) різними типами вимикачів;
- 2) особливостями приводів;
- 3) специфічними вимогами енергосистеми.

Вимикачі на номінальну напругу 110 кВ і вище виготовляються у вигляді однополюсних апаратів, з яких створюють трифазні групи.

Кожний полюс вимикача має окрему пневматичну систему, яка дає можливість за необхідності виконувати пофазне вмикання та вимикання вимикача.

У зв'язку з цим існують схеми трифазного (рис. 14.3) та пофазного керування.

Кожний полюс керується своїми електромагнітами вмикання і вимикання  $YAC$  та  $YAT$ . Обмотки електромагнітів вмикання  $YAC$  і вимикання  $YAT$  усіх фаз з'єднані паралельно. Тому обмотки всіх фаз одержують живлення одночасно при подачі команди «увімкнути». Це уможливило одночасне вмикання трьох фаз вимикача.

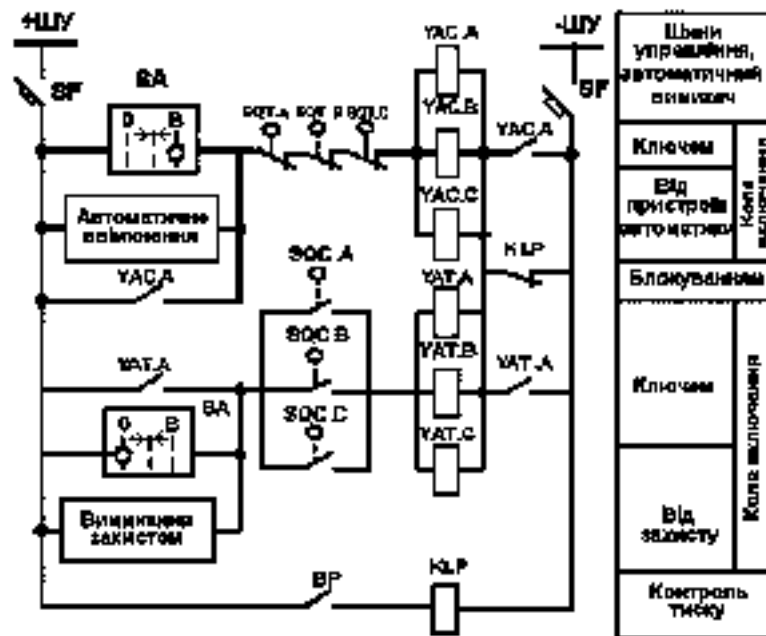


Рисунок 14.3 – Схема дистанційного трифазного управління повітряним вимикачем

Допоміжні контакти *SQT.A*; *SQT.B*; *SQT.C* трьох фаз вимикача у колі вмикання з'єднуються послідовно. Це не допускає вмикання несправного вимикача (у справного вимикача допоміжні контакти окремих фаз знаходяться в однаковому положенні).

У колі вимикання допоміжні контакти трьох фаз вимикача з'єднуються паралельно. Таке з'єднання забезпечує проходження команди на вимикання вимикача навіть при відмові допоміжних контактів однієї або двох фаз.

У колі контролю тиску за допомогою електроконтактного манометру *BP* контролюється тиск повітря у резервуарі, тому що вмикання та вимикання вимикача допускається лише за певного тиску повітря у резервуарі.

При зниженні тиску нижче допустимого електроконтактний манометр *BP* замикається своїми контактами і подає напругу на обмотку проміжного реле *KLP*.

Реле падіння тиску *KLP* розмикає свої контакти у колі керування та забороняє операції з вимикачем.

На початку процесу вмикання або вимикання тиск повітря у резервуарі вимикача частково знижується, порівнюючи з нормальним.

Для того, щоб реле *KLP* при цьому не зупиняло операцію вмикання чи вимикання, його контакти шунтуються допоміжними контактами електромагніту однієї фази (під час вмикання – контактом *YAC.A*; під час вимикання – контактом *YAT.A*).

При подачі ключем керування короткочасного імпульсу, якого не достатньо для завершення операції, може виникнути пошкодження вимикача. Для надійного завершення розпочатої операції контакти ключа керування шунтуються одним із замикаючих допоміжних контактів *YAC.A* або *YAT.A*.

Схема керування передбачає можливість подачі імпульсу керування від пристроїв автоматики та захисту.

### **14.3 Блокування роз'єднувачів**

На електричних станціях і підстанціях застосовують блокування безпеки та оперативні блокування. Блокування безпеки попереджає обслуговуючий

персонал при вході в камери РП за наявності напруги. Двері чи сітчасті огорожі блокуються електричними замками, які допускають відкриття лише після зняття напруги. Оперативне блокування служить для попередження невірних операцій роз'єднувачами, щоб виключити вимикання роз'єднувача під навантаженням.

Для цього роз'єднувачі блокуються з відповідними вимикачами.

Оперативне блокування буває:

- 1) механічне;
- 2) електричне.

Механічне блокування широко застосовують для робочих та заземлювальних ножів роз'єднувачів.

Привод роз'єднувача виконаний так, що виключається одночасне вмикання робочих та заземлювальних ножів.

Механічне блокування також широко застосовується для роз'єднувачів у колах, які приєднані до однієї системи шин ЗРП. У цьому випадку блокування, здійснюється механічним зв'язком приводів вимикача і роз'єднувача, при якому роз'єднувач можна вимкнути тільки при вимкненому вимикачі.

Принципова схема механічного замкового блокування роз'єднувачів з однією системою збірних шин (рис. 14.4).

Кожний роз'єднувач і вимикач має свій запірний замок. Він складається із корпусу 3 і рухомого стержня 1. Стержень входить у стопорний отвір приводу 2 блокуючого апарата. На другому кінці рухомого стержня, який знаходиться усередині корпусу, є спеціальні виступи для переносного ключа 4.

Ключ може бути вставлений у замок або витягнутий з нього лише у кінцевих положеннях приводу, коли фіксуючий стержень входить у передбачений для нього отвір.

Для уникнення помилок ключ і замок виконуються з певним секретом.

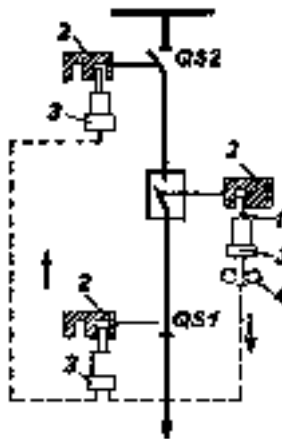


Рисунок 14.4 – Принципова схема механічного замкового блокування

#### *Робота схеми блокування*

Нормально ключ знаходиться в замку вимикача. Витягти його можна лише у вимкненому положенні вимикача.

Після витягнення ключа фіксуючий рухомий стержень замка запирає привод вимикача у вимкненому стані. Після цього витягнутим ключем відкривають замок лінійного роз'єднувача:

- 1) вставляють ключ в отвір корпусу;
- 2) зачіплюють рухомий стержень;
- 3) витягують стержень поворотом ключа;
- 4) відключають лінійний роз'єднувач  $QS1$ ;
- 5) після відключення роз'єднувача запирають замком в новому положенні;
- 6) ключ звільняють;
- 7) аналогічно виконують операції із шинним роз'єднувачем  $QS2$ .

Для вмикання електричного кола всі дії виконують у зворотному порядку.

Механічне блокування застосовують у схемах з малою кількістю приєднань (до 10 приєднань).

*Електромагнітне блокування роз'єднувачів з використанням електромагнітних замків*

Принципова схема електромагнітного блокування роз'єднувачів (рис. 14.5).



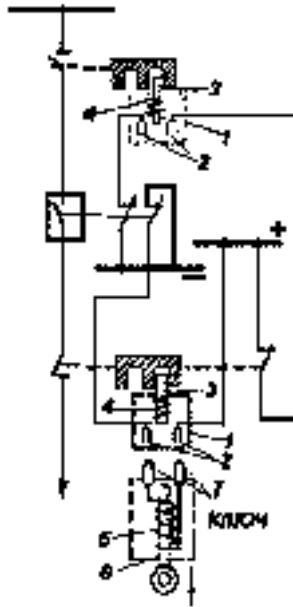


Рисунок 14.5 – Принципова схема блокування роз'єднувачів

Замок складається з пластмасового корпусу *1*, в якому розташовані контактні гнізда *2* та запірний стержень *3* з пружиною *4*. Замок монтують так, щоб стержень *3* фіксував положення приводу. Переносний ключ складається з котушки *5*, у середині якої розташоване рухоме осердя *6*. Виводи котушки приєднуються до штирів *7*.

Якщо вимикання роз'єднувача дозволено (при вимкненому вимикачі), то до гнізд *2* підводиться напруга від джерела оперативного струму. Ключ вставляється штирями у гнізда замка. По котушці протікає струм і осердя намагнічується.

Запірний стержень замка доторкується до намагніченого осердя ключа. За допомогою кільця витягують осердя і разом з ним витягують стержень замка з блокуючого гнізда – замок відмикається.

Недоліки електромагнітного блокування:

- 1) відсутність наочності;
- 2) необхідність прокладки контрольних кабелів;
- 3) велика вартість.

#### **14.4 Контроль, вимірювання і сигналізація на трансформаторних підстанціях**

У колах генераторів, трансформаторів, ліній необхідно встановлювати такі контрольно-вимірювальні прилади і у такій необхідній кількості, щоб забезпечити:

- 1) нормальне ведення режиму роботи електропристрою;
- 2) забезпечити контроль за станом основного обладнання.

Амперметри встановлюються у всіх електричних колах. У колах з рівномірним навантаженням встановлюються амперметри в одній фазі. В колах генераторів, повітряних ліній, у колах з нерівномірним навантаженням або чотирипровідних мережах амперметри встановлюються у всіх фазах.

Для контролю якості електроенергії використовуються вольтметри і частотоміри. Ці прилади встановлюють на збірних шинах.

Для контролю за роботою генераторів щодо графіка та обліку розподілення потоків потужності з основних елементів електропристрою використовуються ватметри активної і реактивної потужності. Такі прилади встановлюються на генераторах, трансформаторах і лініях зв'язку.

На основних відгалуженнях власних потреб встановлюються ватметри активної потужності. Для обліку виробітку та розподілення електричної енергії використовуються лічильники активної та реактивної енергії.

Реєструючі ватметри встановлюються у колах генератора. На шинах станцій встановлюються реєструючі вольтметри і частотомір.

Для контролю ізоляції у системі з малими струмами замикання на землю на збірних шинах передбачається комплект із трьох вольтметрів.

Вказані вище прилади приєднуються до відповідних вимірювальних трансформаторів. При цьому застосовують роздільне живлення обмоток контрольно-вимірювальних приладів, релейного захисту і автоматики.

*Сигналізація.*

Для полегшення роботи чергового персоналу та контролю стану обладнання на щитах керування (ЩК) електричних станцій встановлюються сигнальні пристрої.

Ці пристрої використовуються для:

- 1) сигналізації положення;
- 2) аварійної сигналізації;
- 3) сигналізації застереження;
- 4) командної сигналізації.

Сигналізація положення показує увімкнутий чи вимкнений стан комунікаційних апаратів: вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, автоматичних вимикачів. Найчастіше сигналізація положення виконується лампами різного кольору.

Для оперативних роз'єднувачів застосовуються спеціальні сигнальні прилади типу ПС, які внесені до мнемонічної схеми щита керування.

Для аварійної сигналізації використовується гудок, який сповіщає персонал про аварійне вимкнення вимикача.

Залежно від кількості вимикачів та призначення пристрою, схеми аварійної сигналізації виконуються з місцевим та центральним зняттям звукового сигналу. Сигнал, як правило, знімають вручну. Світловий аварійний сигнал вимикача, що вимкнувся, знімається ключем керування після запису всіх даних для внесення причин аварії.

Схеми з центральним зняттям звукового сигналу виконуються без повторностей і з повторністю дій.

Сигналізація застереження сповіщає персонал про ненормальні режими, які можуть призвести до аварії, якщо їх не ліквідувати. Для такої сигналізації використовують дзвінки або тональну сирену, які відрізняються від аварійної сигналізації.

За індивідуальними світловими сигналами, що мають відповідні підписи, визначають вид та місце порушення нормального режиму. Схеми сигналізації застереження подібні до схем аварійних сигналізацій.

Деякі сигнали застереження виконуються з витримкою часу, для цього в індивідуальних колах такої сигналізації встановлюють реле часу. Витримка часу застосовується для сигналів перевантаження, захисту від замикання на землю тощо.

Командна сигналізація забезпечує зв'язок між черговими головного щита керування та машинної зали для взаємної передачі основних розпоряджень.

На головному щиту та біля кожного агрегату встановлюються командо-апарати, які мають звуковий сигнал, світові табло з підписами основних команд, кнопки для подачі та відключення сигналу.

### *Щити керування*

Пристрої дистанційного керування і сигналізації, вимірювальні прилади, апарати релейного захисту, автоматики електростанцій та підстанцій розташовуються на щитах керування (ЩК) і диспетчерських пунктах.

На електричних станціях є місцеві та головні щити керування (ГЩК). На ГЩК розміщені прилади та пристрої керування і контролю за роботою генераторів, силових трансформаторів, трансформаторів власних потреб, ліній електропередачі. На ГЩК розташований розподільний щит постійного струму.

Головний щит керування складається з окремих панелей та пультів. На ТЕС (теплові електричні станції) головний щит керування розташований поблизу машинної зали та РП.

Місцеві щити керування розподіляються на:

- 1) індивідуальні – для обслуговування окремих електродвигунів;
- 2) агрегатні – для керування окремими агрегатами котлів, турбоагрегатів;
- 3) групові – для обслуговування декількох агрегатів однакового призначення;
- 4) блочні – для контролю та керування різними агрегатами окремих технологічних блоків;
- 5) цехові – для керування обладнанням всього цеху.

Місцеві щити керування виконуються на таких самих панелях що й ГЩК.

Зв'язок між елементами вторинних електричних кіл забезпечується за допомогою спеціальних проводів та кабелів. Вони називаються контрольними кабелями та проводами, які разом із приладами та апаратами складають схеми вторинних кіл.

## ЛЕКЦІЯ 15

### ПЕРЕНАПРУГИ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ТА ЗАХИСТ ВІД НИХ

#### План

15.1 Захист трансформаторних підстанцій від перенапруг

#### 15.2 Блискавкозахист підстанцій

##### 15.1 Захист трансформаторних підстанцій від перенапруг

###### *Класифікація перенапруг*

Однією з основних причин виникнення аварійних режимів в електричних установках є ненормальні короточасні збільшення напруги, які називаються *перенапругами*. Перенапруги бувають внутрішнього та зовнішнього походження.

Перенапруги внутрішнього походження (комутаційні) виникають внаслідок перехідних процесів при нормальних вмиканнях і вимиканнях, аварійних замиканнях фази, КЗ, обривах проводів.

Перенапруги зовнішнього походження (атмосферні) являють собою результат впливу на електричні установки атмосферної електрики. Такі перенапруги виникають внаслідок прямих грозових розрядів чи напруг, індукованих в елементах установки при грозових розрядах поблизу неї. Крім того, вони можуть бути наслідком дії магнітного поля грозового розряду.

Атмосферні перенапруги частіше за все спостерігаються у проводах повітряних ліній. Найбільш небезпечні прямі удари блискавки в електроустановки.

Перенапруги, що виникають на одному з елементів електроустановки, не локалізуються на ньому, а розповсюджується по іншим елементам, електрично пов'язаних з місцем виникнення пошкодження. При цьому порушення електричної міцності ізоляції та аварія можливі не там, де виникла перенапруга, а в будь-якому іншому елементі установки, ізоляція якого має менший запас електричної міцності. Часто послабленою може виявитись ізоляція елемента, більш важливого з точки зору забезпечення надійності електропостачання і

більш цінного, наприклад трансформатора чи генератора. Пошкодження ізоляції апаратів – незворотній процес (подальше їх використання неможливе).

Більшість перенапруг внутрішнього походження являють собою високочастотні швидкозатухаючі коливання (рис. 15.1 *а, б*), частота яких у десятки і сотні разів більша, ніж частота нормального режиму.

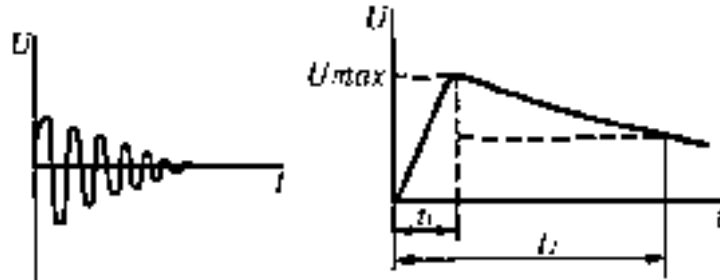


Рисунок 15.1 – Види перенапруги:

*а* – внутрішні; *б* – зовнішні (атмосферні)

Атмосферні перенапруги як правило мають форму аперіодичного імпульсу (хвилі), при якому потенціал на даному елементі установки спочатку швидко зростає від нормального значення до деякого максимуму  $U_{max}$  – *амплітуди перенапруги*, а потім порівняно повільно зменшується до нормального значення. Час  $t_1$ , з якого потенціал збільшується до амплітуди  $U_{max}$ , називається *фронтом хвилі* (імпульсу), а час  $t_2$  з початку процесу до моменту, коли потенціал на спадаючій частині імпульсу досягає рівня 50 % амплітуди – її *довжиною*.

### *Грозозахист електричних установок*

Захист електричних установок включає захист їх елементів від ураження прямими ударами блискавки і захист ізоляції від перекриття та пробоїв внаслідок високих перенапруг. Крім цього, необхідний захист трансформаторів і машин від хвиль, набігаючих з повітряної лінії, а також від переходів імпульсних перекриттів ізоляції елементів установки в стійку електричну дугу.

Особливо важливо захищати людей і тварин від уражень перенапругами у мережах споживачів під дією атмосферних перенапруг, і від пожеж у результаті пошкодження перенапругами ізоляції мережі чи від іскор розрядів.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою *блискавковідводів*, тобто добре заземлених провідників, розташованих вище, ніж елементи електричної установки, що захищаються. При достатній кількості і належному розташуванні блискавковідводів над розміщеними будівлями всі розряди блискавки будуть влучати у ці блискавкозахисні пристрої.

Для захисту об'єктів невеликої довжини, наприклад, відкритих підстанцій, будівель, використовують *стержньові блискавковідводи*, що розміщуються на конструкціях будівлі чи окремо від них, а для захисту об'єктів більшої довжини: лінії електропередач, підстанції, що займають великі території – блискавковідводи у вигляді заземлених тросів, закріплених на опорах і натягнутих над об'єктами захисту на відповідній висоті.

При ударі блискавки у блискавковідводи напруга у місці розряду може викликати пошкодження будь-якої ізоляції, тому окрім встановлення блискавковідводів необхідно виконувати їх заземлення через малий опір.

Такі заземлення виконують на стержневих блискавковідводах. Їх можна встановлювати і на тросових блискавковідводах великої довжини, але не на кожній опорі. Тому для захисту від вторинних перекриттів необхідно посилювати ізоляцію чи встановлювати спеціальну грозозахисну апаратуру.

### *Грозозахисна апаратура*

Спеціальну грозозахисну апаратуру застосовують для захисту апаратів трансформаторів і машин від атмосферних перенапруг.

Грозозахисні апарати повинні спрацювати і відвести хвилю атмосферної перенапруги у землю раніше, ніж на ізоляції, що захищається, перенапруга досягне небезпечного значення, а потім погасити електричну дугу швидше, ніж спрацює релейний захист чи запобіжники.



Найпростішим грозозахисним апаратом є *іскровий проміжок*, який встановлюється перед апаратом, що захищається. Один з електродів проміжку приєднують до фазного проводу, а інший заземлюють. Захисні проміжки виконують у вигляді ріг з електродами із круглої сталі діаметром не менше 10 мм.

Самогасіння електричної дуги в проміжку відбувається тільки тоді, коли струм невеликий. Якщо захисний проміжок не забезпечує надійної роботи грозозахисту і не гасить електричної дуги, то застосовують *розрядники*.

Основним елементом розрядника є іскровий проміжок. Вольт-секундна характеристика цього проміжку (рис. 15.2, крива 2) повинна лежати нижче, ніж характеристика обладнання, що захищається (рис. 15.2, крива 1).

Одним із радикальних заходів, які дозволяють знизити перенапругу, є застосування розрядників, які приєднуються між вводами обладнання і землею.

При появі перенапруги проміжок повинен пробитися раніше, ніж ізоляція обладнання, що захищається. Після пробію лінія заземлюється через опір розрядника або накоротко. При цьому напруга на лінії визначається струмом  $I$ , що проходить через розрядник, опорами розрядника і заземлення  $R_z$ . Чим менший цей опір, тим краще обмежується перенапруга, оскільки при цьому більша різниця між можливою (рис. 15.2, крива 4) та обмеженою розрядником перенапругою (рис. 15.2, крива 3).

Напруга на розряднику при протіканні імпульсного струму даної величини і форми називається *залишковою напругою*. Чим менша ця напруга, тим краща якість розрядки.

Після того, як імпульсний струм проходить через розрядник, іскровий проміжок стає іонізованим і він легко пробивається номінальною фазною напругою. Виникає коротке замикання на землю і через розрядник протікає струм промислової частоти, який називається *супроводжувачим*. У зв'язку із зміною режиму роботи установки супроводжувачий струм може змінюватись в широких межах.

Щоб запобігти вимкненню обладнання релейним захистом, цей струм повинен бути вимкнутий розрядником за максимально короткий час (напівперіод промислової частоти).

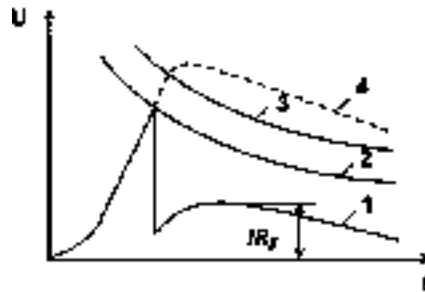


Рисунок 15.2 – Узгодження характеристик розрядника та обладнання, що захищається

Розрядники повинні відповідати таким основним вимогам:

а) вольт-секундна характеристика розрядника повинна розміщуватись нижче, ніж характеристика об'єкту, що захищається. Характеристика розрядника повинна бути за можливістю рівномірною (пологою);

б) іскровий проміжок розрядника повинен мати визначену гарантовану електричну міцність при промисловій частоті (50 Гц) і при імпульсах. Вентильний розрядник, призначений для захисту від атмосферних перенапруг, не повинен спрацьовувати при внутрішніх перенапругах;

в) залишкова напруга на розряднику, що характеризує його обмежуючу здатність, не повинна перевищувати величин, які небезпечні для ізоляції обладнання;

г) супроводжуючий струм частотою 50 Гц повинен вимикатися за малий час у можливо широкому діапазоні струмів;

д) розрядник повинен мати велику кількість спрацювань без проведення нагляду і ремонту.

*Вентильні розрядники* є більш досконалішими грозозахисними апаратами і складаються з декількох включених послідовно іскрових проміжків та спеціальних керамічних дисків, опір яких залежить від протікаючого струму. Ці

опори виготовляють із карборунду певної марки віліту, зв'язаного в спеціальні керамічні диски з рідкого скла. Корпуси розрядників виконуються з фарфору. При використанні у розрядниках віліту зберігаються низька залишкова напруга при більших струмах і перенапругах та мале значення струму.

Розрядники розміщують як найближче до устаткування. Для більш високих напруг у них використовують магнітне дуття. Кількість керамічних дисків і послідовно ввімкнутих іскрових проміжків зростає зі збільшенням робочої напруги мережі.

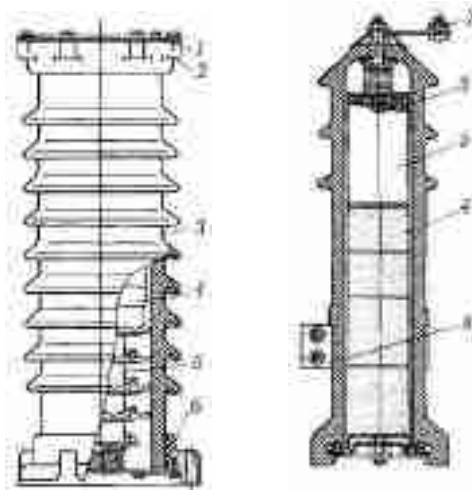
Для напруг 10–35 кВ випускають розрядники РВО (рис. 15.3), а для вищих напруг – РВМ, РВМГ, РВМКП.

Вентильні розрядники РВО встановлюють так, щоб їх нижній цоколь знаходився на висоті не менше 2,5 м від землі чи вертикально в спеціальних огорожених комірках з дотриманням відстані між фазами і до заземлених частин підстанції згідно вимог ПУЕ.

#### *Обмежувачі перенапруг*

Обмежувачі перенапруг застосовуються для захисту мереж змінного струму, трансформаторів, розподільчих пристроїв від атмосферних та комутаційних перенапруг.

Обмежувачі перенапруг типу MWK з металооксидним опором конструкції АВВ без іскрових проміжків для внутрішнього та зовнішнього встановлення поступово впроваджуються в електроустановках енергетичних підприємств України.



*a*

*б*

Рисунок 15.3 – Вентильні розрядники:

*a* – РВО-35; *б* – РВО-10: 1 – верхня кришка; 2, 6 – верхній та нижній фланці;  
3 – фарфоровий корпус; 4 – блок робочих опорів; 5 – комплект іскрових  
проміжків;  
контактний болт для приєднання струмопроводу; 8 – хомут кріплення



Рисунок 15.4 – Обмежувачі перенапруги серії TEL

Перевага цих пристроїв обумовлюється великою захисною зоною, стабільністю характеристик, стійкістю до умов зовнішнього середовища та старіння (5000-й годинний цикл), не потребують обслуговування. Обмежувачі перенапруг серії TEL виготовляються на напругу до 220 кВ з робочими струмами до 10 кА (рис. 15.4).

#### *Вибір обмежувачів перенапруги для РП 10 кВ*

1 Найбільша допустима напруга ОПН  $U_{нд}$  повинна перевищувати найбільшу робочу напругу мережі  $U_{нр}$

$$U_{нд} > U_{нр}. \quad (15.1)$$

У мережах з ізольованою нейтраллю або з компенсацією ємнісних струмів за найбільше значення напруги приймається лінійна напруга мережі.

Для забезпечення найкращих показників захищеності в мережах різного виконання «Таврида Електрик» випускає обмежувачі перенапруг з набором  $U_{нд}$  на кожен клас напруги, (див. табл. 15.1).

Таблиця 15.1 – Найбільша допустима напруга ОПН

| Клас напруги мережі | Найбільша допустима напруга<br>ОПН |
|---------------------|------------------------------------|
| 3                   | 4,0                                |
| 6                   | 6,0; 6,6; 6,9; 7,6                 |
| 10                  | 10,5; 11,5; 12,0; 12,7             |
| 27                  | 30,0; 33,0                         |
| 35                  | 40,5; 42,0                         |
| 110                 | 56,0; 66,0; 73,0; 77,0; 84,0       |
| 220                 | 146,0; 154,0; 168,0                |

2 Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максимального значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час  $t$ :

$$T \cdot U_{HD} > U_{PER}, \quad (15.2)$$

де  $U_{PER}$  – рівень квазістаціонарних перенапруг (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі);

$T$  – кратність перенапруги.

Для систем електропостачання приймаються такі дані для визначення  $U_{PER}$ : імовірність появи внутрішніх перенапруг 10 % (рис. 15.6), відношення  $I_d/I_c$  складає – 0,5.

Відповідно до рис. 15.6 і 15.7 величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати

$$U_{PER} = 2,6U_\phi = 2,6 \cdot 5,78 = 15,0 \text{ кВ}.$$

Допустима кратність перевищення напруги  $T$  буде (відповідно до табл. 15.2):

$$T = 15,0 / 10,5 = 1,4; \quad T = 15,028 / 11,5 = 1,3;$$

$$T = 15 / 12 = 1,25; \quad T = 15 / 12,7 = 1,18;$$

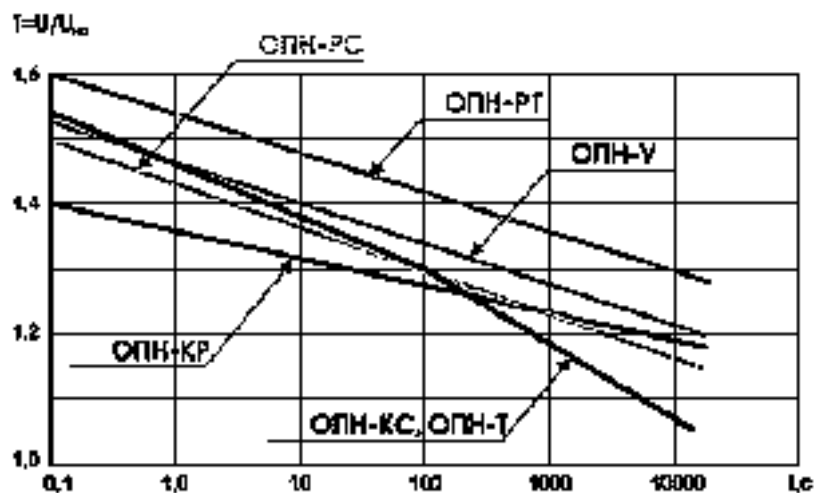


Рисунок 15.5 – Допустимий час прикладення напруги промислової частоти

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у СЕП складає  $t=1-2$  с. Із рис. 15.5 видно, що для умови  $T \cdot U_{HD} > U_{PER}$  підходять всі розрядники, окрім ОПН – КР.

3. Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами  $A_{зр}$

$$A_{зр} = U_{вит} / U_{зал} - 1 > (0,2 - 0,25), \quad (15.3)$$

де  $U_{вит}$  – рівень грозового випробувального імпульсу;

$U_{\text{зал}}$  – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі;  
 (0,2–0,25) – координаційний інтервал.

Наявність відстані між ОПН і устаткуванням викликає підвищення напруги на устаткуванні порівняно із залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20–25 % нижчим випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу (табл. 15.2).

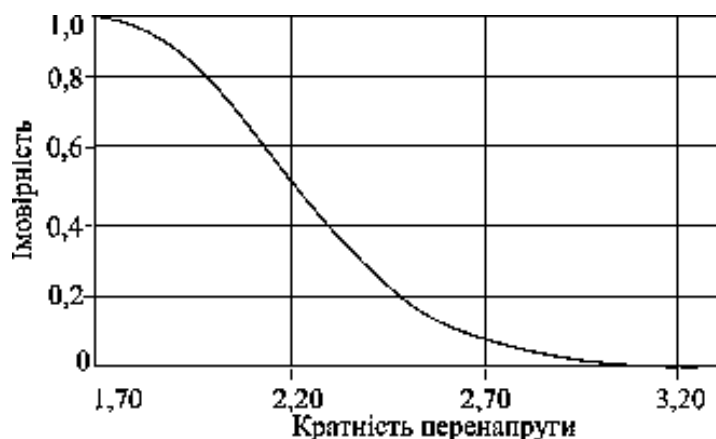


Рисунок 15.6 – Ймовірність появи перенапруги певної кратності

Таблиця 15.2 – Нормовані випробувальні напруги грозових імпульсів електроустаткування з нормальною ізоляцією (максимальна напруга)

| Клас напруги електрообладнання | Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції, кВ |                   |                                         |                       |                      |                       |                   |                                         |                      |
|--------------------------------|------------------------------------------------|-------------------|-----------------------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------------|----------------------|
|                                | Повний імпульс                                 |                   |                                         |                       |                      | Зрізаний імпульс      |                   |                                         |                      |
|                                | Силові трансформатори                          | Шунтуючі реактори | Електромагнітні трансформатори напруги, | Трансформатори струму | Конденсатори зв'язку | Силові трансформатори | Шунтуючі реактори | Електромагнітні трансформатори напруги, | Конденсатори зв'язку |
| 3                              | 44                                             | 44                | 44                                      | 42                    | –                    | 50                    | 50                | 50                                      | –                    |
| 6                              | 60                                             | 60                | 60                                      | 57                    | –                    | 70                    | 70                | 70                                      | –                    |
| 10                             | 80                                             | 80                | 80                                      | 75                    | –                    | 90                    | 90                | 90                                      | –                    |
| 15                             | 108                                            | 108               | 108                                     | 100                   | –                    | 120                   | 120               | 120                                     | –                    |
| 20                             | 130                                            | 130               | 130                                     | 120                   | –                    | 150                   | 150               | 150                                     | –                    |
| 24                             | 150                                            | –                 | 150                                     | 140                   | –                    | 170                   | –                 | 170                                     | –                    |
| 27                             | 170                                            | –                 | 170                                     | 160                   | –                    | 195                   | –                 | 200                                     | –                    |
| 35                             | 200                                            | 200               | 200                                     | 185                   | 195                  | 225                   | 225               | 230                                     | 240                  |

Для оцінки напруги, що залишається на ОПН можна скористатися  $U_{ост}$  при номінальному розрядному струмі табл. 15.3).

Таблиця 15.3 – Залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі

| Тип ОПН  | Клас напруги, кВ | Найбільша робоча напруга, кВ | Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі, кВ |
|----------|------------------|------------------------------|----------------------------------------------------------|
| ОПН – РС | 6                | 7,6                          | 25,7                                                     |
|          | 10               | 12,7                         | 42,8                                                     |
|          | 6                | 6                            | 19,3                                                     |
|          |                  | 6,6                          | 21,0                                                     |
|          |                  | 6,9                          | 22,0                                                     |
| 10,5     |                  | 34,0                         |                                                          |
| ОПН – КР | 6                | 6,0                          | 19,3                                                     |
|          |                  | 6,6                          | 21,0                                                     |
|          |                  | 6,9                          | 22,0                                                     |
|          | 10               | 10,5                         | 34,0                                                     |
|          |                  | 11,5                         | 37,0                                                     |
| 12,0     |                  | 18,5                         |                                                          |
| ОПН – КС | 6                | 6,0                          | 21,5                                                     |
|          |                  | 6,9                          | 33,0                                                     |
|          | 10               | 10,5                         | 35,8                                                     |
| ОПН – Т  | 6                | 11,5                         | 18,5                                                     |
|          |                  | 6,0                          | 21,5                                                     |
|          |                  | 6,9                          | 23,6                                                     |
|          | 10               | 7,6                          | 33,0                                                     |
|          |                  | 10,5                         | 35,8                                                     |
| ОПН – У  | 27               | 11,5                         | 97,0                                                     |
|          |                  | 30,0                         | 107,0                                                    |
|          | 35               | 33,0                         | 122,0                                                    |
|          |                  | 38,5                         | 128,0                                                    |
|          |                  | 40,5                         | 133,0                                                    |
|          | 42,0             |                              |                                                          |

Визначення координаційного інтервалу проводять за виразом (15.3). Якщо умова не виконується, то необхідно вибрати ОПН із меншим значенням  $U_{нд}$ .

$U_{випр} = 80 \text{ кВ}$  (табл. 15.2).  $U_{ост} = 42,8 \text{ кВ}$  – для ОПН-РС – ( $U_{нд} = 12,7 \text{ кВ}$ ).

$U_{ост} = 33 \text{ кВ}$  – для ОПН-КС – ( $U_{нд} = 10,5 \text{ кВ}$ ).

– для ОПН-РС –  $A_{cp} = 80 / 42,8 - 1 = 0,87 > (0,2 - 0,25)$  – умова виконується;

– для ОПН-КС –  $A_{cp} = 80 / 33 - 1 = 1,42 > (0,2 - 0,25)$  – умова виконується.



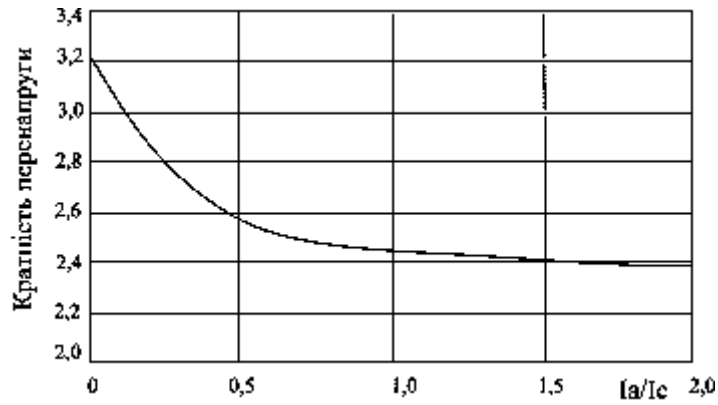


Рисунок 15.7 – Залежність дугових перенапруг від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю

4 Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами  $A_{вн}$ :

$$A_{зр} = U_{вин} / U_{зал} - 1 > (0,2 - 0,25), \quad (15.4)$$

де  $U_{дон}$  – допустимий рівень внутрішніх перенапруг;

$U_{ост}$  – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

Для захисту трансформатора з нормальною ізоляцією (табл. 15.4,  $U_{НОМ}=10$  кВ)  $U_{ДОП}=57,9$  кВ.

Таблиця 15.4 – Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування 6–35 кВ з нормальною ізоляцією

|                 |      |      |      |      |       |
|-----------------|------|------|------|------|-------|
| $U_{ном}, кВ$   | 6    | 10   | 15   | 20   | 35    |
| $U_{н.роб}, кВ$ | 7,2  | 12,0 | 17,5 | 23,0 | 40,5  |
| $U_{исп}, кВ$   | 25   | 35   | 45   | 55   | 85    |
| $U_{дон}, кВ$   | 41,5 | 57,9 | 74,5 | 91,0 | 140,6 |
| $K_{дон}$       | 7,0  | 5,9  | 5,2  | 4,6  | 4,3   |

Для захисту трансформатора з полегшеною ізоляцією (табл. 5,  $U_{НОМ}=10$  кВ)  $U_{дон}=39,7$  кВ.

Таблиця 5 – Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування 6–35 кВ з полегшеною ізоляцією

|                 |      |      |      |      |
|-----------------|------|------|------|------|
| $U_{ном}, кВ$   | 6    | 10   | 15   | 20   |
| $U_{н.роб}, кВ$ | 7,2  | 12,0 | 17,5 | 23,0 |
| $U_{исп}, кВ$   | 16   | 24   | 37   | 50   |
| $U_{дон}, кВ$   | 26,5 | 39,7 | 61,2 | 82,7 |
| $K_{дон}$       | 4,5  | 4,1  | 4,3  | 4,2  |

Із табл. 15.3:

$$U_{ост}=42,8 \text{ кВ} - \text{для ОПН-РС} - (U_{нд}=12,7 \text{ кВ}).$$

$$U_{ост}=33 \text{ кВ} - \text{для ОПН-КС} - (U_{нд}=10,5 \text{ кВ}).$$

Тоді

$$A_{вн} (\text{для ОПН-РС}) = (57,9-42,8)/42,8=0,35>(0,15\dots 0,25) - \text{умова виконується.}$$

$$A_{вн} (\text{для ОПН-КС}) = (39,7-33)/33=0,20>(0,15\dots 0,25) - \text{умова виконується.}$$

5 Умова вибухонебезпечності ОПН

$$I_{КЗ}^{(3)} < I_{вб.без} = I_{ном}. \quad (15.5)$$

Для ОПН-РС –  $I_{ном}=5 \text{ кА}$ , ОПН-КС –  $I_{ном}=10 \text{ кА}$ .

## 15.2 Блискавкозахист підстанцій

Для захисту будівель від прямих ударів блискавки застосовуються *стержневі* та *тросові* блискавковідводи: перші – для зосереджених об'єктів, другий – для об'єктів, що мають значну протяжність.

Стержневий блискавковідвід (рис. 15.8) складається з блискавкоприймача 1, що сприймає грозовий розряд, струмовідводу, яким в залізобетонних конструкціях є стальна арматура стійки, а в металевих – сама несуча конструкція 2 та заземлювача. Для приєднання блискавковідвода до заземлювача на відстані 2,5–3 м від нижнього кінця стійки робиться металевий відвід 3, приварений до металевого каркасу стійки.

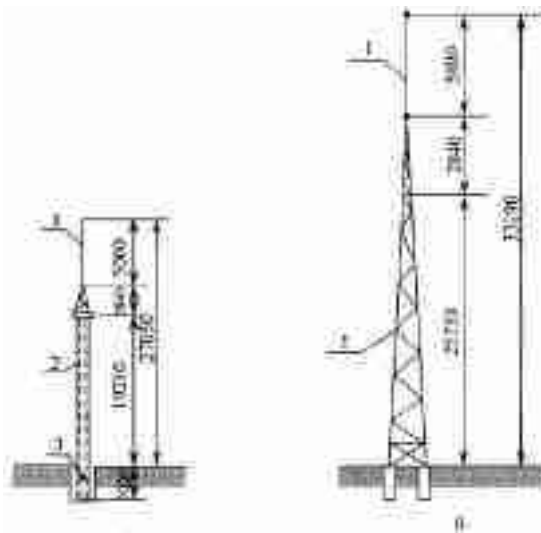


Рисунок 15.8 – Конструкція стержневих блискавководів:

*a* – на залізобетонній опорі; *б* – на металевій опорі

Для надійного захисту споруд від безпосереднього удару блискавки необхідно забезпечити не лише достатнє перевищення блискавководу над захищеним об'єктом але й належне його заземлення, що виключає появу надмірно високих потенціалів на заземлювачі.

Блискавководи сприймають удари блискавки у визначеній зоні на себе та відводять струм блискавки в землю. Над блискавководом висотою  $h$  існує зона у вигляді перевернутого конуса з радіусом  $r=3,5h$  в основі, з якої всі розряди збирає на себе блискавковод (рис. 15.9). Ця зона називається *зоною стопроцентного ураження стержневого блискавководу*.

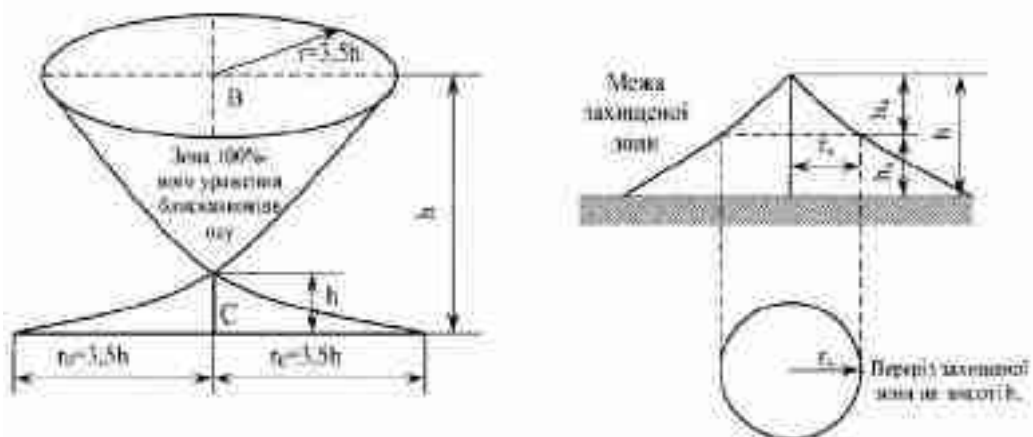


Рисунок 15.9 – Характерні зони одиночного стержневого блискавководу:

*a* – зона 100-% ураження; *б* – зона захисту

Навколо блискавковідводу є також зона, що не вражається розрядами. Ця зона захищається блискавковідводом висотою  $h$ . Мінімальна відстань від вертикалі ВС, що дорівнює  $r_0=3,5h$ , називається *радіусом зони захисту блискавковідводу на рівні землі*. Усяка споруда, що знаходиться в цій зоні захищається від прямих ударів блискавки.

Для захисту від прямих ударів блискавки залежно від площі та довжини захищеного об'єкта встановлюють один, два і більше стержневих блискавковідводів. Блискавковідвід повинен здійматися над захищеним об'єктом, що має висоту  $h_x$  (рис. 9 б), на певну висоту, що називається активною  $h_a$ .

Повна висота блискавковідводу дорівнює:

$$h = h_x + h_a. \quad (15.6)$$

Величина  $r_x$  (рис. 9 б) називається радіусом зони захисту блискавковідводу на висоті  $h_x$ , тобто на висоті захищеного об'єкта.

*Зона захисту одиничного стержневого блискавковідводу*

Радіус зони захисту  $r_x$  на будь-якому рівні  $h_x$  від поверхні землі на місці встановлення блискавковідводу обчислюється за формулою:

$$r_x = 1,6h \frac{h - h_x}{h + h_x} p, \quad (15.7)$$

де  $p$  – коефіцієнт, що залежить від висоти блискавковідводу.

Для блискавковідводів висотою до 30 м коефіцієнт  $p$  дорівнює одиниці, а у блискавковідводів висотою більше 30 м ефективність захисту знижується. Тому для визначення радіуса зони захисту блискавковідводів висотою більше 30 м коефіцієнт  $p = 5,5 / \sqrt{h}$ .

Якщо у вихідних даних відома висота даного блискавковідводу  $h$ , то значення коефіцієнта  $p$  визначається однозначно. У більшості випадків відомі значення висоти об'єкта  $h_x$  та відстань  $r_x$  від місця встановлення

блискавковідводу до найбільш віддаленої точки захищеного об'єкта. Якщо точка, наприклад  $C$ , з відомими координатами  $C(r_x, h_x)$  потрапляє досередини зони, обмеженої трикутником  $OAB$  зі сторонами  $OA=h=30$  м;  $OB=r_0=1,6h$  та  $AB$ , коефіцієнт  $p$  береться таким, що дорівнює одиниці ( $p=1$ ), тобто необхідна висота блискавковідводу  $h < 30$  м (рис. 15.10).

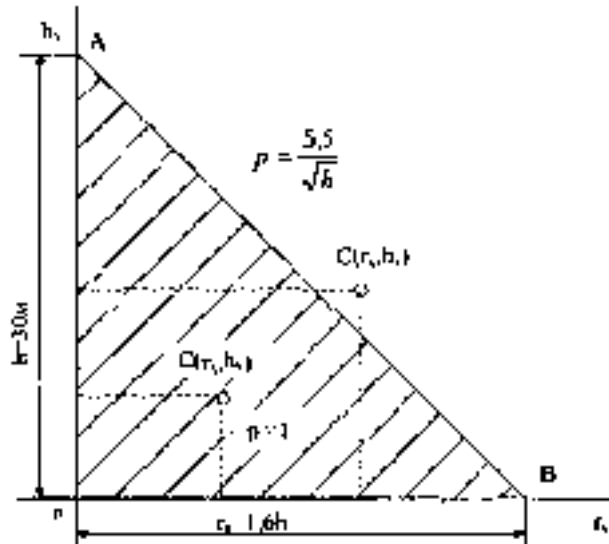


Рисунок 15.10 – Визначення коефіцієнту  $p$

Якщо ця точка виявиться за межами цієї зони, коефіцієнт  $p$  береться таким, що дорівнює  $p = 5,5/\sqrt{h}$  і для захисту даного об'єкта необхідне встановлення блискавковідводу висотою більше 30 м.

На практиці відомий скорочений метод побудови контурів захисної зони одиничного стержневого блискавковідводу (рис. 15.11 а), в якому криволінійна межа зони замінюється прямими відрізками. При цьому необхідно враховувати, що у блискавковідводах висотою більше 60 м вражається блискавкою не лише його верхівка, але і бічні частини на деякій відстані від верхівки донизу. Тому захисна зона блискавковідводів обмежується висотою  $h_0=0,92h$ . Радіус основи  $r_0$  береться таким, що дорівнює  $r_0=1,5h$ .

Тоді із побудови (рис. 15.11 а) виходить:

$$\frac{r_x}{h_0 - h_x} = \frac{r_0}{h_0} . \quad (15.8)$$

Ураховуючи, що  $r_0=1,5h$ ,  $h_0=0,92h$  із (15.8) одержимо:

$$r_x = 1,5 \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right); \quad (15.9)$$

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}. \quad (15.10)$$

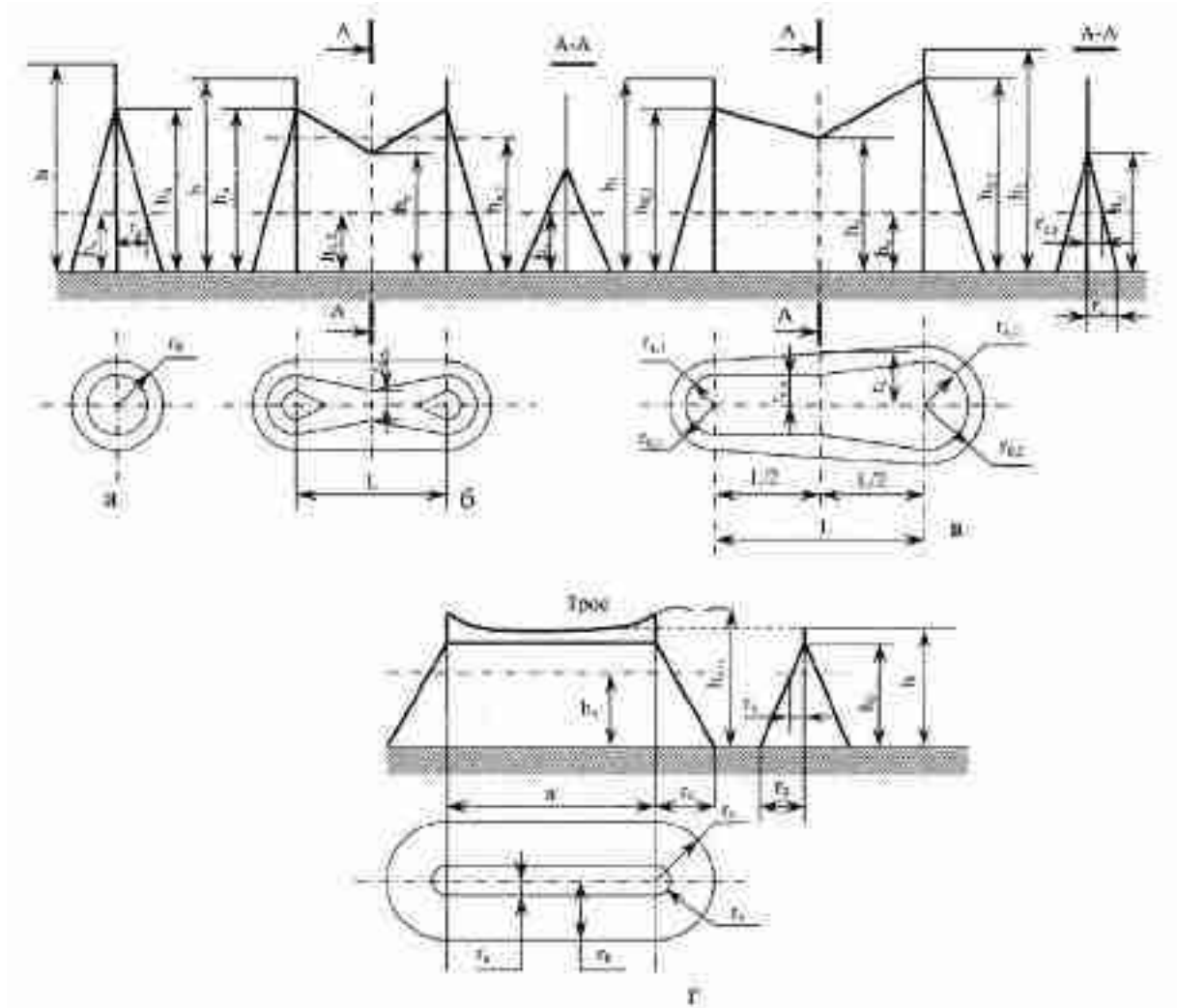


Рисунок 15.11 – Зони захисту блискавковідводів:

*a* – одиночного стержневого; *б* – подвійного стержневого;  
*в* – двох стержневих різної висоти; *г* – одиночного тросового

Розрахункові формули параметрів для побудови зони захисту одиничного блискавковідводу зведені у табл. 15.6.

*Зона захисту двох стержневих блискавковідводів*

Якщо зона захисту одного блискавковідводу не охоплює всього обладнання, яке потрібно захистити, захист виконують двома і більше стержневими блискавковідводами.

Зона, яка захищена двома блискавковідводами однакової висоти на рівні  $h_x$ , являє собою симетричну фігуру обмежену двома дугами кола та чотирма ділянками прямих (рис. 15.11 б). Відстань між центрами окружностей дорівнює відстані між осями блискавковідводів  $L$ , а радіуси окружностей  $r_x$  визначається так само, як для одиничного блискавковідводу. Розрахункові формули для визначення розміру найвужчої частини захищеної зони  $2r_{cx}$  та інших параметрів для побудови зони захисту подвійного стержневого блискавковідводу наведені у табл. 15.6. Графічна побудова зони захисту показана на рис. 15.11 б.

Якщо грозозахисний пристрій з двома стержневими блискавковідводами має стержні різної висоти, розміри зовнішньої частини захищеної зони визначають як для одиничних блискавковідводів.

Принцип побудови захисної зони для даного випадку зрозумілий з рис. 15.11 в, а розрахункові формули необхідних параметрів наведені у табл. 15.6.

Таблиця 15.6 – Розрахунок параметрів захисних зон блискавковідводів

| Тип                          | Розрахункова висота блискавковідводу | Зона захисту зі ступенем надійності 95 %                              |
|------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| Одиничний стержневий         |                                      |                                                                       |
| Подвійний стержневий         |                                      |                                                                       |
| Два стержневих різної висоти |                                      | $r_{01}, r_{02}, h_{c1}, h_{c2}$ – як для одиничного блискавковідводу |
| Одиничний тросовий           |                                      |                                                                       |

Примітки:

1. Якщо стержневі блискавковідводи знаходяться на відстані  $L \geq 5h$ , то їх треба розглядати як одиничні.
2. Зона захисту багатократного стержневого блискавковідводу однакової висоти визначається як зона захисту попарно взятих сусідніх стержневих блискавковідводів.

#### *Зона захисту багатократних блискавковідводів*

Для захисту від прямих ударів блискавки значних територій застосовують багаторазовий стержневий блискавковідвід, тобто кілька стержневих блискавковідводів, розташованих на певній відстані один від одного (рис. 15.12).

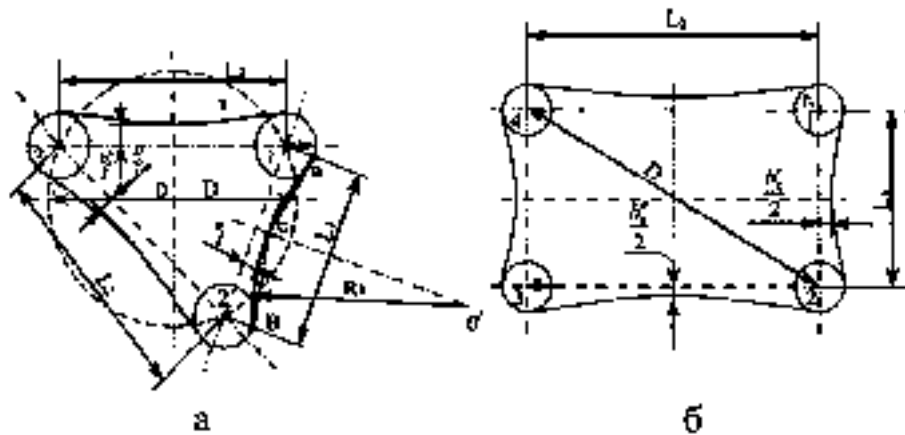


Рисунок 15.12 – Зони захисту багаторазових блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перерізі на рівні  $h_x$ : а – трьохстержневих; б – чотирьохстержневих;  
1, 2, 3, 4 – блискавковідводи

Зона захисту трьох стержневих блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перерізі на рівні  $h_x$  показана на рис. 15.12 а. Радіус зони захисту  $r_x$  для кожного блискавковідводу визначається так само, як і для одиничного блискавковідводу за формулою (15.7). Розміри  $b_{xi}$  знаходять за кривими (рис. 15.13) згідно методики, поданої нижче.

Підраховують відношення  $L_i/h_a$  та  $h_x/h$ . Із співвідношення  $h_x/h$  визначають  $h_x = A \cdot h$ . До абсциси в точці  $L_i/h_a$  встановлюють перпендикуляр до перерізу з кривою



$h_x = A \cdot h$ . Із точки перетину проводять паралельно осі абсцис лінію до перетину з ординатою на якій визначають значення  $b_{xi}/(2h_a) = B_i$ . Звідси знаходять значення  $b_{xi}/2 = B_i \cdot h_a$

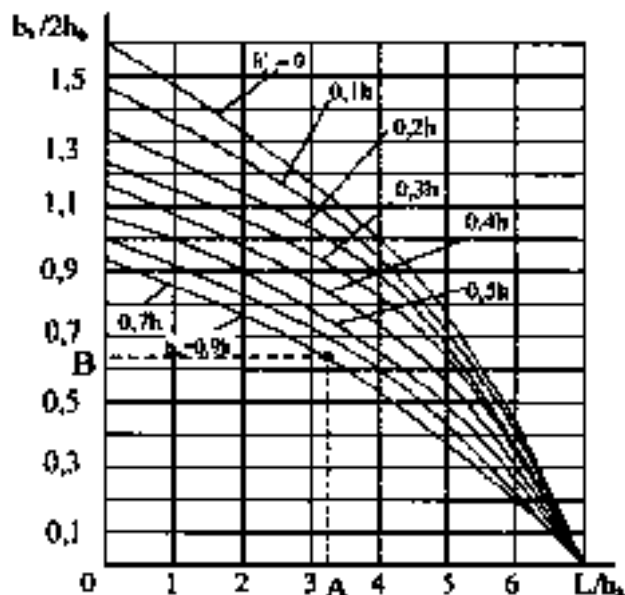


Рисунок 13 – Значення найменшої зони захисту у двох стержневих блискавковідводах висотою до 30 м для  $L/h_a = 0-7$

Встановлюючи перпендикуляр із середини відповідного відрізка  $L_i$  ( $L_1-L_3$ ) висотою  $b_{xi}/2$ , одержимо точку с (рис. 15.12 а) перетину двох прямих, що з'єднують дуги кіл є точки перетину радіусів  $г_{xi}$  відповідних захисних зон, перпендикулярних осі  $L_i$ , яка з'єднує центри цих кіл.

При більш точній побудові відрізки прямих замінюються дугою кола, наприклад радіуса  $R_1$ , центр якого знаходиться у точці  $O'$  на перетині перпендикулярів, поставлених у середині осі  $L_1$ , що з'єднує центри кіл двох суміжних блискавковідводів та середин відрізків  $ac$  і  $bc$ . При цьому радіус  $R_1$  буде дорівнювати довжині відрізка  $O'_c$  або  $R \approx 0,942L$ . Побудова зони захисту для чотирьох блискавковідводів аналогічна.

Для перевірки захищеності обладнання, що знаходиться в середині зони захисту, через точки 1, 2 і 3 розташування блискавковідводів проводять

окружність діаметром  $D$ . Умовою наявності зони захисту внутрішнього простору між блискавковідводами є нерівності:

– при висоті блискавковідводів  $h \leq 30$  м

$$D \leq 8h_a; \quad (15.11)$$

– при висоті блискавковідводів  $h > 30$  м

$$D \leq 8 \frac{5,5}{\sqrt{h}} h_a. \quad (15.12)$$

Для чотирьохстержневого блискавковідводу  $D$  приймається таким, що дорівнює найбільшій діагоналі багатокутника (рис. 15.12 б).

### *Зона захисту тросових блискавковідводів*

Основними протяжними об'єктами в системах сільського електропостачання є лінії електропередачі і підходи до підстанцій та електростанцій.

Зона захисту тросового блискавковідводу в поперечному перерізі має такі самі контури, як і одиничного стержневого блискавковідводу. Принцип побудови захисної зони легко вияснимо з рис. 15.11 г. Розрахункові формули параметрів захисної зони наведені у табл. 15.6. У даному випадку  $h_x$  відповідає висоті підвісу провoda, а  $h$  – висоті підвісу троса, а – відстань між опорами.

Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу показана на рис. 15.14 а, б. Зовнішні контури зон захисту визначаються так само, як і для одиничного.

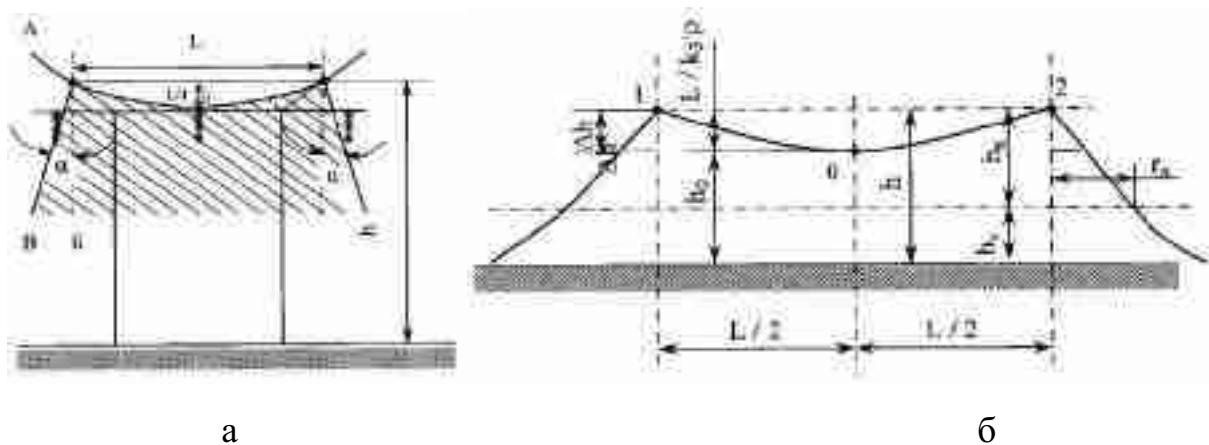


Рисунок 15.14 – Зона захисту двох тросових блискавковідводів:

а – захисний кут  $\alpha$ ; б – вертикальний переріз зони захисту

Зона захисту між тросами обмежується дугою кола, що проходить через тросові блискавковідводи та серединну точку між блискавковідводами О, яка знаходиться на висоті

$$h_0 = h - L / k_3, \quad (15.13)$$

де  $L$  – відстань між тросовими блискавковідводами;

$k_3$  – коефіцієнт, який залежить від допустимої імовірності прориву блискавки до зони захисту; при імовірності прориву не більше 0,01  $k_3=5$ ; при імовірності прориву не більше 0,001  $k_3=3$ .

Розглядаючи умови захисту зовнішніх проводів (чи проводу при одному тросі) звичайно користуються поняттям не зони захисту, а кута захисту  $\alpha$ , що утворюється прямовисною лінією від троса до землі АВ та лінією, що з'єднує трос з проводом АВ (рис. 15.14 а). Чим менший кут захисту  $\alpha$ , тим надійніше захищається провід від ураження блискавкою. Із збільшенням кута захисту  $\alpha$  та висоти опор  $h$  імовірність прориву блискавки збільшується.

Зв'язок захисного кута  $\alpha$ , з радіусом захисту  $r_x$  та активною висотою  $h_a$  встановлюється співвідношенням:

$$\frac{r_x}{h_x} = \operatorname{tg} \alpha. \quad (15.14)$$

Оцінка умов захисту проводу, розташованого між двома тросовими блискавковідводами, проводиться співвідношенням:

$$h_a \geq L / k_3. \quad (15.15)$$

Більш детально про будову захисних зон для різних блискавковідводів можна знайти у тематичній літературі.

Кількість проривів блискавки  $\beta$  на рік на захищені споруди у зоні захисту визначається виразом:

$$\beta = \psi N, \quad (15.16)$$

де  $\psi$  – імовірність проривів блискавки до зони захисту;  $\psi=0,01$  чи  $0,001$  залежно від значення об'єкта;

$N$  – сумарна кількість ударів блискавки в блискавковідвід та захищену споруду на рік, уд/рік.

Надійність захисту від прямих ударів блискавки оцінюється кількістю років  $m$  її роботи без ураження захищеного обладнання:

$$m = 1/\beta. \quad (15.17)$$

Сумарна кількість ударів блискавки на рік  $N$  в різні споруди визначається за формулами табл. 15.7.

Таблиця 15.7

| Тип споруди                                                                                                                                                               | Розрахункова формула                               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 1 Одиночний об'єкт що височить (у тому числі блискавковідвід)                                                                                                             | $N = nT\pi R^2 \cdot 10^{-6}$                      |
| 2 Група об'єктів, що височить (група блискавковідводів).<br><i>Примітка: для будівлі довжиною <math>l(м)</math>, шириною <math>m(м)</math>, висотою <math>H(м)</math></i> | $N = nTS \cdot 10^{-6};$<br>$S = (L + 7H)(m + 7H)$ |
| 3 Протяжний об'єкт (у тому числі тросовий блискавковідвід)                                                                                                                | $N = 2nTLR^2 \cdot 10^{-6}$                        |

де  $n$  – середня кількість ударів блискавки в ділянку земної поверхні площею 1 км<sup>2</sup> за 1 годину грози в місці розташування захищеного об'єкта, уд/(км<sup>2</sup>·год);  
 $n=0,06$  уд/(км<sup>2</sup>·год);

$T$  – середня інтенсивність грозової діяльності для даної місцевості, год/рік, (за картою річної грозової тривалості відповідно до ПУЕ);

$R$  – еквівалентний радіус кола, що описує площу, з якої блискавковідвід «збирає» блискавки, м;  $R=3,5h$ ;

$S$  – площа обмежена дугами кола радіуса  $R$ , описаними навколо кожного блискавковідводу, м<sup>2</sup>;

$L$  – довжина лінії, м.

## 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**

## **Конспект лекцій**

**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. 8,51

---