

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. М. Гаряжа, А. О. Карюк

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з курсу

«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ»

(частина 1)

*(для студентів денної та заочної форм навчання
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка)*

Харків – ХНУМГ ім. О. М. Бекетова – 2018

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) / 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.

Автори : В. М. Гаряжа, А. О. Карюк.

Рецензент канд. техн. наук, доц. П. П. Рожков

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол засідання № 5 від 11.11.2013 р.

ЗМІСТ

Вступ	4
1 ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	6
1.1 Типи електростанцій і їхні особливості.....	6
1.2 Альтернативна енергетика	14
1.3 Накопичувачі енергії	17
1.4 Режим електричної системи й участь електростанцій у виробництві електроенергії.....	18
1.5 Встановлена потужність електростанцій системи	19
2 ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ. КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ.....	20
2.1 Вимикачі. Вимоги до вимикачів	20
2.2 Роз'єднувачі	51
2.3 Короткозамикачі і відокремлювачі	57
3. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ (ТН).....	58
3.1 Основні поняття і визначення	58
3.2 Особливості роботи трансформаторів напруги в мережах з ізольованою нейтраллю.....	65
4. ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ	68
4.1 Основні поняття і визначення	68
5 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ	73
5.1 Основні типи, елементи конструкції.....	73
6. ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК.....	97
6.1 Основні схеми РУ	97
7. ЗАКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ (ЗРУ)	105
7.1. Вимоги до конструкцій ЗРУ	105
8. КОМПЛЕКТНІ ПРИСТРОЇ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	112
8.1 Комплектні розподільні пристрої внутрішньої установки	112
8.2 Комплектні трансформаторні підстанції	114
9 ВІДКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ (ВРУ).....	115
9.1 Вимоги до конструкцій ВРУ	115
10 РОЗМІЩЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК НА ТЕРИТОРІЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ.....	124
10.1 Розміщення РУ на території електростанції.....	124
10.2 Розміщення РУ на територіях районних і вузлових підстанцій	125
10.3 Заземлення нейтралей.....	126
10.4 Трифазна мережа з резонансно-заземленою нейтраллю.....	131
11 ДИСТАНЦІЙНЕ КЕРУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИМИ АПАРАТАМИ.....	133
11.1 Управління вимикачами з електромагнітними приводами.....	134
11.2 Блокування від багатократного включення на коротке замикання (захист від «стрибання»).....	136
11.3 Сигналізація положення вимикача.....	137
11.4 Дистанційне керування роз'єднувачами.....	140
11.5 Блокування.....	140
11.6 Блокування роз'єднувачів	141
11.7 Сигналізація в електроустановках.....	143
12 УСТАНОВКИ ОПЕРАТИВНОГО ЗМІННОГО Й ВИПРЯМЛЕНОГО СТРУМУ	144
12.1 Споживачі електроенергії змінного й випрямленого оперативного струму.....	144
12.2 Джерела оперативного змінного струму.....	144
12.3 Установки випрямленого оперативного струму.....	145
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	148

ВСТУП

В Україні добувається 5 % світового обсягу мінеральних ресурсів, але тільки 12% з них використовується (у країнах Заходу у 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.

Держава володіє досить потужним паливо-енергетичним комплексом, у якому зосереджено близько 40% капіталовкладень. Енергетичний потенціал держави становлять як органічні копалини, природні паливно-енергетичні ресурси – уран і гідроенергія, так і відновлювані джерела.

До паливно-енергетичних ресурсів відносяться:

- 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 й т.п.);
- електроенергія;
- теплова енергія.

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 тонн вугілля. Цих запасів вистачить приблизно на 400 років. Вугілля можна вважати основним енергетичним ресурсом. Його щорічний видобуток може становити 100 млн тонн, що становить приблизно 23% загальної потреби країни в первинних паливно-енергетичних ресурсах. Родовища кам'яного вугілля на 98% зосереджені в Донбасі. 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 становить приблизно 170–172 млн тонн, у т. ч. для енергетики 118–120 млн тонн. Недостатню кількість вугілля Україна імпортує з Польщі, Росії, Казахстану.

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

Перші промислові родовища газу експлуатувалися з 1921 року в районі Дашави, але на сьогодні вони практично вичерпані. У Дніпровсько-Донецькому регіоні газ почали добувати в 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.

Істотне значення для підвищення рівня самоенергозабезпечення України мають поклади уранової руди. Держава займає провідне місце в Європі по її видобутку. Розвіданих запасів уранової руди з урахуванням кількості блоків на Українських АЕС вистачить на 150 років. Український уран після очищення містить 0,7 % ^{235}U , у той час, як для роботи реакторів вітчизняних АЕС необхідно 4 %, але 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 невинуватено велику частину.

Потужність електричних станцій України становить більше 55 000 МВт, у тому числі теплові електростанції Міністерства енергетики відповідно 32 400 й 4 700 МВт (58,6 % й 8,5 %); атомні електростанції Міненерго – 13 800 МВт (25 %); блок-станцій інших відомств – 4 300 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 іде, 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 держави. 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.

1 ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Енергетична система – це сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, а також установок споживачів електроенергії й тепла, зв'язаних спільністю режимів виробництва, розподілу й споживання електричної енергії й тепла.

Частина енергосистеми, що включає в себе електростанції, електричні мережі й установки споживачів електричної енергії, становить *електричну систему*.

Електроустановкою (ЕУ) називається сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного устаткування (разом зі спорудами й приміщеннями в яких вони встановлені), призначених для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електроенергії й перетворення її в інші види енергії.

Розподільна установка (РУ) – це електроустановка, призначена для приймання й розподілу електроенергії однієї напруги апаратами, пристроями керування та захисту.

Електрична станція (ЕС) – це енергоустановка, призначена для виробництва електричної енергії чи електричної енергії та тепла, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії та необхідне допоміжне обладнання.

Підстанція (ПС) – електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, складена з трансформаторів чи інших перетворювачів електричної енергії, розподільних та керувальних установок і допоміжних пристроїв.

1.1 Типи електростанцій і їхні особливості



Рисунок 1 – Класифікація електростанцій:
КЕС – конденсаційні; ТЕЦ – теплоелектроцентралі; ГТУ – газотурбінні; ГЕС – гідроелектростанції; ГАЕС – гідроакumuлюючі; ПН – атомні на повільних нейтронах; ШН – атомні на швидких нейтронах; СЕС – сонячні; ВЕС – вітрові; ПГУ – парогазові; ДЕС – дизельні; Гео ТЕС – геотермальні; ПЕС – припливні; МГД – магнітогідродинамічні

Класифікація електростанцій наведена (рис. 1).

У даний час використовуються такі типи електростанцій:

1. Теплові (ТЕС), які підрозділяються на конденсаційні (КЕС), теплофікаційні (теплоелектроцентралі – ТЕЦ), і газотурбінні – ГТУ;

2. Гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакumuлюючі (ГАЕС);

3. Атомні електростанції (АЕС);

4. Сонячні (СЕС) або геліоелектростанції;

5. Геотермальні електростанції (ГеоТЕС);

6. Дизельні електростанції (ДЕС);

7. Припливні електростанції (ПЕС);

8. Вітроелектростанції (ВЕС);

9. Парогазові установки (ПГУ);

10. Магнітогідродинамічні електростанції (МГДЕС).

Основна частина електроенергії виробляється на теплових, атомних і гідралічних електростанціях.

1.1.2 Теплові конденсаційні електростанції

КЕС будують по можливості ближче до місць видобутку палива, і в місцях зручних для водопостачання. Їх виконують із ряду блокових агрегатів (котел – турбогенератор – підвищувальний трансформатор) потужністю від 200 до 1 200 МВт. Параметри пари для блоків 200 МВт такі: тиск 13 МПа, температура – 565°C ; для блоків 1 200 МВт відповідно 24 МПа й 540°C . Проектна потужність КЕС становить 2 400 – 3 800 МВт. Поряд із блоковими ЕС функціонують ЕС неблокового типу з параметрами пари 9 МПа, 500°C й одиничною потужністю 25 – 100 МВт.

Основні процеси теплового циклу відбуваються в таких елементах: парогенераторах – підведення тепла, перетворення води в пару; турбінах – розширення пари; конденсаторах – охолодження. За допомогою насосів високого тиску виконується стискання і нагнітання конденсату в парогенератор.

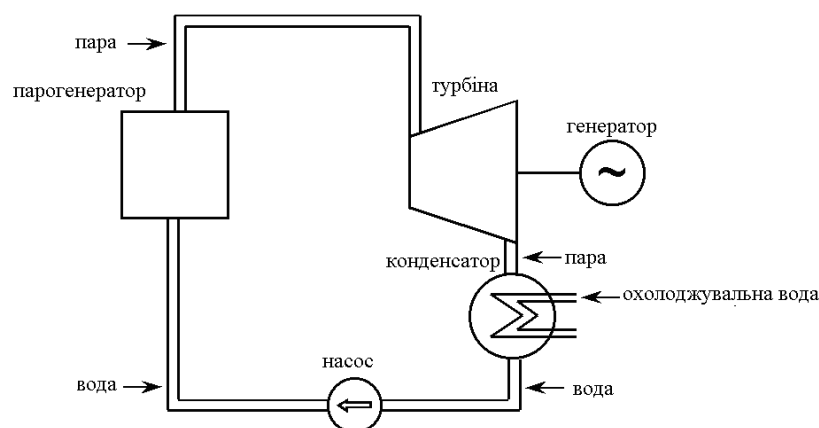


Рисунок 2 – Структурна схема КЕС

Пару для турбіни одержують у парогенераторі. Сучасний парогенератор є складною технічною спорудою висотою приблизно з п'ятиповерховий будинок. У топці спалюється нафта, газ або подрібнене у пил вугілля. Сюди ж подається підігріте повітря. Вода, що подається в парогенератор, проходить спеціальну підготовку: очищення, пом'якшення. Вміст домішок в такій воді менший ніж у питній. Отримана у парогенераторах пара перегрівається й подається по паропроводах у турбіни. Для найбільш економічної роботи турбіни необхідна частота обертання ротора 20 000 – 30 000 об./хв., але при цьому виникають величезні сили, що діють на обертові частини. Для зменшення зусиль швидкість обертання знижують шляхом використання багатоступінчастих турбін до величини 3 000 об./хв.

Пара, яка виходить з турбіни направляється для охолодження й конденсації в конденсатори, які становлять собою циліндричний корпус, усередині якого є велика кількість латунних трубок. По трубках протікає охолоджувальна вода, звичайно при $t = 10 - 15^{\circ}\text{C}$, а вихідна вода має $t = 20 - 25^{\circ}\text{C}$. Пара обтікає трубки зверху вниз, конденсується й знизу видаляється. Тиск у конденсаторі знаходиться в межах 3 – 4 кПа, що досягається за рахунок охолодження пари. Витрата охолодної води становить приблизно 50 – 100 кг на 1 кг пари. Якщо вода для охолодження пари забирається з ріки й скидається знову в ріку, то таку систему називають прямоочною. Якщо води в ріці не вистачає, споруджують ста-

вок. З однієї сторони ставка вода подається в конденсатор, а з іншого боку – скидається нагріта.

У замкнутих циклах водопостачання для охолодження води споруджують градирні. У них вода витікає струмками з отворів лотків, розприскується й, стікаючи вниз, охолоджується.

Витрата палива на $1 \text{ кВт} \times \text{год.}$ для блокових станцій становить 315–335 грам, для неблокових від 400 до 600 грам. Коефіцієнт корисної дії КЕС становить 30–40 %. Найбільше втрачається тепла в конденсаторі; з охолоджуючою водою видаляється близько 55–60 % тепла.

Особливістю роботи КЕС є те, що вони розраховані на базисний режим роботи з обмеженими можливостями регулювання, мають недостатні можливості маневру: підготовка до пуску, розворот, синхронізація вимагають 3 – 6 годин. У той же час робота блоків в Україні характеризується частими пусками й зупинками. Кількість пусків окремих блоків на ТЕС за рік досягає 300.

Найбільшими ТЕС в Україні є: Запорізька – 3 600 МВт ($3 \times 800 + 4 \times 300$); Вуглегірська – 3 600 МВт ($3 \times 800 + 4 \times 100$); Криворізька – 2 820 МВт (10×282); Бурштинська – 2 300 МВт ($8 \times 195 + 4 \times 185$); Зміївська – 2 150 МВт ($4 \times 275 + 6 \times 175$).

1.1.3 Теплоелектроцентралі

Виробництво електричної енергії на КЕС пов'язане з великими втратами тепла. У той же час багатьом галузям промисловості необхідне тепло для технологічних цілей. Тепло також необхідно для опалення будинків. У цих умовах доцільно використати енергію відпрацьованої пари для теплофікації. ЕС, які виконують функції виробництва електроенергії й теплофікації називаються ТЕЦ. Звичайно ТЕЦ будують поблизу від споживачів тепла, паливо при цьому використовується привізне. Радіус дії ТЕЦ по технологічній парі становить 1–2 км, а по гарячій воді 5–8 км.

На ТЕЦ використовуються спеціальні турбіни із проміжним відбором пари. Частина пари, що залишилася, йде на конденсатор.

Технологічна схема ТЕЦ показана на (рис. 3).

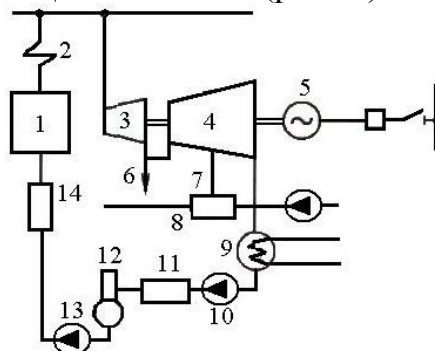


Рисунок 3 – Технологічна схема ТЕЦ:

- 1 – парогенератор; 2 – пароперегрівач; 3 – ступінь високого тиску турбіни; 4 – ступінь низького тиску;
5 – генератор; 6 – відбір пари на виробництво; 7 – відбір пари на опалення; 8 – бойлер; 9 – конденсатор;
10 – конденсаторний насос; 11 – підігрівач низького тиску; 12 – деаератор;
13 – насос живлення парогенератора; 14 – підігрівач високого тиску

Питома витрата палива на ТЕЦ залежить від режиму її роботи. Найбільш економічно ТЕЦ працюють при навантаженні, що відповідає тепловому споживанню й мінімальному пропуску пари на ступені низького тиску турбіни й у

конденсатор. При роботі ТЕЦ за електричним графіком економічність знижується. Питома витрата палива, при роботі за тепловим графіком, дорівнює 146–228 г/ кВт × год., а при конденсаційному – 278–406 г/ кВт × год. ККД ТЕЦ дорівнює 60–70 %. Станції з агрегатами до 60 МВт включно виконуються в теплотехнічній частині з поперечними зв'язками по парі й воді, в електричній – зі збірними шинами 6–10 кВ і видачею значної потужності в місцеву розподільну мережу. Станції з агрегатами 100–200 МВт виконують блокового типу з видачею потужності в мережу підвищеної напруги. При тепловому навантаженні меншому 200–300 МВт спорудження ТЕЦ неекономічне. Як ТЕЦ, так і КЕС сильно впливають на навколишнє середовище, забруднюючи його відходами й змінюючи тепловий режим. Найбільшими ТЕЦ в Україні є:

Київська ТЕЦ – 5–700 МВт (2×250 + 2×100);

Київська ТЕЦ – 6–500 МВт (2×250);

Харківська ТЕЦ – 5 470 МВт (1×250+2×110).

1.1.4 Газотурбінні установки

ГТУ мають високі маневрені якості (час пуску з холодного стану 30 – 40 хв.). Як робоче тіло в таких установках використовується суміш продуктів згоряння палива з повітрям або нагріте повітря при великому тиску й високій температурі. За конструктивним виконанням й принципом перетворення енергії газові турбіни не відрізняються від парових, але газові турбіни більш компактні. Газові турбіни в основному працюють на рідкому й газоподібному паливі.

У камеру згоряння подається паливо й повітря. Газ, що виходить з камери згоряння, з високою температурою й під тиском направляється на лопатки турбіни. Турбіна обертає генератор і компресор. Компресор необхідний для подачі під тиском повітря в камеру згоряння. Стиснене повітря підігрівається в регенераторі відпрацьованими газами. Технологічна схема ГТУ наведена на (рис. 4).

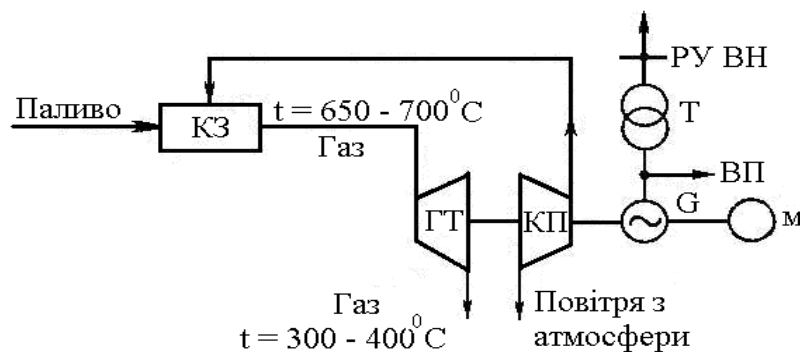


Рисунок 4 – Технологічна схема електростанції з газовими турбінами:

КЗ – камера згоряння; КП – компресор; ГТ – газова турбіна; G – генератор;

Т – трансформатор; М – пусковий двигун; ВП – власні потреби

Питома витрата палива в ГТУ відносно висока (450 – 550 г/кВт×год.). В основному ГТУ призначені для роботи в піковій частині графіка навантаження і як резерв. Перспективними є ГТУ з підземними повітряними акумуляторами. Поділ процесів стиску повітря за допомогою компресорів і його використання в газовій турбіні дозволяє при тій самій витраті палива збільшити потужність турбіни в 3 рази.

1.1.5 Парогазові установки

ПГУ використовують два види робочого тіла – пару і газ. У них частина тепла, отриманого при спалюванні палива в парогенераторі, витрачається на утворення пари необхідних параметрів, що направляється в парову турбіну. Охолоджені до 650–700 °С гази попадають на робочі лопатки газової турбіни. Відпрацьовані в турбіні гази використовуються для підігріву живильної води.

Застосовуються два типи ПГУ:

- 1) зі скиданням відпрацьованих газів у паровий котел після ГТ;
- 2) з високонапірним парогенератором, коли відпрацьовані гази направляються в ГТ.

При такій схемі у камері згоряння ГТ спалюється 30–40 % палива, а парогенераторі – решта. ККД ПГУ досягає 45 %.

1.1.6 Гідроелектростанції

В основі роботи ГЕС лежить перетворення енергії води в електричну. Потужність ГЕС залежить від величини напору й витрати води (рис. 5).

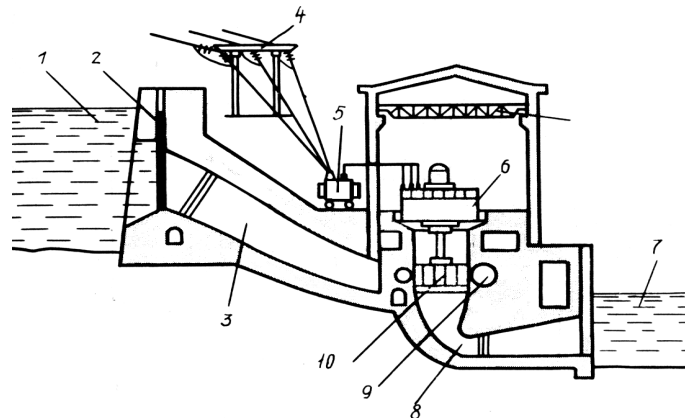


Рисунок 5 – Будова ГЕС :

- 1 – водойма; 2 – жалюзі греблі; 3 – напірний трубопровід; 4 – лінія електропередачі;
5 – підвищувальний трансформатор; 6 – генератор; 7 – нижня водойма;
8 – нижній трубопровід; 9 – спіральна камера; 10 – турбіна

Напір може створюватися за допомогою греблі (на рівнинних місцевостях) і за допомогою дериваційних (обвідних) каналів.

Потенційні ресурси великих рік в Україні становлять близько 4 700 МВт, а ресурси малих рік – приблизно 2 400 МВт. При оцінці потенційних запасів малих і середніх рік України виявлена можливість будівництва більше 2 300 малих і середніх ГЕС, які можуть за середньо-водний рік виробити близько 4 млрд кВт×год електроенергії. Більше 75 % цих запасів приходить на Карпатські ріки.

Робота ГЕС характеризується частими пусками й зупинками агрегатів. Гідротурбіни за своєю природою пристосовані до такого режиму. Гідрогенератори також можуть працювати в цьому режимі. Осьова довжина гідравлічної турбіни (ГТ) відносно мала й температурні деформації менші. Процес пуску ГТ і набору потужності повністю автоматизований і триває до декількох хвилин. Питома вартість ГЕС висока, але собівартість електроенергії нижча, тому що до складу експлуатаційних витрат не входить вартість палива.

В Україні працює сім великих ГЕС:

Київська – 361,2 МВт ($16 \times 18,5 + 4 \times 16,3$);

Канівська – 444 МВт ($24 \times 18,5$);

Кременчуцька – 625 МВт (12×52);

Дніпродзержинська – 352 МВт (8×44);

Дніпровська – 1538,2 МВт ($6 \times 113,1 + 2 \times 104,5 + 9 \times 72 + 1 \times 2,6$);

Каховська – 351 ($6 \times 58,5$);

Дністровська – 702 (6×117).

1.1.7 Гідроакумлюючі електричні станції

Графік навантаження споживачів має провали й максимуми, як протягом доби, так і протягом місяця, кварталу або року. Це означає, що в одні години необхідна більша сумарна потужність генераторів, а в інші – частина генераторів або навіть електростанцій повинна бути відключена. Кількість електростанцій й їхня сумарна потужність визначається тривалим максимумом навантаження. Це приводить до неповного використання устаткування й подорожчання електроустаткування. У міру розвитку суспільства, поліпшення добробуту нерівномірність споживання електроенергії збільшується, причому змінити кардинально це положення не можна, тому що воно залежить від усталеного режиму життя людей і ряду причин, які не залежать від людей (наприклад, освітлення включається тільки ввечері). У той же час більшість електроенергії виробляється на теплових й атомних електростанціях, для яких бажаний рівномірний графік навантаження. Звичайні парові котли й турбіни на цих станціях допускають зміну навантаження лише на 10–15 %. Дефіцит маневрених потужностей («піки» навантаження) покривається ГЕС, однак вони не завжди можуть мати достатній запас води. Проблему покриття «піків» вирішують гідроакумлюючі станції, які під час спаду навантаження накопичують воду й споживають електроенергію із системи, а під час «піків» – витрачають запас води й генерують електроенергію.

ГАЕС має верхній басейн, у якому відбувається накопичення води й агрегати для закачування води в басейн і виробництва електроенергії. Застосовується чотири- три- і двомашинне компонування агрегатів станцій.

Технологічна схема ГАЕС наведена на (рис. 6).

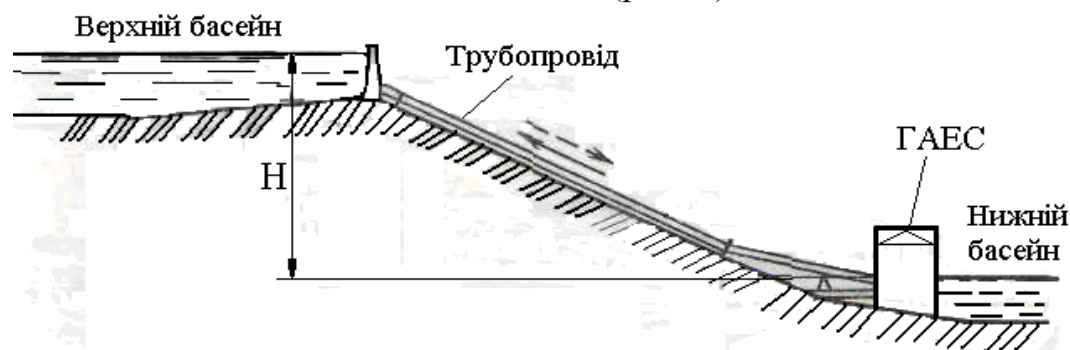
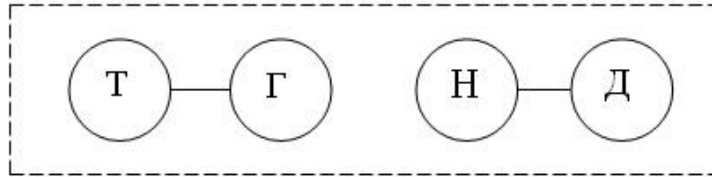


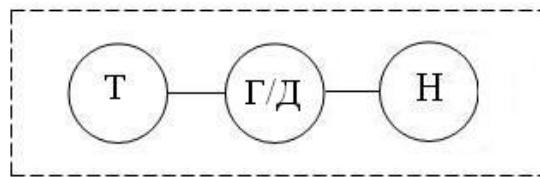
Рисунок 6 – Технологічна схема ГАЕС

При чотиримашинному компонуванні для виробництва електроенергії використовуються турбіни Т і генератори Г, а для перекачування води – електричні двигуни Д і насоси Н

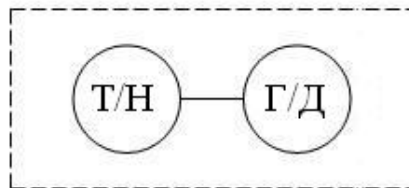


У силу незалежності роботи генератора й насоса така компоновальна схема може бути економічно більш вигідною. Наприклад, у Швейцарії на ГАЕС Гримзель генератори розташовані на одній річці, а насоси – на іншій, що протікає вище. При цьому на перекачування води у верхній басейн витрачається значно менше енергії, ніж отримується при спрацьовуванні води в турбінах.

Скорочення числа машин істотно знижує вартість ГАЕС. Об'єднання функцій генератора й двигуна в одній машині привело до тримашинного компоновання станцій.



Ефективність ГАЕС значно зросла після появи оборотних гідротурбін, що виконують функції і турбін і насосів. Таким чином, кількість машин зведена до двох.



Однак станції двомашинного компоновання мають більше низький ККД. Крім того, при такому компонованні виникає ряд технологічних складностей, наприклад пов'язаних з охолодженням, тому що вентилятори можуть працювати тільки при одному напрямку обертання.

ККД ГАЕС становить 70–75 %. Для ГАЕС характерна також відносно невисока вартість будівельних робіт. Для порівняння: на 1 кВт установленної потужності на великих річкових ГЕС потрібно 10м³ бетону, а на великих ГАЕС декілька десятків м³.

Діючими в Україні є Дністровська, Канівська, Київська і Ташлицька ГАЕС.

1.1.8 Атомні електричні станції

На АЕС енергія, одержується в результаті поділу ядер урану і перетворюється в теплову енергію пари, а потім в електричну.

АЕС відрізняється від звичайних ТЕС тільки видом палива (замість спалювання органічного палива використовується тепло розпаду ядер).

Основний елемент атомної станції – ядерний реактор – складається з активної зони, відбивача, системи охолодження, системи керування, регулювання й контролю, корпусу й біологічного захисту.

У робочі канали активної зони поміщується ядерне паливо у вигляді уранових або плутонієвих стрижнів, покритих герметичною металевою оболон-

кою. У цих стрижнях і відбувається ядерна реакція. Стрижні з ядерним паливом називаються тепловиділяючими елементами (твелями). Кількість твелів в активній зоні досягає декількох тисяч.

В активну зону поміщають також сповільнювач нейтронів, через неї проходить теплоносій, що служить для відводу тепла. Як теплоносій використовується звичайна або важка вода, водяна пара, рідкі метали, інертні гази (вуглекислий, гелій). Теплоносій обмиває в робочих каналах поверхні твелів і переносить тепло. Активна зона оточена відбивачем, що повертає в неї нейтрони, які вилітають. Керування реактором виконується за допомогою спеціальних стрижнів, що поглинають нейтрони. Стрижні змінюють потік нейтронів й інтенсивність реакції.

Тепло, що виділяється в реакторі, може передаватися робочому тілу теплового двигуна за одно-, дво- і триконтурною схемами (рис. 7).

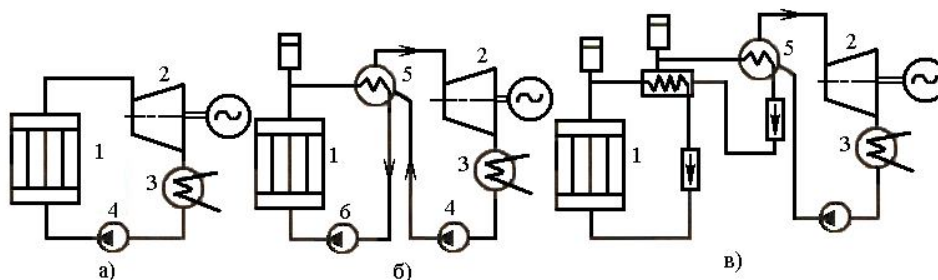


Рисунок 7 – Технологічні схеми АЕС:

а) – одноконтурна; б) – двоконтурна; в) – три контурна; 1 – реактор; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – живильний насос; 5 – парогенератор; 6 – циркуляційний насос

Кожен контур являє собою замкнуту систему. Багатоконтурна схема забезпечує радіаційний захист і створює зручності для обслуговування устаткування. Вибір числа контурів визначається типом реактора й властивостями теплоносія.

Перший контур АЕС радіоактивний і повністю перебуває в біологічному захисті. У другому контурі робоче тіло – вода й пара – не стикається з радіоактивним носієм першого контуру.

Ланцюгова реакція розподілу ядер може бути отримана за допомогою ізоотопу U^{235} . У природі зустрічається два ізоотопи U^{235} й U^{238} , але в необхідних кількостях 0,7 й 99,3 % відповідно. Ядро U^{235} дуже нестійке й ділиться при влученні в нього нейтронів будь-якої енергії. Ядро U^{238} стійке й ділиться тільки при влученні нейтронів більших енергій (швидких). Виділення нейтронів при діленні U^{238} невелике й викликати ланцюгову реакцію цього ізоотопу урану неможливо.

Імовірність захвату нейтронів ядрами в значній мірі залежить від швидкості нейтронів. Безпосередньо в момент ділення ядер швидкість нейтронів приблизно 20 000 км/с, при цьому переріз захвату нейтронів в U^{235} малий. Тому нейтрони необхідно сповільнити, пропустивши їх через речовину яка не поглинає нейтрони – воду, важку воду, графіт, берилій.

При швидкості нейтронів рівній 30 км/с настає резонансний захват нейтронів ядрами U^{238} , які утворюють Pu^{239} , подібний за своїми ядерними властивостями з U^{235} . Подальше зменшення швидкості нейтронів викликає зменшення перерізу захвату в U^{238} і збільшення його в U^{235} . Нейтрони, що мають швидкості близько 2 км/с називаються тепловими. Теплові нейтрони можуть викликати ланцюгову реакцію в незбагаченому природному урані.

При розпаді 1г урану може бути отримано 23,2 МВт×год. енергії, у той час як при спалюванні 1г вугілля всього лише 7–8 Вт×год.

При захваті нейтронів ядрами U^{238} й Th^{232} утвориться Pu^{239} й U^{233} , які здатні створювати ланцюгові реакції розподілу й, отже, можуть бути розглянуті як ядерне паливо. Таке паливо одержують у спеціальних розмножувальних реакторах. Розмножувальні реактори – виконуються з використанням швидких нейтронів. Як теплоносії у таких реакторах використовується рідкий натрій або гелій. Вода не використовується, тому що вона сповільнює рух нейтронів.

Реактори, що працюють на повільних нейтронах не дозволяють найбільш ефективно використати ядерне паливо. Реактори на швидких нейтронах мають можливість відтворення ядерного палива з часом подвоєння ядерного пального менше 10 років, але цей час великий. Потрібно 8 – 10 років, для того щоб реактор на швидких нейтронах зміг виробити плутоній, необхідний для побудови такого реактора.

Бурхливий розвиток атомної енергетики зумовлений рядом переваг у порівнянні з іншими способами одержання енергії. Основними з них є:

1. АЕС майже не залежать від місця розташування джерел сировини, внаслідок компактності ядерного палива і його легкого транспортування, але джерело водопостачання потрібне, як і для ТЕС;
2. Сприятливі перспективи має спорудження потужних енергетичних блоків, тому що з одного реактора можна одержати електричну потужність порядку 2 ГВт;
3. Достатня екологічна чистота.

В Україні діючими АЕС є: Запорізька – 6 000 МВт ($6 \times 1\,000$); Південноукраїнська – 3 000 МВт ($3 \times 1\,000$); Рівненська – 1 818 МВт ($1 \times 1\,000 + 1 \times 416 + 1 \times 402$); Хмельницька – 2 000 МВт ($2 \times 1\,000$).

Перспективним напрямком в одержанні енергії є використання реакції термоядерного синтезу легких елементів. Якщо вдасться вирішити питання керованої термоядерної реакції, то проблема палива на Землі буде вирішена на багато поколінь. Як потенційне паливо розглядаються ізотопи водню – дейтерій і тритій з атомною вагою 2 й 3 відповідно. Ці ізотопи можуть бути отримані з води. При злитті дейтерію й тритію виходять більш важкі ядра гелію й виділяється значна кількість енергії. При спалюванні 1 кг ізотопів можливо отримати енергії в 10 млн раз більше, ніж при спалюванні 1 кг вугілля.

1.2 Альтернативна енергетика

Відповідно до скорегованої «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.» у нашій країні в 2030 р. повинно вироблятися не менш 30 % від всієї електроенергії з поновлюваних джерел енергії, таких як сонце, вітер, води рік і ін. Динаміка розвитку альтернативної енергетики в Україні показана на (рис. 8).

З 2008 року в Україні почало формуватися сучасне законодавство, яке регулює й підтримує ринок енергії, що виробляється з поновлюваних джерел. Зараз зелений тариф в Україні є найвищим у світі, особливо для сонячних електростанцій, і становить 731,98 коп/кВт×год. для великих електростанцій. Звичайно, порядок видачі дозвільних документів ще далекий від досконалості, але цей процес поступово стає все простішим.

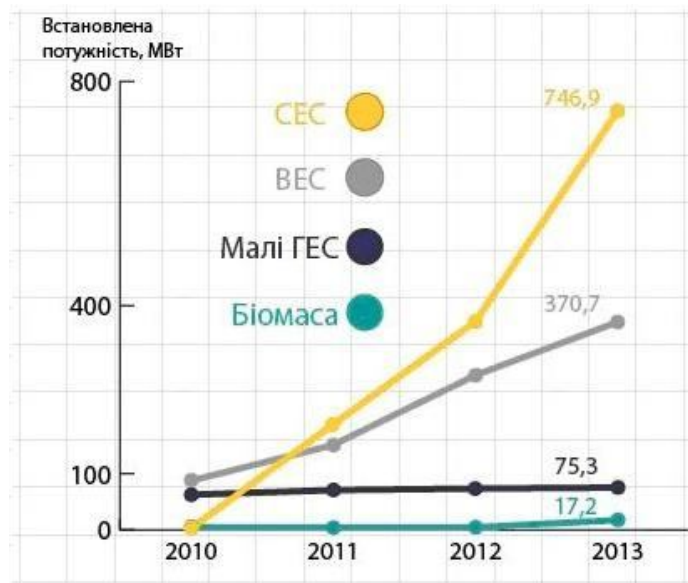


Рисунок 8 – Динаміка розвитку альтернативної енергетики в Україні

Надходження сонячної енергії в Україні становить 3 500 – 5 200 МДж/м², що приблизно відповідає рівню країн, які використовують сонячні колектори (США, Німеччина, Швеція й ін.). Практично вся територія України придатна для розвитку сонячного теплопостачання. Реальні сезони використання енергії сонця в Україні квітень – вересень, для південних районів – березень – жовтень.

Протягом останніх п'яти років обсяг ринку сонячної енергетики України зростає на 80 – 90 % щорічно завдяки більш привабливим умовам продажу електроенергії за зеленим тарифом, здешевленню кремнієвої сировини й сонячних батарей у цілому, розвитку законодавчої бази. Але головне – росте екологічна свідомість, прагнення людей жити в гармонії із природою, зберегти її для нащадків.

Серед найбільших уже реалізованих проектів, можна відзначити:

- станції лідера ринку, компанії Activ Solar, загальною встановленою потужністю 231,387 МВт, зокрема в Одеській області електростанції «Болград Солар» потужністю 34,14 МВт, Лиманська СЕС – 43,44 МВт і Приозерна СЕС – 54,8 МВт, у Миколаївській області, СЕС поблизу Вознесенська – 29,307 МВт, а також у Криму СЕС Миколаївка – 69,7 МВт;

- першу в Херсонській області електростанцію мегаватного класу в селищі Блакитне, потужністю 9,806 МВт, побудовану компанією «Соларенерго»

- дві електростанції, побудовані Холдингом Martifer Solar (Португалія) у Томашпольському і Бершадському районах Вінницької області, встановленою потужністю 4,5 МВт і 7 МВт відповідно

- перші сонячні електростанції в Івано-Франківській області: Радчевська СЕС потужністю 3,993 МВт, реалізованою компанією «Геліос Енерджі», а також Богородчанською СЕС потужністю 2,8 МВт, побудованою компанією «Еко-Оптіма»

- великий проект у Закарпатській області компанії «Сонячна енергія плюс» – електростанція встановленою потужністю 10,09 МВт.

У цілому, з врахуванням уже працюючих електростанцій, в Україні на різних стадіях реалізації сьогодні перебувають проекти СЕС загальною встановленою потужністю більше 1 350 МВт.

Вітроенергетика – це галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас в атмосфері в електричну, механічну, теплову або іншу зручну для використання.

Розвиток вітроенергетики в Україні зумовлений наявністю великого технічно доступного потенціалу енергії вітру на території країни. Для розміщення вітрових установок можуть використовуватися площі, не задіяні в господарстві, пасовища, мілководні акваторії водойм, лиманів, заток морів. Для спорудження вітрових електростанцій може бути використана практично вся територія Азовського моря. З урахуванням Чорного моря й ділянок суші, на яких можлива установка вітростанцій загальний потенціал перевищує нинішнє виробництво електроенергії в Україні. Перспективні з точки використання енергії вітру гірські райони Карпат і Криму.

Зараз у країні працює 16 ВЕС. При цьому майже третина (90 МВт) введених в експлуатацію ВЕС припадає на Запорізьку область, трохи менше – на Крим (близько 86 МВт) і Донецьку область (83 МВт).

В 2014 році всіма ВЕС материкової частини України було вироблено 1 123,7 млн кВт×год. електроенергії, що відповідає близько 0,62 % від загальної генерації електроенергії в країні або 0,9 % від загальної встановленої потужності всіх енергогенеруючих об'єктів. У порівнянні з 2013 роком вироблення електроенергії на ВЕС материкової частини України збільшилася більш ніж у два рази. В 2013 році всі українські ВЕС, включаючи АР Крим, виробили 630 млн кВт×год.

Відповідно до Енергетичної стратегії України, до 2030 року сумарна потужність українських вітроелектростанцій повинна перевищити 4 ГВт, що у відносному вираженні становить 12 % від сумарного виробництва енергії в країні.

Україна має у своєму розпорядженні значні ресурси геотермальної енергії, потенційні запаси яких оцінюються величиною 1 022 Дж., що еквівалентно запасам палива $3,4 \cdot 10^{11}$ тонн умовного палива. За різними оцінками ресурси геотермальної теплоти з урахуванням розвіданих запасів і ККД перетворення геотермальної енергії зможуть забезпечити роботу геотес загальною потужністю до 200 – 250 млн кВт (при глибинах буріння свердловин до 7 км і періодах роботи станцій до 50 років) і систем геотермального теплопостачання загальною потужністю до 1,2–1,5 млрд кВт (при глибинах буріння свердловин до 4 км і періодах роботи систем до 50 років).

В Україні найбільш перспективним для розвитку геотермальної енергетики регіоном є Закарпаття, де, за геологічними і геофізичними даними, на глибинах до 6 км температури гірських порід досягають 230–275°C. Тут легко доступними є геотермальні свердловини глибиною від 550 до 1500 м, у яких температура води становить 40–60°C, а при глибинах до 2 000 м температура зростає до 90–100°C.

В цілому, виходячи з наявних оцінок запасів геотермальної енергії, пріоритетними районами для будівництва є Керченський півострів, Закарпаття, Прикарпаття (Львівська обл.), Донецька, Запорізька, Луганська, Полтавські, Харківські, Херсонська, Чернігівська та інші області. Ресурси геотермальної енергії на території України, за своїм тепловим еквівалентом перевищують запаси тра-

диційного енергетичного палива. В Україні на даний час експлуатуються теплонасосні системи тепlopостачання загальною тепловою потужністю 8 МВт.

Технічні особливості геотермальної електроенергетики (обмежені значення верхніх температурних циклів і висока мінералізація геотермальних теплоносіїв) дуже специфічні, тому, спочатку особливу увагу необхідно сконцентрувати на введенні в дію декількох дослідно-експериментальних ТЕС невеликої потужності для відпрацювання технології й устаткування. Так, обмежені значення верхніх температур термодинамічних циклів геотес приводять до необхідності використання спеціального устаткування, спеціальних робочих тіл і збільшення кількості низько-потенційної теплоти. Висока мінералізація геотермальних теплоносіїв спричиняє необхідність використання корозієстійких матеріалів, а наявність у геотермальних водах газів – допоміжного устаткування, тобто систем газовиділення й утилізації відпрацьованого теплоносія, що приводить до значного збільшення витрат потужності на власні потреби (до 50 % і більше).

1.3 Накопичувачі енергії

Ефективне й раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів вимагає широкого використання різноманітних типів накопичувачів енергії (НЕ) з метою компенсації нерівномірності у роботі енергетичної системи, покриття піків навантаження й регулювання провалів енергоспоживання.

На сьогоднішній день як НЕ найбільше широко використовуються ГАЕС, ГТУ й ПГУ, а також системи з розділеними в часі процесами виробництва й споживання енергії.

Акумуляторами енергії можуть бути маховики, гравітаційні установки, конденсатори, хімічні й теплові акумулятори, кріо- і надпровідні соленоїди, які характеризуються найбільшим запасом енергії й високою швидкодією.

Ефективно у світовій практиці використовуються накопичувачі стисненого повітря. Для цього застосовуються соляні шахти, штреки, порожнечі після відкачки нафти й газу, підземні водоносні шари. Так, наприклад, у США використовується сховище для повітряно-акумуляторної ГТУ, у яке протягом 6 місяців було закачано 2,83 млн м³ повітря під тиском 2,07 МПа. Перший накопичувач стисненого повітря в комбінації із ГТУ потужністю 290 МВт зданий в експлуатацію у ФРН в 1978 році. Установка працює в піковому режимі протягом 2-х годин, а в базовому – 8 годин; час пуску 6 – 11 хвилин.

Теплові НЕ відрізняються тим, що їхня акумуляююча дія пов'язана з паросиловою установкою. Теплоаккумуляюючими речовинами є недорогі натуральні матеріали (вода, камінь). У складі перших НЕ є посудини з гарячою водою під тиском або з паром, парова турбіна й генератор. ККД таких накопичувачів близько 70 %.

У системах нагромадження енергії з електрохімічними генераторами накопичуються водень і кисень за рахунок електролізу води. ККД установки становить 59 % (нижче, ніж ГАЕС).

Надпровідникові індуктивні накопичувачі мають дуже високий ККД (до 98 %), відсутні обмеження по фізичних параметрах, висока швидкодія. Розміщен-

ня надпровідникових накопичувачів енергії (ННЕ) поблизу споживачів забезпечує рівномірне завантаження ЛЕП, поліпшує експлуатаційні характеристики мережі, зменшує встановлену трансформаторну потужність. Пристрої зв'язку ННЕ з електричною системою базуються на використанні мостових схем тиристорних перетворювачів, які у своєму складі мають шунтувальні вентиля й батареї конденсаторів. У Японії розроблений (ННЕ) потужністю в 1 ГВт із ККД 95 % й індуктивністю 71,8 Гн. Для стабілізації графіків електричних навантажень, істотного зниження втрат паливно-енергетичних ресурсів можливе використання різних комбінацій традиційних і нетрадиційних джерел енергії з найбільш ефективними типами накопичувачів енергії.

1.4 Режим електричної системи й участь електростанцій у виробництві електроенергії

Навантаження електричної системи складається з:

1. Навантаження споживачів, приєднаних до системи;
2. Потужності обміну із сусідніми системами (залежно від умов може змінювати напрямок);
3. Потужності власних потреб електростанцій;
4. Втрат потужності в мережах.

У загальному випадку споживання енергії й електричне навантаження нерівномірні, як протягом доби, так і протягом тижня, місяця, року.

Як правило, добовий графік (рис. 9) має два максимуми: денний – приблизно 9 – 11 годин і вечірній – приблизно 17 – 20 годин. Коефіцієнт нерівномірності навантаження ($K_{HP} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$) становить 0,5 – 0,8 і коефіцієнт заповнення

($K_{ЗП} = \frac{P_{\text{ср.доб.}}}{P_{\max}}$; $P_{\text{ср.доб.}} = \frac{W}{24}$) дорівнює 0,7 – 0,9. У добовому графіку розрізняють базову частину, що відповідає навантаженню $P \leq P_{\min}$ і змінну, коли $P_{\min} \leq P \leq P_{\text{дн.мін.}}$.

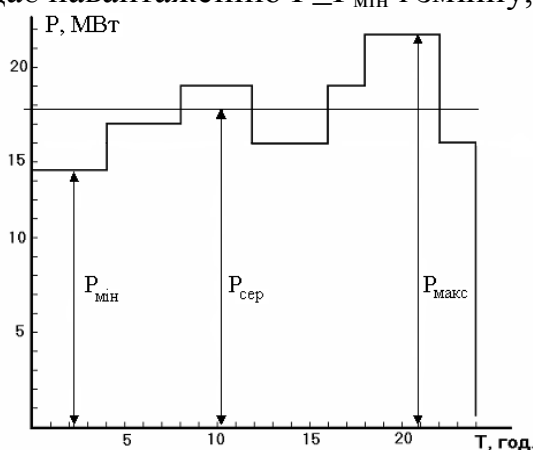


Рисунок 9 – Добовий графік навантаження

Навантаження електричної системи повинне бути розподілене між електростанціями (рис. 10).

Покриття базової частини добового графіка покладають:

1. На АЕС, регулювання потужності яких важке;

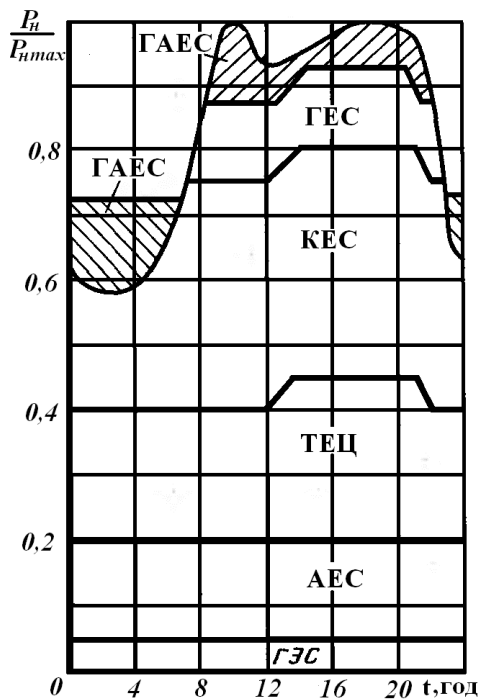


Рисунок 10 – Добовий графік навантаження системи і заповнення його електростанціями

необхідна, щоб забезпечити економічну роботу КЕС, без відключення агрегатів або різкого зниження їхнього навантаження в нічні години, а також у вихідні і святкові дні.

Режими роботи електростанцій, об'єднаних в електричну систему, визначаються диспетчерським управлінням системи з тим, щоб отримати найбільший економічний результат по системі в цілому.

1.5 Встановлена потужність електростанцій системи

Щоб забезпечити нормальну роботу енергосистеми, встановлена потужність електростанцій повинна перевищувати найбільше навантаження системи.

Відношення $\frac{P_{\Sigma \text{вст.}}}{P_{\text{нмакс}}} = K_{\text{вст.}}$ називається коефіцієнтом установленної потужності. Різниця $P_{\text{нмакс}} - P_{\Sigma \text{вст.}}$ являє собою запас установленної потужності, необхідної для резервування агрегатів у випадку їхнього виходу з ладу, а також для забезпечення надійності роботи енергосистеми і якості електроенергії.

Резервна потужність ділиться на обертовий (гарячий) резерв і холодний резерв. Гарячий резерв розосереджений в агрегатах, навантаження яких нижче номінального; холодний резерв – це непрацюючі агрегати, які можуть бути швидко введені в роботу.

З урахуванням резервної потужності, а також вимог стійкості й надійності потужність одного агрегату не повинна перевищувати 2 % установленної потужності енергосистеми. По тим ж причинам потужність найбільш великої електростанції не повинна перевищувати 8–12 % установленної потужності енергосистеми. Практика експлуатації показує, що резервна потужність повинна бути не меншою 10–15 % від установленної.

2. На ТЕЦ, максимальна економічність яких має місце, коли електрична потужність відповідає тепловому споживанню (мінімальний пропуск пари на ступені низького тиску й у конденсатор);

3. На ГЕС у розмірі, що відповідає мінімальному пропуску води, необхідному по санітарним нормам й умовам судноплавства. Під час водопілля також доцільна робота ГЕС у базовому режимі, щоб не скидати надлишок води даремно.

Покриття пікової частини графіка покладають на ГЕС і ГАЕС. Інша частина графіка, частково вирівняна навантаженням ГАЕС при роботі їх у насосному режимі, може бути покрита КЕС, робота яких найбільш економічна при даному навантаженні.

Чим більш нерівномірний графік навантаження, тим більша потужність ГЕС і ГАЕС

необхідна, щоб забезпечити економічну роботу КЕС, без відключення агрегатів або різкого зниження їхнього навантаження в нічні години, а також у вихідні і святкові дні.

2 ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ. КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ

2.1 Вимикачі. Вимоги до вимикачів

Вимикачі – це комутаційні апарати, призначені для вмикання та вимикання електричних кіл напругою вище 1 кВ в нормальному режимі та вимикання кіл в аварійних режимах.

Вимикачі класифікуються: – за кількістю фаз (одно-, дво- та трифазні);
– за місцем розташування (зовнішньої та внутрішньої установки);
– за часом вимикання (до 0,08 с – швидкодіючі; до 0,12 с – прискореної дії; до 0,25 с – не швидкодіючі).

До вимикачів пред'являються такі вимоги: 1) надійність в роботі і безпека для оточуючих; 2) можливо малий час відключення; 3) по можливості малі габарити і маса; 4) простота монтажу; 5) безшумність роботи; 6) порівняно невисока вартість.

Найбільш характерною ознакою вимикачів є спосіб гасіння електричної дуги, тому найчастіше їх класифікують за цією ознакою, (рис. 11)



Рисунок 11 – Класифікація вимикачів за способом гасіння дуги

Вимикачі, які використовуються сьогодні, в більшій або меншій мірі відповідають перерахованим вимогам.

Вимога надійності є однією з найважливіших, оскільки від надійності вимикачів залежить надійність роботи енергосистеми, отже, і надійність електропостачання споживачів. Термін служби вимикача складає не менше 20 років.

Вимогу швидкодії слід розуміти як можливо малий час відключення кола при КЗ.

Час відключення обчислюється від моменту подачі команди на відключення до згасання дуги у всіх полюсах. Приблизно до 1940 р. час, відключення вимикачів напругою 110 кВ і вище складав 8 – 10 періодів. Пізніше цей час був зменшений до 6 і 4 періодів. На сьогодні велика частина вимикачів на напругу 110 кВ і вище мають час відключення 2 періоди, але вже є одноперіодні вимикачі (20 мс). Зменшення часу відключення КЗ (наприклад, від 4 до 2 періодів) вельми бажане з наступних міркувань: а) збільшується запас стійкості паралельної роботи станцій системи, отже, збільшується пропускна спроможність ліній передачі; б) зменшуються пошкодження ізоляторів і дротів ліній електричною дугою; в) зменшується небезпека дотику до заземлених частин РУ; г) зменшуються механічні і напруги в елементах устаткування, викликані електродинамічними силами.

Вартість одноперіодних вимикачів значно вища вартості двоперіодних, проте додаткові капіталовкладення компенсуються збільшенням потужності, яку можливо передати лінією. Одноперіодні вимикачі необхідні також для струмообмежувальних пристроїв, що отримали вживання останнім часом.

2.1.1 Масляні вимикачі

Масляні вимикачі з'явилися в кінці 19-го сторіччя, і приблизно до 1930 р. були єдиним видом апарату для вимикання в мережах високої напруги. Розрізняють масляні вимикачі двох видів – бакові і мало-масляні. Методи деіонізації дугового проміжку в цих вимикачах однакові. Відмінність полягає лише в ізоляції контактної системи від заземленої основи і в кількості масла.

Бакові вимикачі. У вимикачах цього виду дугогасні пристрої полюсів поміщені в заземлений бак, заповнений маслом, яке використовується як газогенеруюча речовина, а також для ізоляції контактної системи від заземленого бака. Нижче наведено як приклад опис вимикача типу У-220-40 з номінальною напругою 220 кВ і номінальним струмом відключення 40 кА (рис. 12).

Вимикач призначений для зовнішньої установки. Кожному полюсу відповідає особливий бак циліндричної форми з верхньою частиною, що розширюється, пристосованою для установки прохідних ізоляторів 2 і трансформаторів струму 3. Внутрішня поверхня бака була викладена ізоляційним матеріалом 4. До нижніх фланців ізоляторів прикріплені дугогасні камери 5 з шунтувальними резисторами 6. Рухомі контакти укріплені на траверсі 7, що приводиться в рух приводом за допомогою ізоляційної штанги 8 і системи важелів 9. В положенні «ввімкнено» траверса 7 знаходиться у верхньому положенні, контакти замкнуті, механізм вимикача замкнутий. В процесі відключення рухома система звільняється і під дією пружин переміщується вниз. Контакти розмикаються і дуга гаситься. В положенні «вимкнено» контактна траверса знаходиться внизу, дещо вище днища бака (див. пунктир). Тут розташований пристрій 10 для підігріву масла в зимовий час.

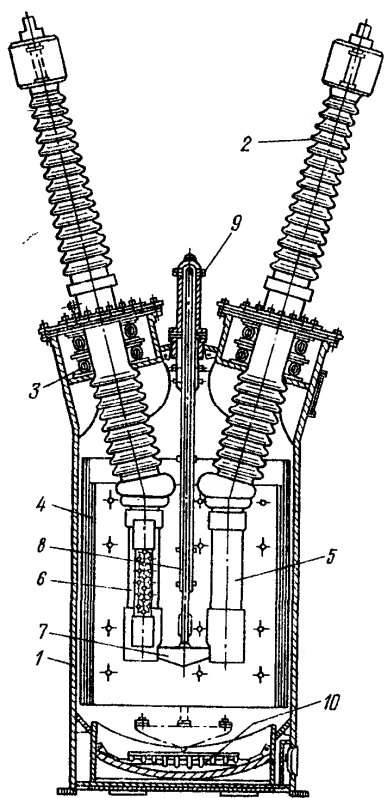


Рисунок 12 – Полюс трибакового масляного вимикача У-220-40

Баки залиті маслом. Під кришками залишається деякий об'єм повітря («повітряна подушка»), яке при сильному газотворенні витісняється разом з газами назовні через газовідвідну трубу (на рис. 12 не показана). Шар масла над дугогасними камерами повинен бути достатнім, щоб забезпечити надійне охолодження газів, що утворюються в процесі відключення, до зіткнення їх з повітрям під кришкою щоб уникнути запалювання. Дугогасний пристрій вимикача показаний на (рис. 13). В циліндрі 1 з ізоляційного матеріалу закріплені, дві камери поперечного масляного дуття (2 і 3), з'єднані послідовно. Нерухомі і рухомі контакти, цих камер позначені відповідно, 4, 5 і 6, 7. При вмиканні вимикача рухома траверса з двома циліндровими контактами (на рисунку не показана) підіймається і входить в зіткнення з корпусом. При подальшому її русі підіймаються рухомі контакти 5 і 7 і з'єднуються з нерухомими контактами 4 і 6. Механізм вимикача замикається.

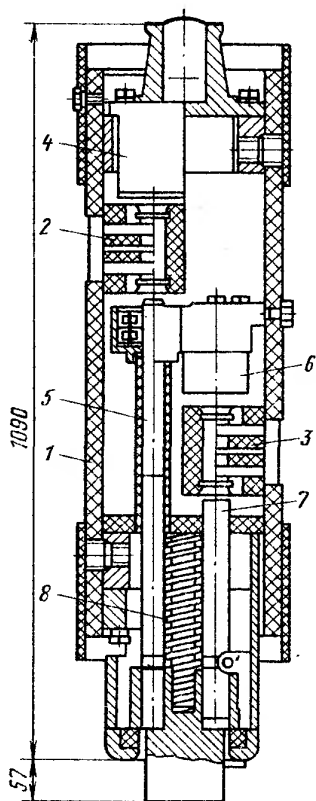


Рисунок 13 – Дугогасний пристрій вимикача У-220-40

При відключенні вимикача рухома траверса разом з контактами 5 і 7 опускається і в розривах утворюються дуги, які гасяться у відповідних камерах. Ходу рухомих контактів вниз сприяє пружина 8. Шунтувальні резистори (рис. 12), забезпечують рівномірний розподіл напруги між дугогасними пристроями.

Гази, що викидаються з дугогасних пристроїв при відключенні струму КЗ, надають шару масла, що знаходиться над ними, велику кінетичну енергію. Масло ударяється в кришку бака. Швидкість масла в момент удару досягає 10 – 20 м/с, а сила, направлена вгору, досягає 150 кН. При подальшому падінні масла виникає сила, направлена вниз, яка складає близько 300 кН. Вона сприймається фундаментом.

Маса вимикача (три полюси) без масла складає 28 т, а маса масла – 27 т. Вимикач встановлюється на бетонній підставі заввишки 0,5–0,8 м над рівнем землі. Незахищені струмопровідні частини знаходяться на неприступній висоті і не є небезпечними для людей, які обслуговують установку. Три полюси управляються загальним електромагнітним або

пневматичним приводом.

При ремонті вимикача необхідно спустити масло. З цією метою передбачають відповідні трубопроводи і ємності. Для доступу до контактної системи в стінках баків були передбачені люки достатнього розміру, щільно що закриваються кришками на болтах.

Баківі масляні вимикачі прості у виготовленні. Вартість їх відносно невисока. Наявність вбудованих трансформаторів струму є їх перевагою. У зв'язку з удосконаленням конструкцій дугогасних пристроїв небезпека вибуху і пожежі практично виключена. Проте великий об'єм масла утрудняє доступ до контактної системи і збільшує час, необхідний для ремонту. Фундаменти для таких вимикачів повинні бути розраховані на значні динамічні навантаження. Час відключення вимикача складає 4 періоди.

Вимикачі аналогічної конструкції (але з меншими розмірами) будують також для номінальних напруг 110 і 35 кВ.

Маломасляні вимикачі. У вимикачах цього типу масло служить тільки газогенеруючою речовиною. Для ізоляції струмопровідних частин використовують фарфор, склопластик, текстоліт і інші ізоляційні матеріали. Маломасляні вимикачі виготовляються для номінальних напруг від 6 до 220 кВ для внутрішньої і зовнішньої установки. Вони мають менші розміри і масу в порівнянні з баковими вимикачами. Відносно невелика кількість масла полегшує догляд і ремонт.

У вимикачах для номінальних напруг до 35 кВ контактна система і дугогасні пристрої вміщені в невеликі бачки, ізольовані від заземленої основи парце-

ляновими ізоляторами. Бачки можуть бути металевими (в ранніх конструкціях) або з склопластику. Як приклад на (рис. 14) показаний досить поширений вимикач типу ВМП-10 (вимикач маломасляний підвісний) для номінальної напруги 10 кВ і внутрішньої установки. Основа вимикача виконана у вигляді сталевій рами 1, яка кріпиться вертикально на стіні або каркасі розподільної установки. В рамі розміщені вал вимикача 2, відключаюча пружина і буферний пристрій 3. До рами прибудований електромагнітний або пружинний привід. Бачки прикріплені до рами за допомогою фарфорових ізоляторів 4. Вал 6 кожного бачка з'єднаний з валом 2 вимикача ізолюючою тягою 5. Кількість масла складає всього 4,5 кг. Номінальний струм відключення вимикача ВМП-10 складає залежно від виконання від 20 до 31,5 кА, номінальний струм – від 630 до 3 200 А. Час відключення складає 0,12 с (6 періодів).

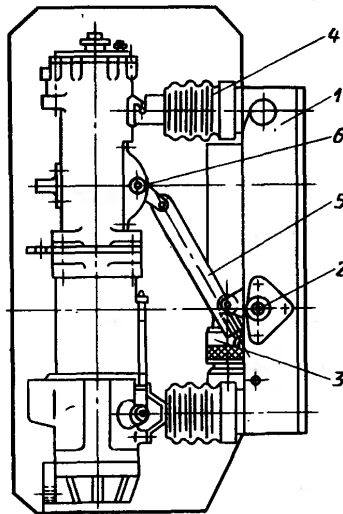


Рисунок 14 – Маломасляний вимикач типу ВМП-10

Вимикач типу ВМП-35 з номінальною напругою 35 кВ має аналогічну, конструкцію. Номінальний струм відключення дорівнює 10 кА.

Маломасляні вимикачі 10 – 20 кВ з великою комутаційною здатністю (до 90 кА) і номінальним струмом до 11 кА мають дещо іншу конструкцію (рис. 15).

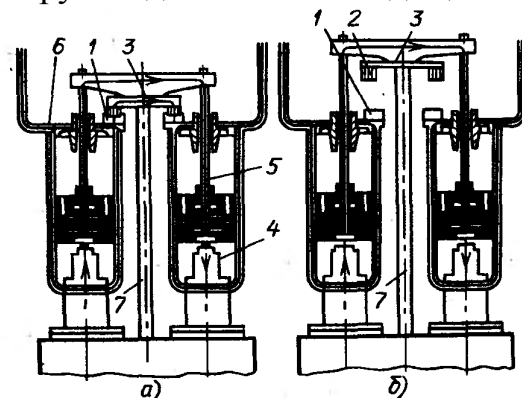


Рисунок 15 – Контактна система і дугогасний пристрій масляного вимикача типу МГ-10

Вони мають по два металеві бачки на полюс. Контактна система розділена на головні і дугогасильні контакти. Нерухомі частини головних контактів виконані у вигляді тригранних призм і розташовані на кришках бачків. Рухомі час-

тини 2 (пальцевого типу) прикріплені до контактної траверси 3. Число пар пальців визначається номінальним струмом. Нерухомі частини дугогасильних контактів розеткового типу 4 укріплені в днищах бачків. Рухомі частини у вигляді круглих стрижнів 5 прикріплені до контактної траверси і входять в бачки через прохідні ізолятори. В положенні «ввімкнено» (рис. 15, а) більша частина струму проходить від затиску 6 по кришці бачка до головних контактів 2, траверси 3 і далі до затиску другого бачка. Менша частина струму відгалужується від основного шляху і проходить стінками першого бачка, розетковому контакту 4, рухомому контактному стрижню 5 до траверси і далі аналогічно до другого бачка. В процесі відключення (рис. 15, б) спочатку розмикаються головні контакти і весь струм зміщується в дугогасильні контакти. При розмиканні останніх в нижніх відсіках бачків загоряються дуги, які гаснуть в гасильних камерах у міру просування контактних стрижнів вгору. При вмиканні вимикача спочатку замикаються дугогасильні, а потім головні контакти.

Гасильні камери складаються з ряду дисків з ізоляційного матеріалу, які скріплені шпильками. В дисках є вирізи, що створюють центральний канал для контактного стрижня, а також «кишені» для масла і вихлопні канали для газів – продуктів розкладання масла. Тиск в камерах досягає 8 МПа, що сприяє утворенню сильного газового дуття, направленою радіально і частково вздовж каналу дуги. Після згасання дуги газу виходять з бачків через масловіддільники і газовідвідні труби (не показані). Масляні пари конденсуються, і масло стікає в бачки.

Контактні траверси з рухомими контактними стрижнями в процесі відключення приводяться в рух потужними відключаючими пружинами, які за допомогою ізоляційних штанг 7 з'єднані через передавальний механізм з валом вимикача. Зовнішній вигляд вимикача показаний (рис. 16). Його час відключення складає 6–7 періодів.

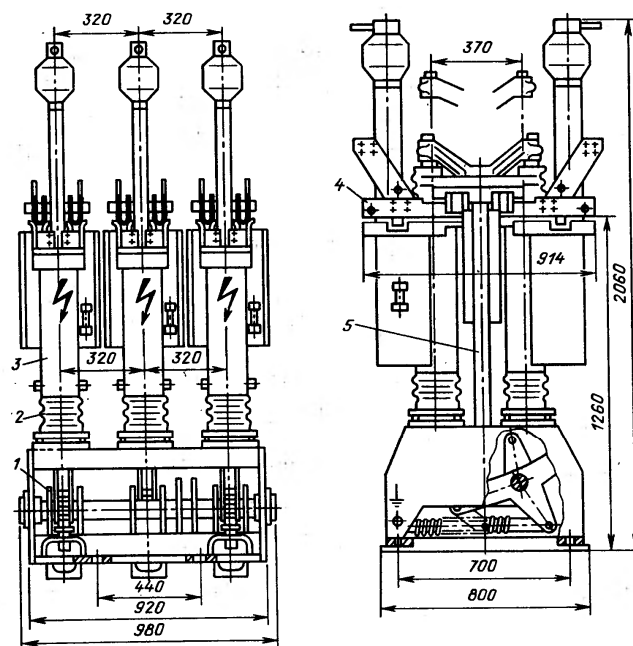


Рисунок 16 – Маломаляний вимикач МГГ-10-5000-63У3:

1 – рама з механізмом; 2 – опорний ізолятор; 3 – бачок;
4 – головні контакти; 5 – ізоляційна тяга

Маломасляні вимикачі 35–110 кВ. Маломасляні вимикачі випускаються на номінальну напругу 35, 110 і 220 кВ. На рисунку 17 показаний вимикач типу ВМТ-110 номінальною напругою 110 кВ, номінальним струмом 1 250 А і номінальним струмом відключення 25 кА.

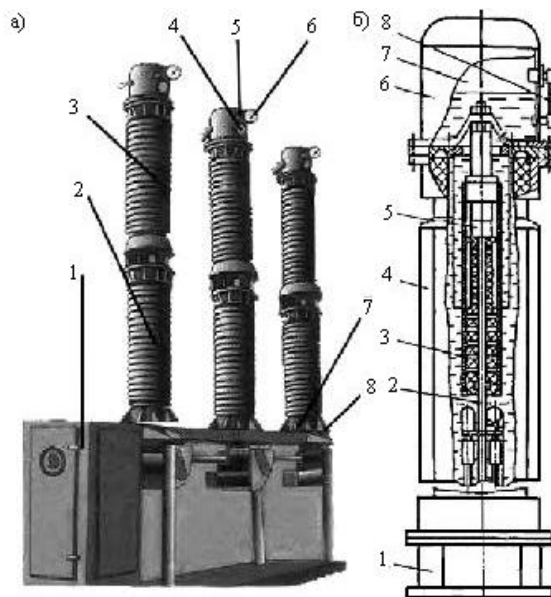


Рисунок 17 – Вимикач маломасляний ВМТ-110:
а) загальний вигляд; б) дугогасильний модуль

Вимикач складається із сталеві підстави 7 (рис. 17, а), на якій встановлено три фарфорові колони. Нижня частина кожної колони є порожнистим фарфоровим ізолятором 2, усередині якого розміщена склопластикова тяга для передачі руху від приводу 1 через механізм керування 8 до системи керування рухомими контактами. Верхня частина колони, заповнена трансформаторним маслом, являє собою дугогасильний пристрій 3. Рівень масла контролюється за допомогою масловказівника 4. Поруч із ним на ковпаку 5 кожного полюса розташовується манометр 6 для контролю надлишкового тиску в дугогасильному пристрої. Дугогасильний пристрій заповнений стислим азотом (0,5 – 1 МПа), що забезпечує надлишковий тиск, який сприяє підтримці високої електричної міцності міжконтактного проміжку (що особливо важливо при роботі вимикача, в циклі АПВ), підвищенню зносостійкості контактів і збереженню високого рівня внутрішньої ізоляції незалежно від зовнішніх атмосферних умов. Надлишковий тиск утворюється перед пуском вимикача в експлуатацію й, завдяки надійній герметизації, зберігається у вимикачі до чергової ревізії.

Дугогасильний пристрій (рис. 17,б), сприймає механічні напруги при роботі вимикача і складається з дугогасильної камери 3, нерухомого контакту 5, ковпаку 6, струмовідводу 1 з рухомим контактом 2. Камера розташована усередині встановленого на струмовідводі склопластикового циліндра, який захищає фарфоровий корпус 4 від впливу тиску, що виникає при гасінні дуги. На ковпаку 6 встановлений масловказівник 8 і манометр, а всередині над рівнем масла знаходиться буферна порожнина 7. Для скріплення металевих частин використовують шпильки з гайками, а для герметизації – ущільнююче кільце. Знизу дугогасильний пристрій закривається колодкою із центральним отвором для рухомого контакту.

Вимикач забезпечений пружинним приводом, час відключення складає 3 періоди. У вимикачів передбачений пристрій для підігріву масла в зимових умовах. Із звичайним трансформаторним маслом вимикачі можуть працювати при температурі до -45°C , а з низькотемпературним маслом при температурі до -60°C .

Вимикач ВМТ-110 відноситься до швидкодіючих, його власний час відключення становить 0,03 – 0,035 с, а повний – 0,05 – 0,06 с.

Вимикач, типу ВМТ-220 складається з трьох окремих полюсів. Кожний полюс має два послідовно з'єднаних дугогасильних пристрої, встановлених на двох опорних ізоляторах 110 кВ. Полюс управляється таким же приводом, як і у вимикачів 110 кВ. Номінальний струм вимикача дорівнює 1 250 А, номінальний струм відключення – 25 кА. Впровадження вимикачів серії ВМТ дозволило припинити виробництво бакових вимикачів типів МКП-110 і У-220.

Для електроустановок напругою 35 кВ випускається маломасляний вимикач типу ВМУ-35 в трьохполюсному виконанні. Він призначений для заміни вимикачів типу ВМК-35 і бакових вимикачів типу МКП-35.

2.1.2 Елегазові вимикачі

Елегазові вимикачі є одними з найбільш перспективних, особливо на напругу 110 та 220 кВ.

Елегаз (SF_6 – шестифториста сірка) являє собою інертний газ, щільність якого перевищує у 5 разів щільність повітря. Електрична міць елегазу у 2 – 3 рази перевищує міцність повітря. При тиску 0,4 МПа його електрична міцність перевищує міцність трансформаторного масла. При атмосферному тиску у елегазі дуга може бути ліквідована зі струмом, який у 100 разів перевищує струм, що вимикається у повітрі при тих же умовах.

Елегаз є «електронегативним» газом. Його молекули мають властивість захоплювати електрони. При цьому створюються малорухомі важкі негативні іони, які з малою швидкістю пересуваються в електричному полі. Така властивість елегазу пояснюється його хімічними властивостями. Втрата електронів робить дугу нестійкою і вона легко погасає. У струменю елегазу, тобто при газовому дугті, поглинання електронів з дугового стовбура здійснюється ще більш інтенсивно. Висока діелектрична міць елегазу забезпечує необхідний ступінь ізоляції при мінімальних відстанях.

Горіння дуги в елегазі при вимиканні будується на генерації дугою високо-температурного провідникового середовища (плазми). Для гасіння дуги необхідно мати дугогасильну камеру, яка забезпечує одночасно охолодження та видудання плазми елегазом під високим тиском. У зв'язку з цим, сучасні дугогасильні камери елегазових вимикачів мають складну конструкцію.

В елегазових вимикачах застосовують автопневматичні дугогасильні пристрої, в яких газ у процесі відключення стискується поршневым пристроєм і направляється в зону дуги. Елегазовий вимикач є замкнутою системою без викиду газу назовні.

Принципова схема дугогасильного пристрою елегазового вимикача наведена (рис. 18).

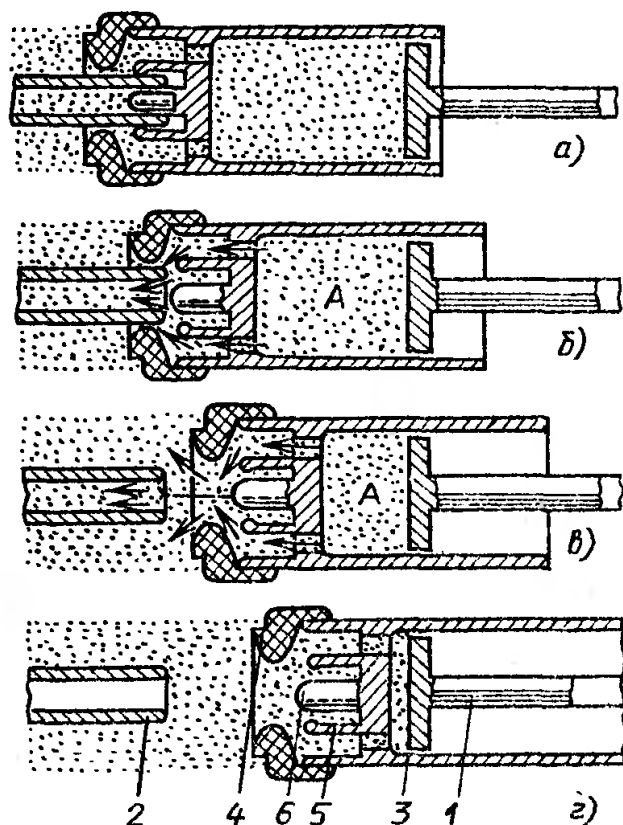


Рисунок 18 – Схема автопневматичного гасильного пристрою елегазового вимикача з одностороннім дуттям:
 а) – положення «ввімкнено»; б) – початкова фаза відключення;
 в) – кінцева фаза відключення; г) – положення «вимкнено»

Поршень 1 і порожній контакт 2 нерухомі. Циліндр 3 із соплом 4 з фторопласта з розетковим контактом 5 переміщуються по горизонтальній осі за допомогою пневматичного приводу (на рисунку не показаний). Рисунок 18,а відповідає положенню «ввімкнено»: контакти 2 і 5 замкнуті. У процесі відключення (рис. 18,б) циліндр 3 переміщується приводом вправо. При цьому газ у порожнині А стискується, контакти розмикаються й між ними утворюється дуга. Після виходу допоміжного електрода 6 із внутрішньої порожнини контакту 2 газ починає витікати через цю порожнину. Якщо струм відключення малий (порядку декількох десятків ампер), потік газу через внутрішню порожнину контакту 2 достатній, щоб погасити дугу при відносно невеликій її довжині протягом приблизно 10 мс. При відключенні струму КЗ (рис. 18,в) гасіння дуги відбувається після виходу контакту 2 із сопла 4, коли внаслідок тиску газу, що збільшується, в порожнині А створюється сильний потік газу крізь стовп дуги. При вмиканні вимикача циліндр із соплом і розетковим контактом переміщуються вліво. Більше ефективним є гасильний пристрій аналогічної конструкції, але із двостороннім дуттям. Елегазові вимикачі за конструкцією досить різноманітні, але принципово не відрізняються один від одного.

На рисунках 19 – 21 показані елегазові вимикачі деяких типів.

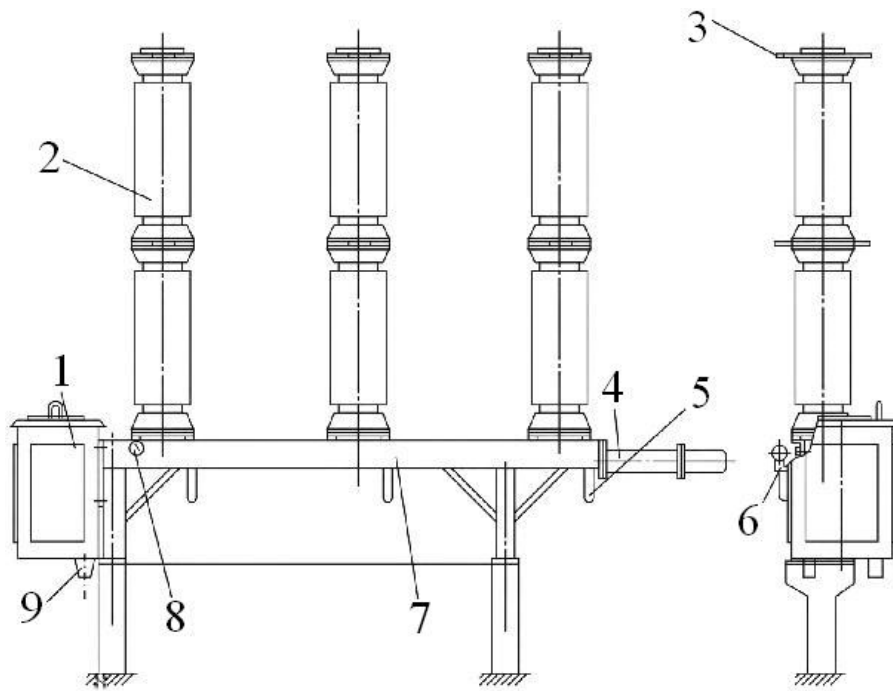


Рисунок 19 – Загальний вигляд вимикача ВГТ–110П:
 1 – привід; 2 – ізоляційні колони; 3 – вивід; 4 – пристрій вимикання; 5 – труба;
 6 – сигналізатор тиску; 7 – рама; 8 – показчик положення; 9 – кабельна муфта

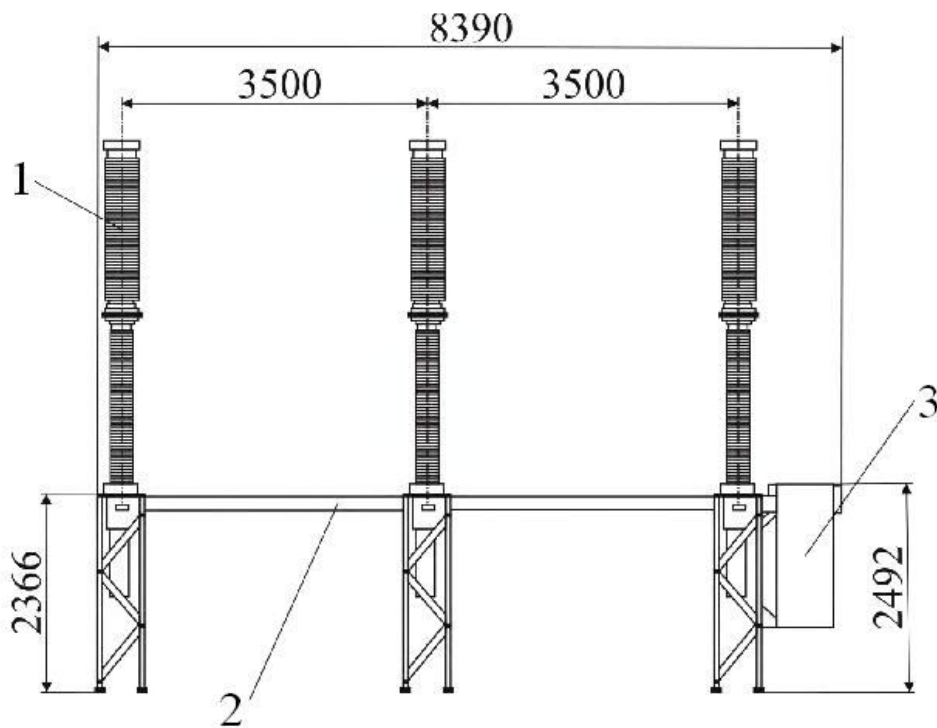


Рисунок 20 – Загальний вигляд вимикача LTB D1:
 1 – полюс; 2 – опорна рама; 3 – блок приводу

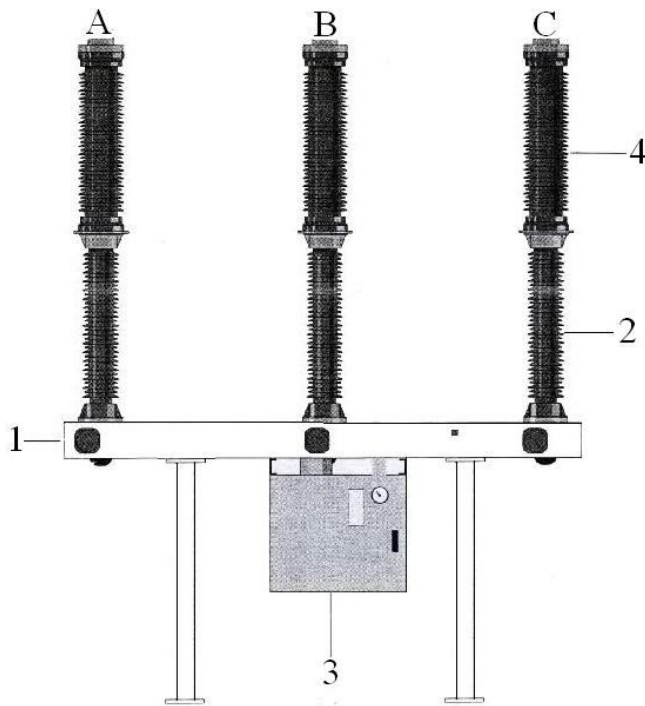


Рисунок 21 – Загальний вигляд вимикача ZAPIFG:

1 – несуча опора; 2 – опорний ізолятор; 3 – блок приводу; 4 – дугогасильна камера

2.1.3 Повітряні вимикачі

У повітряному вимикачі стиснене повітря виконує дві функції – гасіння дуги й керування механізмом самого вимикача. Ізоляція струмопровідних частин від землі здійснюється порцеляною.

Конструкційні схеми повітряних вимикачів, застосовуваних на підстанціях, в основному визначаються способом створення ізоляційного проміжку між контактами вимикача, що перебуває у відключеному стані, способом подачі стисненого повітря в дугогасильний пристрій, системою керування вимикачем, наявністю шунтувальних резисторів і подільників напруги й деяким іншими особливостями.

На рисунку 22 представлені дві принципово відмінні конструкційні схеми повітряних вимикачів напругою 110 кВ і вище. За схемою (рис. 22,а) виконувалися вимикачі з наповненими повітрям віддільниками серії ВВН і їхньої модифікації ВВШ (обидві серії зняті з виробництва, але перебувають ще в експлуатації), а за схемою (рис. 22, б) виконуються вимикачі бакового типу серії ВВБ. Цій серії вимикачів властиві особливості, що істотно відрізняють їх від повітряних вимикачів серій ВВН і ВВШ:

- уніфікація вузлів на всі класи напруги;
- можливість опорного й підвісного виконання (для надвисоких напруг);
- відсутність порцелянових ізоляторів, які перебувають під тиском стисненого повітря, що забезпечує їх вибухобезпеку;
- незалежне дуття в кожному розриві, тобто усунення взаємного впливу сусідніх розривів у момент гасіння дуги;
- більша розривна потужність.

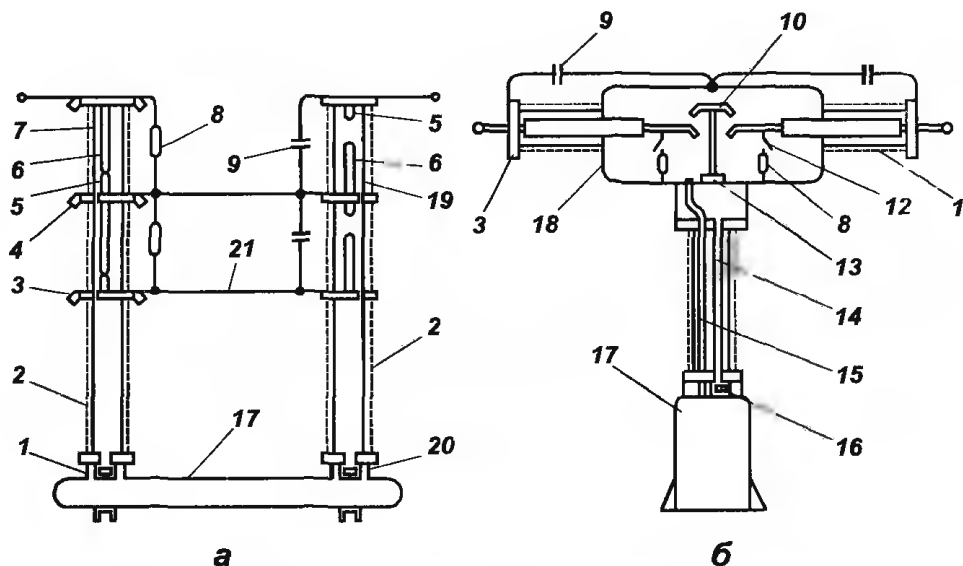


Рисунок 22 – Принципові конструктивні схеми повітряних вимикачів на 110 кВ: а – серія ВВШ (ВВН); б – серія ВВБ:

1 і 13 – дуттьові клапани дугогасильної камери; 2 – порцеляновий опорний ізолятор, 3 – фланець; 4 – вихлопний клапан; 5 – нерухомий контакт; 6 – рухомий контакт; 7 – дугогасильна камера; 8 – резистор; 9 – ємнісний подільник напруги (в нових конструкціях вимикачів на 110 кВ не застосовується); 10 – траверса з рухомими контактами; 11 – порцелянова сорочка; 12 – додатковий контакт; 14 – імпульсний повітропровід; 15 – основний повітропровід; 16 – клапани вмикання й вимикання; 17 – резервуар стисненого повітря; 18 – металева камера; 19 – віддільник; 20 – дуттьовий клапан віддільника; 21 – трубчаста шина

Вимикачі серії ВВШ (рис. 22, а). Підставкою кожного полюса служить резервуар зі стисненим повітрям 17. Вимикачі мають дві контактні системи, з'єднані послідовно. Перша – контактна система дугогасильних камер, контакти якої лише короткочасно розходяться на час гасіння дуги. Друга – контактна система віддільників 19, що відключає струм, обмежений шунтувальними резисторами, і утворює надійний ізоляційний проміжок при відключеному положенні вимикача, коли контакти дугогасильних камер замкнуті. Камери й віддільники зв'язані між собою трубчастими шинами 21, до яких підключені резистори 8, шунтувальні камери і ємнісні подільники напруги 9, призначені для вирівнювання розподілу напруги у відключеному положенні віддільників.

Стиснене повітря надходить із резервуара полюса в гасильні камери й віддільники через дуттьові клапани 20, що знаходяться біля підстави кожного полюса, в порожніх опорних ізоляторах 15. У корпусах дуттьових клапанів установлені зворотні клапани, через які при включеному положенні вимикача надходить повітря для вентиляції внутрішніх порожнин опорної ізоляції, камер і віддільників, звідки через нещільності контактів і механізмів виходить в атмосферу. Припинення подачі стисненого повітря на вентиляцію може привести до аварії з вимикачем. Коли віддільники перебувають під тиском стисненого повітря, їхні зворотні клапани закриті, і система вентиляції не працює.

Основними елементами керування повітряних вимикачів є: електромагніти вмикання й вимикання; пускові, проміжні й дуттьові клапани; пневматичні приводи, що приводять у рух контакти кіл керування й механізми їхнього перемикання; ізолюючі й металеві повітропроводи, що з'єднують окремі елементи вимикача; ізолюючі тяги для з'єднання рухомих елементів вимикача, що пе-

ребувають під різними потенціалами. Частина цих елементів знаходиться в шафах управління полюсами в розподільній шафі, загальній для 3 полюсів вимикача. Для приведення в дію контактів первинного кола вимикача, допоміжних контактів кіл керування й дуттьових клапанів системи керування використовують такі способи: механічна передача (вимикачі серії ВНВ), коли всі рухи рухомих елементів надаються загальним пневматичним приводом за допомогою ізолюючих і металевих тяг; пневматична передача (ВВБ), коли відсутні ізолюючі й металеві тяги й кожний елемент вимикача переміщається під дією окремого пневматичного приводу, і пневматична передача (ВВБК).

Вимикач має розподільну шафу, у якій розташовані пневматичні прилади. Вона встановлюється поза зоною дії викиду газів з гасильних камер. На (рис. 23) показана схема розподільної шафи. Стиснене повітря підводиться до розподільної шафи повітропроводом 10. Від розподільної шафи до кожної фази вимикача відходить головний повітропровід 14 і повітропровід системи вентиляції 2. Редукторний клапан 1 служить для зниження тиску стисненого повітря, що надходить на вентиляцію.

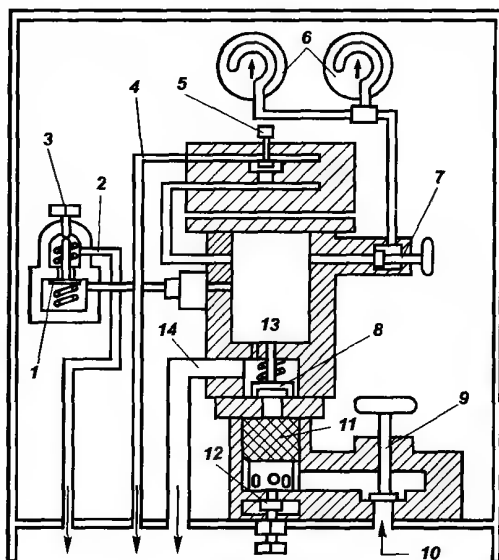


Рисунок 23 – Розподільна шафа повітряного вимикача:

- 1 – редукторний клапан; 2 – подача повітря на вентиляцію; 3 – регульовальний гвинт;*
- 4 – трубка місцевого пневматичного відключення; 5 – кнопковий пристрій (на відключення);*
- 6 – електроконтактні манометри; 7 – вентиль манометра; 8 – клапан зворотний;*
- 9 – вентиль на вході повітря; 10 – подача повітря з магістралі; 11 – фільтр повстяно-волосяної;*
- 12 – клапан спускної; 13 – бачок; 14 – подача повітря до полюсів вимикача*

Електроконтактні манометри 6 призначені для сигналізації про неприпустиме зниження тиску стисненого повітря в резервуарах і заборони в цьому випадку автоматичного повторного вмикання. Керування вимикачами однополюсне і триполюсне здійснюється електромагнітами вмикання й вимикання, які діють на системи пускових клапанів.

На рисунку 24 і 25 показаний зовнішній вигляд повітряних вимикачів типу ВВН і ВВШ. Для вмикання вимикача подається команда на електромагніт вмикання, при цьому система клапанів віддільника спрацьовує на закриття дуттьового клапана й скидання повітря з порожнини віддільника. Контакти віддільника замикаються, створюючи електричне коло через вимикач.

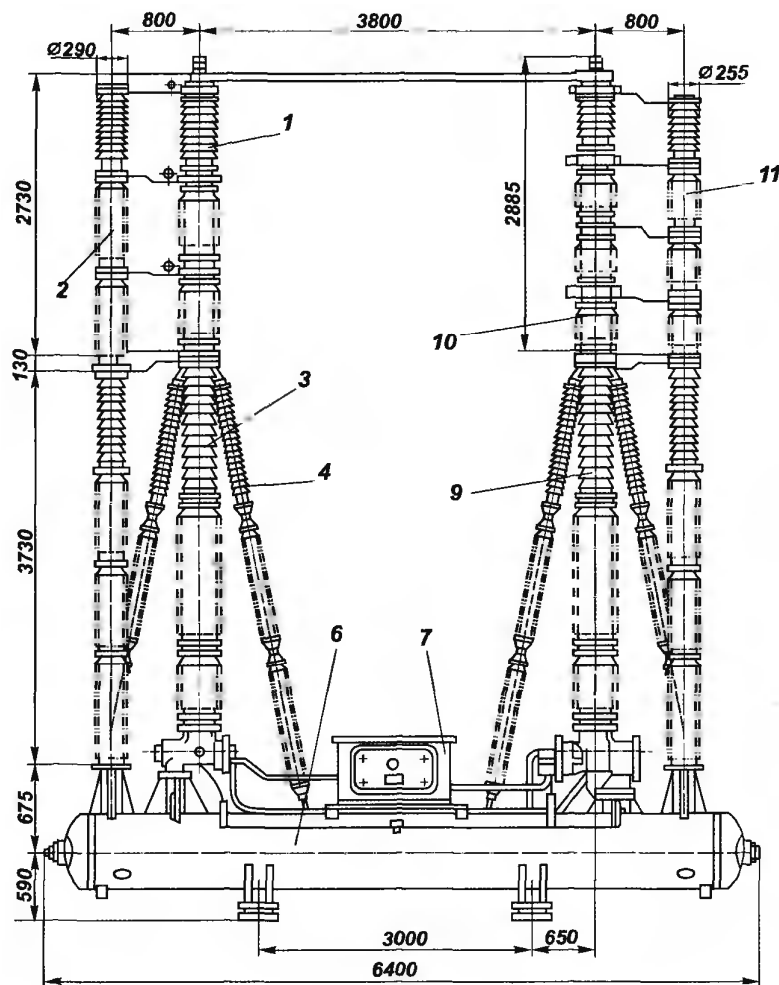


Рисунок 24 – Повітряний вимикач ВВН- 330-15 з наповненим повітрям віддільником:
 1 – віддільник; 2 – смісні ділянки напруги; 3 – опорні ізолятори віддільника; 4 – натяжні ізолятори;
 5 – дуттьовий клапан віддільника; 6 – підстава вимикача – два резервуари стиснені повітря;
 7 – шафа керування; 8 – дуттьовий клапан дугогасильних камер; 9 – опорні ізолятори дугогасильних камер;
 10 – дугогасильні камери; 11 – шунтувальні опори

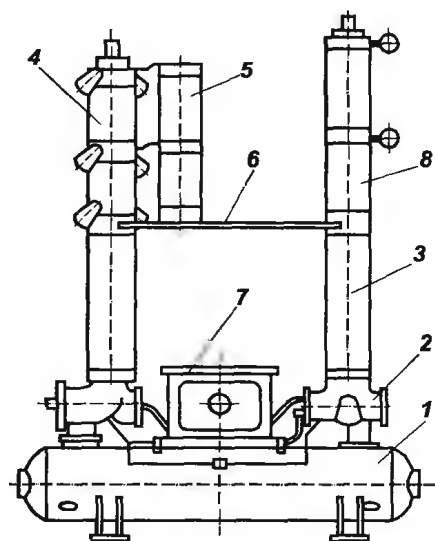


Рисунок 25 – Повітряний вимикач ВВШ-110:
 1 – повітрязбірник; 2 – дуттьовий клапан; 3 – опорний ізолятор; 4 – дугогасильна камера;
 5 – шунтувальний резистор; 6 – шина; 7 – шафа керування; 8 – віддільник

Для вимикання вимикача подається команда на електромагніт відключення, при цьому через дугтьовий клапан у гасильну камеру спрямовується стиснене повітря. Під дією стисненого повітря рухомі контакти дугогасильного пристрою відходять від нерухомих: між контактами виникає електрична дуга.

Дуга гаситься струменем стисненого повітря, і продукти її горіння витісняються в атмосферу через вихлопні клапани. Контакти віддільника розмикаються з деяким запізненням, коли дуга в камері остаточно гасне й між контактами відновиться електрична міцність. Контакти віддільника розходяться, і втримуються в розімкнутому стані стислим повітрям. Наприкінці операції відключення стиснене повітря в камеру перестає подаватися і її контакти замикаються.

Вимикачі серії ВВБ (рис. 26) випускаються на напругу 110...750 кВ. Контактна система полюса разом зі своїм механізмом і дугтьовим клапаном перебуває всередині металевої камери, наповненої стисненим повітрям і ізолюваної від землі порцеляновим опорним стовпчиком. Камера перебуває під високим потенціалом. Полюс вимикача 220 кВ складається із двох металевих камер, розділених проміжним ізолятором.

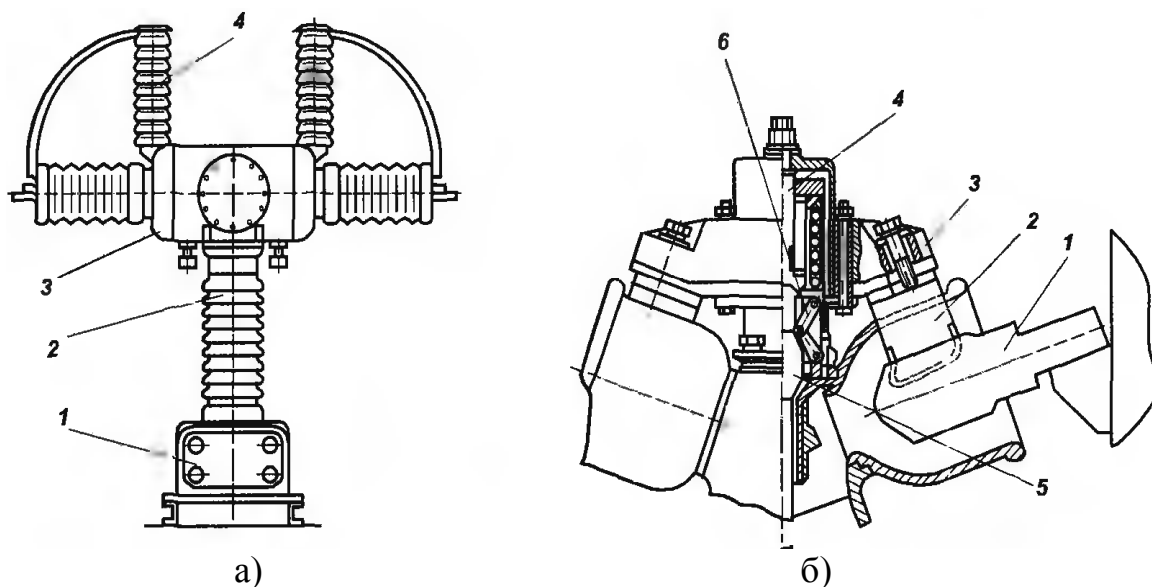


Рисунок 26 – Повітряний вимикач серії ВВБ–110:

- а – полюс вимикача: 1 – рама із цоколем (шафа керування); 2 – опорний ізолятор;
3 – дугогасильна камера; 4 – шунтувальний конденсатор;
б – дугогасильна камера: 1 – нерухомий контакт; 2 – рухомий контакт; 3 – траверси;
4 – шток, 5 – виступ на штоку; 6 – механізм

Усередині опорних стовпчиків прокладено по двох склопластикових повітропроводів, один із яких служить для постійної подачі стисненого повітря в камеру, другий – для імпульсної подачі стисненого повітря при відключенні й скидання повітря при включенні вимикача.

Дугогасильна камера має два головних і два додаткових розриви. Головні контакти відключають повний струм електричного кола. Вони шунтовані резисторами, які служать для вирівнювання розподілу напруги між розривами в процесі відключення й для зниження швидкості відновлюваної напруги. Додаткові контакти відключають залишковий струм, що проходить через резистори після гасіння дуги на головних контактах.

З обох сторін камери є епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими покриттями від атмосферних впливів. Внутрішні порожнини опорних ізоляторів і порцелянових покриттів вводів постійно вентилуються. Для вентиляції повітря зниженого тиску подається трубами через редукторний клапан, установлений у розподільній шафі. Коли вимикач відключений, повітря через покажчик продувки на цоколі надходить у порожнину опорного ізолятора, а з нього, розгалужуючись, у покриття вводи і порожнину проміжного ізолятора. З покриттів вводи повітря виходить в атмосферу через покажчики продувки, установлення на вводах. Якщо вимикач перебуває у ввімкненому положенні, вентиляційне повітря, крім того, поступає в порожнині імпульсних повітропроводів.

Вмикання вимикача виконується впливом на електромагніт вмикання, який відкриває пусковий клапан включення. У результаті подальшої взаємодії клапанних систем вимикача відбувається перевід його механізму в положення, що відповідає ввімкненому вимикачеві.

Відключення вимикача виконується впливом на електромагніт відключення, що переміщає пусковий клапан відключення. Дія клапанних систем приводить до відкриття дугтьових клапанів дугогасильних камер (через дугтьові клапани камери вимикача сполучаються з атмосферою, завдяки чому створюється дугтя). Далі розмикаються головні контакти, і на обох розривах полюса виникає електрична дуга, яка під дією електродинамічних сил і стисненого повітря, що витікає з камер, перекидається на нерухомі контакти й гаситься при переході струму через нуль. Якщо вимикач має шунтувальні резистори, то після загасання дуги на головних контактах відбувається розмикання додаткових контактів і відключення ними порівняно невеликого залишкового струму.

Після відключення вимикача його траверса з рухомими контактами втримується у відключеному положенні спеціальним фіксуючим механізмом, ролик якого перешкоджають переміщенню штока, пов'язаного із траверсою.

Підготовка повітря. Для розподільної установки, обладнаної повітряними вимикачами, необхідні пристрої для підготовки повітря високого тиску, його очищення й осушки. Пил, що є в повітрі, засмічує клапани, створює нещільності, знижує розрядну напругу ізоляції. Особливо небезпечна волога, яка при зниженні температури може конденсуватися в повітропроводах. Узимку в трубах і клапанах можливе утворення льоду й порушення прохідності. Сталеві частини при наявності вологи можуть піддаватися корозії. Конденсація вологи на внутрішніх поверхнях ізоляції знижує її електричну міцність і може привести до перекриття. Повітря від пилу очищається за допомогою фільтрів, установлених на всмоктувальних патрубках компресорів. Застосовуються масляні фільтри, які мають ряди металевої сітки, змоченої маслом з низькою температурою замерзання. При проходженні повітря через фільтр пил осідає на поверхні масла.

Осушка повітря виконується термодинамічним способом: повітря стискають до тиску, що перевищує номінальний тиск мережі не менш ніж в 2 рази. Для цього застосовують компресори. При стисканні температура повітря підвищується. При наступному охолодженні до початкової температури більша частина пари конденсується. Воду, що утворилася в охолодному змішувачу, спускають. Після цього повітря розширюється через редукційний клапан, для

зниження тиску до робочого. Внаслідок збільшення об'єму повітря його відносна вологість зменшується пропорційно зменшенню тиску. Отже, відносна вологість повітря після його розширення виходить рівною 0,5 і небезпека конденсації водяної пари значно знижується.

Для надійної роботи вимикачів осушка повітря описаним способом недостатня, оскільки коливання температури при зовнішній установці значні. Доводиться вживати заходів до подальшого зменшення змісту вологи за допомогою адсорбентів, тобто речовин, що мають здатність поглинати вологу. До них відносяться силікагель ($\text{SiO} \cdot \text{H}_2\text{O}$), алюмогель ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$) і ін. Адсорбенти втримують вологу в порах, не вступаючи в хімічну взаємодію. Регенерація адсорбенту здійснюється його періодичним нагрівом протягом декількох годин.

Для стискування повітря використовують багатоступеневі компресори подвійної дії з повітряним охолодженням і приводом від асинхронних двигунів.

Повітропроводи виготовляють із сталевих труб з антикорозійним покриттям.

Установка для приготування повітря звичайно складається із трьох блоків, кожний з яких може працювати самостійно. Між блоками передбачаються перемички з відповідними запірними вентилями, які дозволяють якщо буде потреба подавати повітря в ресивер одного блоку від компресора іншого. Установка повністю автоматизована. Компресори працюють періодично. Пуск здійснюється від контактних манометрів при зниженні тиску в ресиверах високого тиску. Подача повітря через редуційні клапани в ресивери робочого тиску виконується також автоматично при зниженні тиску.

Достоїнство повітряних вимикачів у порівнянні з масляними полягає в їхній швидкодії. Однак повітряні вимикачі значно складніші масляних і значно дорожчі.

2.1.4 Електромагнітні вимикачі

Електромагнітні вимикачі займають особливе місце серед інших вимикачів змінного струму. Область їхнього застосування обмежена напругами 10 – 15 кВ. Дія вимикача заснована не на газовому дугті.

Контактна система (рис. 27) складається з основних 1 і 2 і дугогасильних 3 і 10 контактів, останні мають дугостійкі напайки.

Дугогасильна система складається з ізоляційної камери 4 і П-подібного магнітопроводу 5, який охоплює камеру і на середню частину якого надіта дугогасильна котушка 6. Остання складається з ряду керамічних дугостійких, інертних (відносно виділення газу) пластин 5 з V-подібними вирізами, розділеними невеликими повітряними проміжками. Завдяки цьому довжина дуги значно збільшується (до 1...2 м), а переріз її у вузьких вирізах пластин вимушено зменшується. Дуга приходиться у тісний контакт з холодними поверхнями пластин, які мають високу теплопровідність. Це приводить до збільшення втрат енергії й градієнта напруги. Опір дуги швидко збільшується, а струм зменшується доти, доки дуга не згасне.

З боків пакета закріплені дугогасильні роги. Ріг 7 електрично з'єднаний тільки з дугогасильною котушкою. Другий кінець котушки приєднаний до нерухомого контакту. Ріг 9 з'єднаний з рухомим контактом. При замкнутих контактах котушка не обтікається струмом. Дуга, що виникає при розмиканні кон-

тактів рухається спочатку під дією тільки електродинамічних сил контуру (положення А і В) і перекидається цими силами на риг 7.

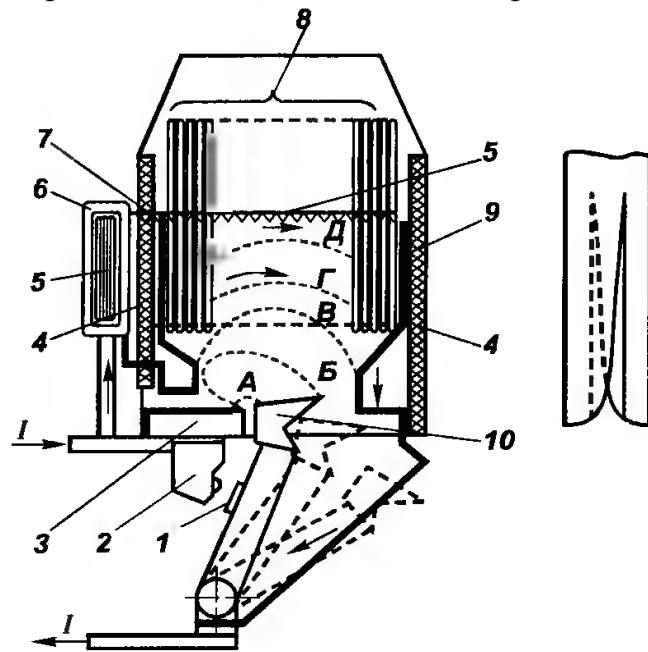


Рисунок 27 – Контактна й дугогасильна системи електромагнітного вимикача:
 1, 2 – головні контакти; 3, 10 – дугогасильні контакти; 4 – ізоляційний кожух;
 5 – витки електромагніту; 6 – полюсні наконечники; 7 – передній риг;
 8 – дугогасильна решітка; 9 – задній риг

При цьому в контур струму вмикається дугогасильна котушка, і створене нею магнітне поле заганяє дугу в решітку (положення В, Г и Д), де й відбувається гасіння дуги. Для скорочення часу горіння дуги при малих струмах у даній конструкції (для інших не обов'язково) кожний полюс вимикача обладнаний повітряним (автопневматичним) піддувом, що складається із циліндра, жорстко зв'язаного з рухомим контактом, і поршня. У процесі відключення поршень засувається в циліндр, витісняє з нього повітря, яке спеціальною трубкою подається в зону між дугогасильними контактами що розмикаються.

Дія електромагнітних вимикачів засновано на гасінні електричної дуги в дугогасильній камері, що містить пакет керамічних пластин, куди дуга зтягується поперечним магнітним полем, яке створюється струмом дуги. При відключенні вимикача розмикаються спочатку головні, а потім дугогасильні контакти. Виникаюча при цьому дуга під дією електродинамічних сил струмопровідного контуру й теплових конвекційних потоків видувається нагору в дугогасильну камеру. Розширюючись, петля дуги наближається до мідного рогу, розташованому над нерухомим контактом і доторкується до нього, при цьому котушка електромагніта, який створює магнітне дуття, включається паралельно ділянці дуги між контактом і рогом. Шунтована частина дуги гасне, і через котушку починає проходити повний струм кола, яке відключається. Інша частина дуги перекидається з рухомого дугогасильного контакту на інший риг, при цьому послідовно в коло дуги включається друга котушка магнітного дуття, створюється магнітне поле, яке взаємодіє зі струмом дуги й викликає переміщення дуги в пакет керамічних пластин, розташованих на невеликій відстані одна від одної. Пластини мають вирізи, які звужуються догори й зміщені вбік від сере-

дини пластини Потрапляючи в пакет пластин, дуга набуває зигзагоподібної форми, інтенсивно охолоджується й при переході через нуль гасне.

На (рис. 28) показаний зовнішній вигляд електромагнітного вимикача ВЭМ-6.

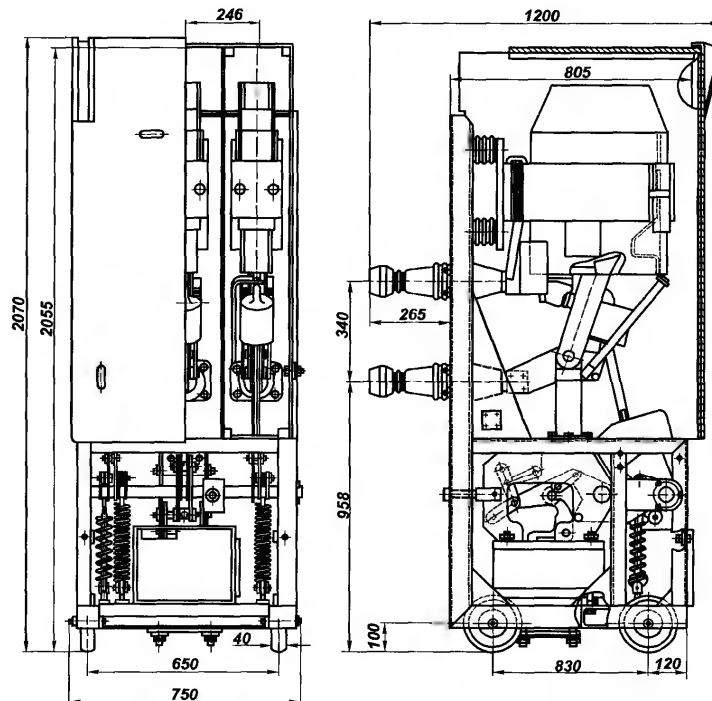


Рисунок 28 – Вимикач із електромагнітним гасінням дуги ВЭМ-6-2000/40-125

Вимикачі серії ВЕ-6 призначені для роботи в шафах комплектних розподільних установок (КРУ) внутрішньої установки для власних потреб теплових та атомних електростанцій на клас напруги 6 кВ трифазного змінного струму частотою 50 і 60 Гц.

Вимикачі типу ВЕС 6-б та ВЕЕС-6 виготовлені в сейсмостійкому виконанні розраховані на максимальний землетрус до 9 балів за шкалою Ріхтера.

Вимикачі серії ВЕ-10 призначені для роботи в шафах КРУ внутрішньої установки на номінальну напругу 10 кВ трифазного змінного струму частотою 50 і 60 Гц з метою комутації електричних кіл при нормальних та аварійних режимах роботи в установках загального призначення і в мережах з частими комутаційними операціями.

Достоїнствами електромагнітних вимикачів є повна пожежо- і вибухобезпека, мале зношування контактів, велика кількість відключень без ревізій, висока здатність відключення, а їхніми недоліками – складна конструкція, обмежений верхній поріг номінальної напруги.

2.1.5 Вакуумні вимикачі 6 – 110 кВ

Вакуумні вимикачі – одні з найбільш перспективних напрямків розвитку комутаційної апаратури в класах напруги 3 – 110 кВ. Із відомих видів комутаційної апаратури вони найбільше повно відповідають сучасним вимогам.

Вакуумні вимикачі забезпечують найбільш просте і надійне гасіння електричної дуги. Особливо широке поширення вони одержали для відключення порівняно низьких струмів короткого замикання. В експлуатації вакуумні вимикачі більше надійні в порівнянні з масляними чи електромагнітними й мають

значно менші розміри. Однак вакуумні вимикачі з'явилися порівняно недавно, тому що для їх розробки на необхідні параметри знадобилося вирішення ряду складних наукових і технологічних проблем. У вакуумних вимикачах один із двох розташованих у скляній (або керамічній) вакуумній камері контактів рухомий, приводиться в дію від зовнішнього приводу (для замикання й розмикання кіл). Дуга у вакуумі гасне швидко, тому й відновлення міжелектродного ізоляційного проміжку відбувається під час розмикання теж швидко. Це дає можливість одержати гарні комутаційні характеристики стики вимикача.

Вимикачі на 7,2 – 10 кВ мають зазор між контактами в декілька міліметрів (4 мм), тому легко досягаються високі швидкості спрацьовування. Ерозія контактів під дією дуги при цьому незначна, проблема запобігання погіршення вакууму протягом тривалого часу практично вирішена. Термін служби вакуумних вимикачів також практично не обмежений. Вакуумні вимикачі відповідають сучасним вимогам скорочення трудових витрат при монтажі, налагодженні й експлуатації.

Параметри вакуумних вимикачів визначаються їхньою основною частиною – вакуумними дугогасильними камерами (ВДК). ВДК є запаяним приладом, у якому тиск газу не перевищує $10^{-4} \dots 10^{-6}$ Па. Камера складається з ізоляційного корпусу, з розміщеними в ньому контактною й екранною системами. Контактна система, як правило, торцева одно-розривна; один з контактів нерухомий, інший рухомий і з'єднується з корпусом через сильфон, завдяки чому контакт може переміщатися без порушення вакууму. Екранна система захищає внутрішні стінки ізоляції корпусу від металізації продуктами електроерозії контактів і задає розподіл електричного потенціалу у ВДК.

Дуга відключення, що виникає при розмиканні контактами ВДК кола струму, горить у парах металу контактів і гасне при переході змінного струму через нульове значення. Це відбувається внаслідок охолодження останніх осередків випарювання, конденсації й деіонізації пари з досить великою швидкістю. При струмах менш 10 кА дуга через взаємне відштовхування катодних плям розподіляється значною частиною поверхні контактів і інерційні осередки випарювання, які приводять до відмови при відключенні, не виникають. При цих струмах контакти мають форму простих циліндрів. При струмах більше 10 кА дуга концентрується у вузькій області контактів, що розриваються. У цьому випадку виникнення неприпустимо більших осередків випарювання на контактах запобігається створенням у міжконтактному проміжку поперечного радіального або поздовжнього стосовно струму дуги магнітного поля. У поперечному радіальному магнітному полі дуга обертається з досить великою швидкістю, у поздовжньому – концентрація дуги не відбувається, і дуга розподіляється всією контактною поверхнею. Ці ефекти досягаються шляхом надання контактам спеціальної форми.

При розходженні контактів спочатку утворюється рідкий металевий місток з матеріалу електродів. Цей місток нагрівається до високої температури й випаровується. Між контактами загоряється дуга в середовищі парів металу електродів. Характерною особливістю дуги є мала напруга на ній (20 – 40 В). Тільки при значних струмах (10 – 100 кА) напруга зростає до 50 – 200 В. При проходженні струму через нуль дуга гасне. Мала щільність газу зумовлює винятково

високу швидкість дифузії зарядів погаслої дуги через велику різницю густини часток у розряді й у вакуумі.

Через 10 мкс після проходження струму через нуль між контактами відновлюється електрична міцність вакууму, що досягає 100 МВ/м. Завдяки високій швидкості наростання електричної міцності проміжку вакуумний вимикач може працювати при високих швидкостях відновлення напруги й успішно використовується при відключенні ємнісного навантаження.

Струм відключення визначається кількістю парів металу, який випаровується з електродів, що залежить від їх температури. Критична температура, при якій відбувається відмова в гасінні, для міді дорівнює 1 280 °С, для вольфраму 3 300 °С. У зв'язку із цим у перших зразках вакуумних вимикачів широко застосовувався вольфрам. Однак вольфрам має недоліки – високий контактний опір обмежує номінальний струм. Крім того, при підході струму до нуля різко падає щільність парів вольфраму, дуга переривається, виникає зріз струму, при цьому виникає перенапруга, рівна

$$\Delta U = i_{\text{обр}} \frac{L}{C}$$

де L і C – параметри навантаження, що відключається.

Напруга на навантаженні досягає $(6 - 8)U_{\text{ном}}$, при цьому відбувається пробій ізоляції в обладнанні, що відключається. Необхідно або ставити спеціальний захист (розрядники, обмежувачі перенапруги) або переходити на інший матеріал електродів.

На сьогодні широко застосовуються мідь і її сплави або спеціальну метало-кераміку. Для зменшення кількості парів металу, що випаровується з електродів, дуга швидко переміщується поверхнею контактів за допомогою магнітного поля.

Нерухомий торцевий контакт зв'язаний з одним фланцем, рухомий за допомогою сильфона – з іншим. Натискання рухомого контакту на нерухомий створюється за рахунок атмосферного тиску. При великих струмах встановлюється додаткова пружина.

Залежність пробивної напруги від величини міжконтактного проміжку показана (рис. 29).

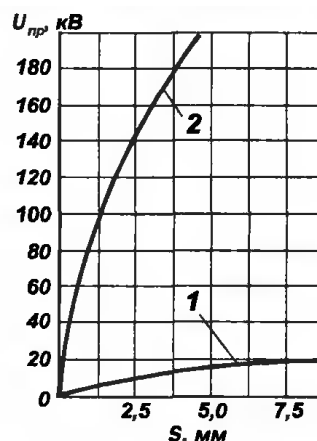


Рисунок 29 – Залежність пробивної напруги від величини міжконтактного проміжку:
1 – в повітрі при атмосферному тиску; 2 – в вакуумі

При значних струмах застосовуються спеціальні екрани, які запобігають перекриття по поверхні усередині корпусу. Перекриття можливо внаслідок осідання часток металу контактів, що випарувався, після багаторазового спрацювання.

Розміщення контактів у вакуумі виключає їхнє окислювання, внаслідок чого можна застосовувати менші контактні натискання.

Будова найпростішої вакуумної камери показана (рис. 30).

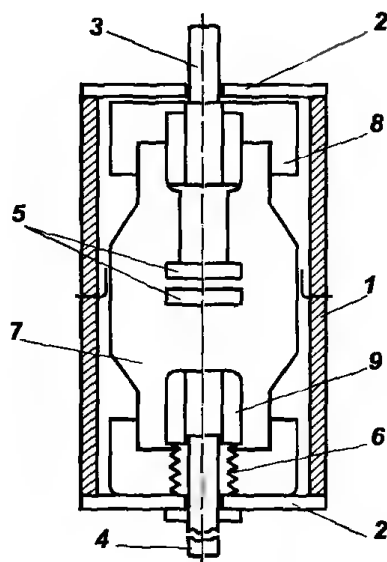


Рисунок 30 – Будова найпростішої вакуумної камери

Вона складається з таких частин: склокерамічної оболонки 1; сталевих торцевих фланців 2; мідних контактних стрижнів – нерухомого 3 і рухомого 4, електродів 5; сталевого ребристого сильфону 6, привареного до рухомого контактного стрижня 4, екранів 7, 8, 9. Метали, які використовуються для контактів, повинні мати механічну міцність, високу провідність, стійкість до ерозії й зварювання. Застосування одержали бінарні сплави: Cu – Ві, Cu – Ті, Ag – Ві й ін. У положенні «включено» електроди притиснуті друг до друга пружиною приводу із силою близько 3 000 Н. У процесі відключення контакти розмикаються. Швидкість руху контактів становить близько 1,5 м/с. Запалюється дуга. Вона горить у парах металу, які утворюються на поверхні холодного катода в окремих найбільш нагрітих точках. Металеві пари безперервно залишають дуговий проміжок і конденсуються на поверхні центрального екрана, ізольованого від електродів. Він захищає ізолюючу оболонку від радіації дуги й осідання на ній часток металу. Коли струм приходить до нульового значення, дуга згасає й пароутворення припиняється. Якщо швидкість відновлюваної електричної міцності проміжку, перевищує швидкість постійної високої напруги (ПВН), коло розмикається.

Здатність вакуумної камери відключати залежить від матеріалу й конструкції електродів, будови екранів, що визначають просторовий розподіл напруженості електричного поля всередині й поза камерою. В нових конструкціях застосовані контакти великого діаметра (до 18 см), побудовані так, що в процесі відключення створюється поздовжнє магнітне поле, паралельне дузі. Досвід показує, що це поле сприяє дифузній будові дуги з безлічі тонких ниток з основами, рівномірно розподіленими поверхнею катода. При цьому зменшується

напруга на дузі й, отже, енергія, яка виділяється в дуговому проміжку; збільшується здатність відключення; ерозія контактів при цьому мінімальна.

На рисунку 31 показаний розріз вакуумної дугогасильної камери, яка використовується у вакуумному вимикачі серії ВВТ.

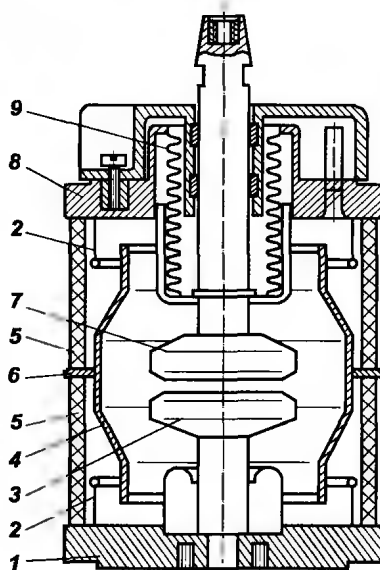


Рисунок 31 – Розріз вакуумної дугогасильної камери вимикача ВВТ:
1, 8 – фланці; 2, 4 – електростатичні екрани; 3 – нерухомий контакт; 5 – керамічний ізолятор;
6 – металеві прокладки; 7 – рухомий контакт; 9 – сільфон

Циліндричний корпус камери складається із двох секцій порожніх керамічних ізоляторів 5, з'єднаних металевою прокладкою 6 і закритих з торців фланцями 1 і 8. У середині камери розташовані контактна система й електростатичні екрани 2 і 4, які захищають ізоляційні поверхні від металізації продуктами ерозії контактів і сприятливо розподіляють потенціали всередині камери. Нерухомий контакт 7 проходить через верхній фланець 5 і з'єднується з ним сільфоном 9 з нержавіючої сталі, що створює герметичне рухоме з'єднання.

2.1.6 Вакуумні вимикачі фірми (ВВ/TEL)

Вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10 є комутаційними апаратами нового покоління. В основі принципу управління вимикача лежить використання пофазних електромагнітних приводів з «магнітною зашіпкою», механічно зв'язаних загальним валом.

Така конструкція вимикача ВВ/TEL дозволила досягти наступних відмінних рис апарата в порівнянні із традиційними вакуумними вимикачами (ВВ):

- високий механічний ресурс;
- мале споживання кіл включення й відключення;
- малі габарити й вага,
- можливість керування як оперативним постійним, так і оперативним змінним струмом;
- відсутність необхідності ремонтів протягом усього терміну служби;
- низька трудоемність виробництва.

Вимикачі мають два загальних конструктивних виконання (рис. 32):

виконання 1 – міжполюсна відстань 200 мм (рис. 32, а) і вихід штовхача, з'єднаного з валом вакуумного вимикача в основі приводу. Штовхач використовується для приєднання кнопки ручного відключення, і є одночасно механічним покажчиком положення вимикача;

виконання 2 – міжполюсна відстань 250 мм (рис. 32, б) і вихід вала вимикача на обидві сторони від основи. Кнопка ручного відключення встановлюється за допомогою спеціального перехідного шарніру з будь-якої сторони.

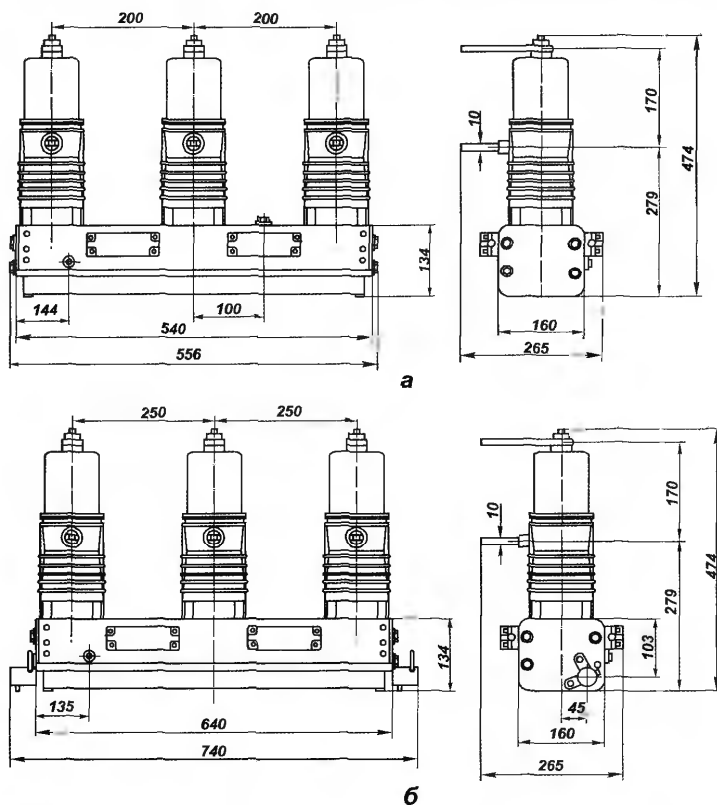


Рисунок 32 – Два конструктивних виконання вимикачів ВВ/TEL:
а – вимикач 6 кВ, виконання 1; б – вимикач 10 кВ, виконання 2

Вимикач конструктивного виконання 1 призначений переважно для заміни в комірках КРУ масляних і маломасляних вимикачів ВМП-10, ВМПЭ-10, ВМПШ-10, ВК-10, ВКЭ-10, а також для застосування в нових розроблюваних КРУ й КСО.

Вимикач конструктивного виконання 2 призначений переважно для заміни в шафах КСО масляних вимикачів типу ВМГ-133 і йому подібних.

Такі виконання дозволяють із мінімальними затратами провести заміну масляних і маломасляних вимикачів в комірках КРУ й шафах КСО.

Вимикач складається з трьох полюсів на одній основі (рис. 33). Дугогасильні камери 1 (ВДК) за конструкцією аналогічні розглянутій вище (Рисунок 33). Якорі 11 електромагнітів механічно зв'язані загальним валом 14, на якому встановлений постійний магніт 15, що управляє при повороті вала герметизованими контактами 16 для зовнішніх допоміжних кіл. Ці контакти перемикаючого типу встановлені на двох монтажних платах, розташованих між полюсами вимикача. Кожна плата має по дві дублюючі клемні колодки, що виходять на протилежні сторони основи вимикача.

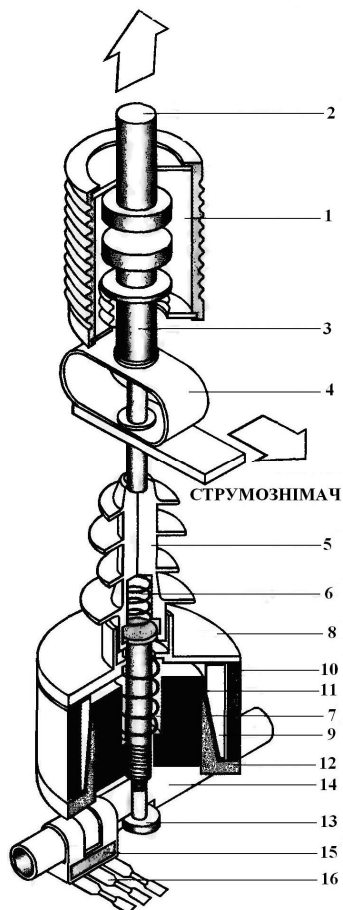


Рисунок 33 – Полюс вимикача ВВ/TEL:

- 1 – вакуумна дугогасильна камера (ВДК); 2 – нерухомий контакт ВДК;
 3 – рухомий контакт ВДК;
 4 – гнучкий струмозмінювач; 5 – тяговий ізолятор; 6 – пружина підсилювання; 7 – пружина відключення; 8 – верхня кришка; 9 – котушка, 10 – кільцевий магніт;
 11 – ярмо; 12 – нижня кришка;
 13 – гвинт; 14 – вал; 15 – постійний магніт; 16 – геркони (контакти для зовнішніх допоміжних кіл

У розімкненому стані контакти вимикача утримуються вимикаючою пружиною 7 через тяговий ізолятор 5. При вмиканні подається живлення на котушку 9 електромагніту, ярмо 11, стискаючи вимикаючу пружину 6, переміщується вгору разом з тяговим ізолятором та рухомих контактом 3, який з'єднується з нерухомим контактом 2. В цей час кільцевий магніт 10 накопичує магнітну енергію, яка необхідна для утримання вимикача в увімкненому стані, а котушка 9 втрачає живлення. Після цього привод підготовлений до операції вимикання.

У увімкненому стані вимикач утримується силою магнітного тяжіння ярма 11 до кільцевого магніту 10. При вимиканні блок керування дає імпульс протилежного напрямку в котушку 9, зменшуючи магнітне тяжіння. Під дією пружин 6 та 7 ярмо 11 переміщується вниз разом з тяговим ізолятором 5 і рухомих контактом 3 – вимикач вимикається. Можливе ручне відключення допускається тільки у випадку неможливості відключення вимикача від блоку керування

Відповідно до вимог ГОСТ 687-78 ручне включення не є обов'язковим. Для реалізації цього режиму при відсутності оперативної напруги використовується так званий «допоміжний вхід по живленню» БУ/TEL або блок автономного живлення ВАВ/TEL.

Спроба включити вимикач вручну шляхом впливу на вал або іншим чином може привести до виходу вимикача з ладу.

2.1.7 Вакуумні вимикачі ВВП-110

Вакуумні вимикачі типу ВВП-110-III-31,5/2000 УХЛІ призначені для роботи у нормальних та аварійних режимах електричних мереж з заземленою нейтраллю при номінальній напрузі 110 кВ і частоті 50 Гц.

Вимикач призначений для наступних операцій:

- дистанційне оперативне вмикання та вимикання;
- місцеве оперативне та неоперативне вмикання, у тому числі при відсутності живлення привода;
- місцеве оперативне та неоперативне вимкнення;
- автоматичне повторне ввімкнення (АПВ).

Вимикач складається з трьох полюсів 3 (рис. 34), які встановлені на корпусі 5 механізму перемикачання, та шафи привода 6. Кожний полюс 3 складається з двох дугогасильних блоків 2, які з'єднанні шиною 4. У верхній частині кожного блока розташована дугогасильна камера типу КДБА-60-31,5/20000 УХЛ2.1 з додатковою ізоляцією. Для приєднання кола, що комутується, дугогасильні блоки мають струмові дні шинні вводи 1.

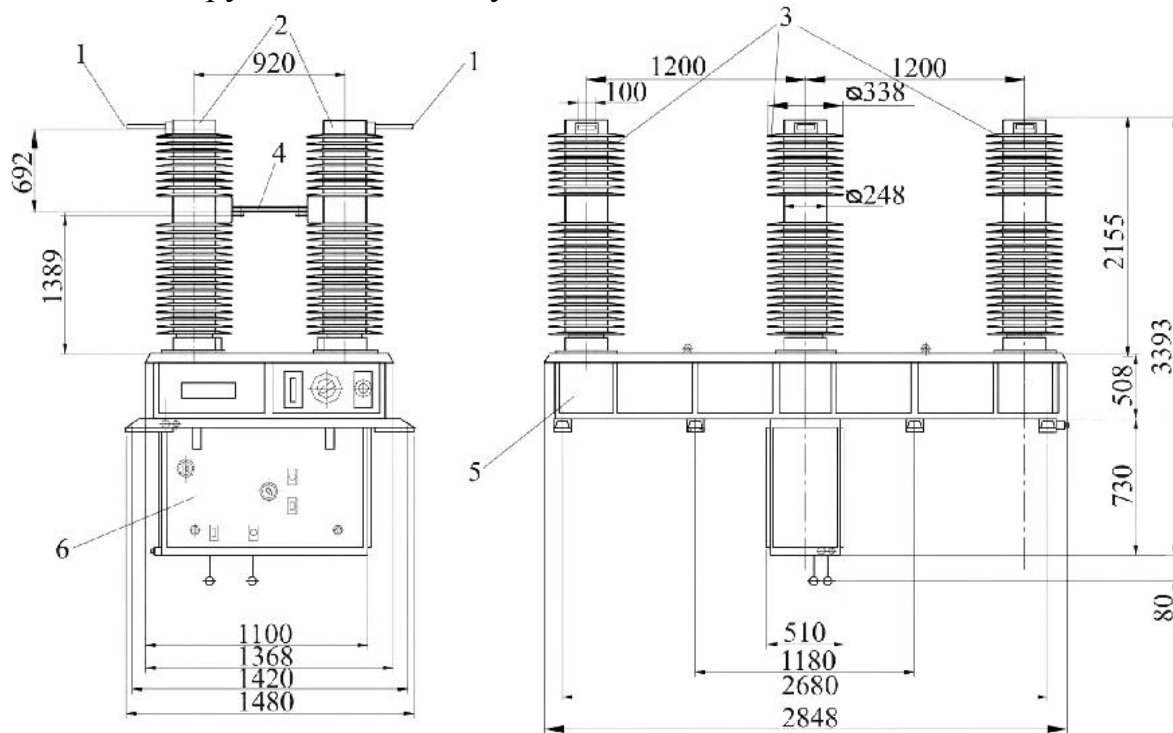


Рисунок 34 – Загальний вигляд вимикача типу ВВП-110-III-31,5/2000 УХЛІ

У шафі привода 6 розташовані: пружинний привод, лічильник циклів, плата керування, дві клемні колодки, підігрівальний пристрій, тяга місцевого вимикання з рукояткою червоного кольору, тяга місцевого вмикання з рукояткою чорного кольору. Під кожною клемною колодкою розташовані кабельні затискачі. Кабельні затискачі призначені для вводу зовнішніх кіл живлення, керування та контролю.

Дугогасильний блок складається з дугогасильної камери (КДВ), гнучкого струмовідводу з боку рухомого контакту з механізмом підтискування, виводів для зовнішнього приєднання рухомого та нерухомого контактів КДВ. Додаткова ізоляція КДВ та опорний ізолятор дугогасильного блоку являють собою монолітну конструкцію з полімерних матеріалів.

2.1.8 Вимикачі вакуумні серії ВР35НС

Ці вимикачі зовнішньої установки, сухі (з повітряною ізоляцією всередині полюсів) призначені для комутації електричних кіл змінного струму частотою 50 (60) Гц з номінальною напругою 35 кВ у нормальних і аварійних режимах у системах з ізолюваною або частково заземленою нейтраллю. Вимикачі серії ВР35НС з електромагнітними приводами на номінальну напругу 35 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, номінальний струм 1600 А, кліматичне виконання і категорія розміщення У1. Зовнішній вигляд вимикача представлений (рис. 35).

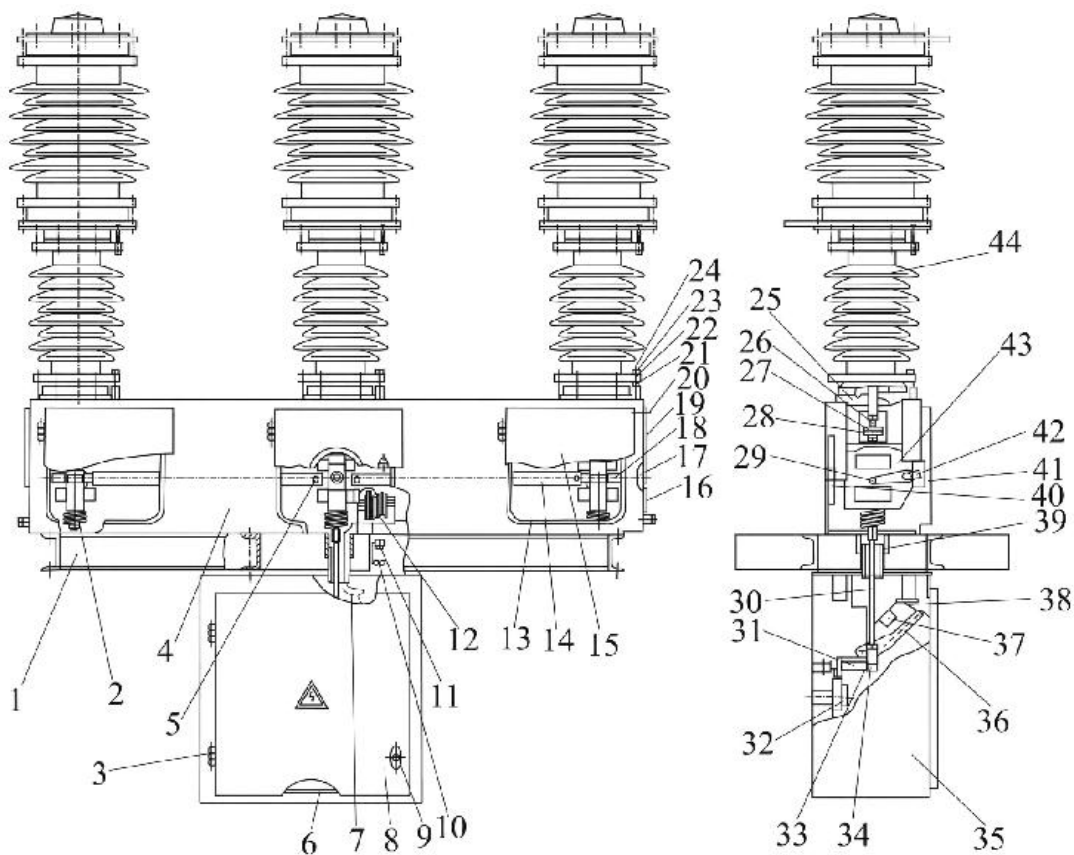


Рисунок 35 – Зовнішній вигляд вакуумного вимикача типу ВР35НС:

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 – на півкільце, 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

Вимикач 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 вмикання і нагрівачем.

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

Основа 4 має три ущільнені двері 15 з замками. В середніх дверях є вікно 41 для візуального визначення положення вимикача за вказівником 42.

Вказівник 42 увімкненого і вимкненого положення вимикача кінематично з'єднаний з середнім електромагнітом і має таблички «УВМ» червоного кольору і «ВІМ» зеленого кольору.

В основі 4 розміщені два нагрівачі, а в шафі керування 35 – один нагрівач для забезпечення підігріву повітря всередині вимикача при зовнішній температурі нижче мінус 25°C.

Двері шафи мають два замки і також ущільнені.

2.1.9 Вакуумні вимикачі серії ВВ

Вимикачі серії ВВ внутрішньої установки на напругу 35 кВ викотного виконання з посиленою ізоляцією призначені для роботи в електричних мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц з ізолюваною або заземленою нейтраллю.

Вимикач складається з трьох: полюсів 4 (рис. 36, а), які встановлені на каркасі 8 (рис. 36, б) візка. В каркасі розташовані: привід, вал, пружина вимикання, демпфери, підігрівач, антиконденсатний підігрівальний пристрій, замок), заземлювальний затискач, шток 9 (рис. 36, а), ручка ручного місцевого оперативного вимикання 6 (рис. 36, б), важіль 7, ручки 4 (рис. 36, б) для вкочування або викочування вимикача у комірку розподільної установки.

Кожний полюс складається з дугогасильного блоку, у верхній частині якого розташована дугогасильна камера КДВЗ-35-31,5/1600 «УХЛ2.1-1 з додатковою ізоляцією. З дугогасильного блоку виходять струмовідвідні шини 2 з контактами 1 (рис. 36, б).

Візок являє собою зварену конструкцію з листового прокату.

У нижній частині візка встановлене блокування у вигляді штоку 9 (рис. 36, а), яке призначене для запобігання вкочування або викочування вимикача в увімкненому стані у комірку розподільної установки.

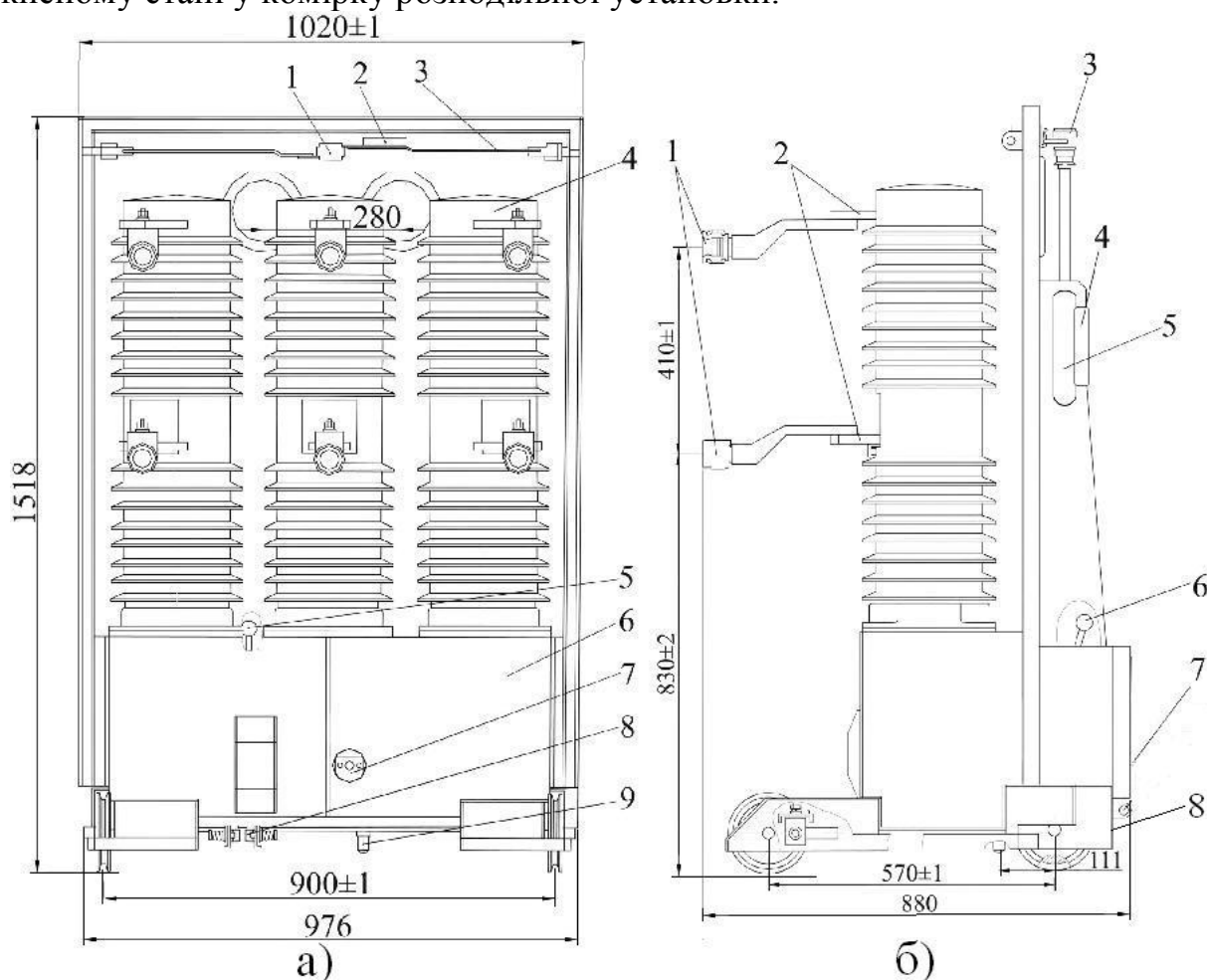


Рисунок 36 – Загальний вигляд вимикача, вид спереду (а) і збоку (б)

Номенклатура вакуумних вимикачів на сьогодні досить широка і регулярно збільшується.

Позитивні сторони вакуумних вимикачів: 1) простота конструкції; 2) виняткова надійність; 3) висока швидкодія; 4) відсутність шунтувальних резисторів; 5) відсутність масла й інших горючих матеріалів; 6) відносно невеликі розміри й маса; 7) відсутність ударних навантажень на фундаменти; 8) безшумна робота; 9) відносно низька вартість.

За показниками експлуатаційної надійності, комутаційними та механічними ресурсами, затратам на експлуатацію, екологічністю, масогабаритними показниками вакуумні вимикачі перевершують будь-які вимикачі.

2.1.10 Вибір вимикачів

Вибір вимикачів здійснюють за такими параметрами:

Номінальною напругою

$$U_{м.ном} \leq U_{ном},$$

де $U_{м.ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

Розрахунковим тривалим струмом

$$I_{розр} \leq I_{ном},$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм вимикача.

Розрахунковий струм $I_{розр}$ вибирають з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму. Наприклад, при наявності двох паралельних ліній $I_{розр}$ визначають за умови відключення однієї з них, тобто $I_{розр} = 2 I_{роб}$ ($I_{роб}$ – *тривалий робочий струм однієї лінії*)

Перевірка вимикачів здійснюється за:

Динамічною стійкістю струмам КЗ:

Початковим періодичним струмом КЗ:

$$I_{n0} \leq I_{гр.с.},$$

де $I_{гр.наскр}$ – граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової), допустимий для вибраного вимикача.

Ударним струмом КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{гр.наскр.},$$

де $i_{гр.наскр.}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного допустимого наскрізного струму).

Здатністю вимикати:

Симетричною (періодичною) складовою струму КЗ, що відповідає розрахунковому часу τ відключення короткого замикання:

$$I_{n\tau} \leq I_{вим..ном.}$$

Номінальною аперіодичною складовою струму вимикання, $i_{a\tau}$

$$i_{a\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{вим.ном}$$

де $i_{a.ном}$ – номінальний аперіодичний струм вимикання вимикача:

$\beta_{ном}$ – номінальна відносна величина аперіодичної складової струму вимикання для часу τ .

При $I_{n\tau} \leq I_{вим.ном.}$, а $i_{a\tau} \geq i_{a.ном.}$ допускається виконання умови

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{n\tau} + i_{a\tau} \leq I_{вим.ном.} \times (1 + \beta_{ном.})$$

Здатністю вмикати:

$$I_{n0} \leq I_{вкл.ном.}, i_{уд.} \leq i_{вкл.ном.},$$

де $I_{вимк.ном.}$ – номінальне діюче значення періодичної складової струму вмикання;

$i_{вимк.ном.}$ – номінальне амплітудне значення повного струму вмикання.

У зв'язку з тим, що номінальні струми вмикання вимикачів, як правило, відповідають номінальним струмам вимикання, перевірку за умовою 5 можна не виконувати.

Термічною стійкістю:

Термічна стійкість вимикача визначається умовою

$$B_K \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_m,$$

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

B_K – інтеграл Джоуля струму короткого замикання.

Крім вищевказаних критеріїв вимикач необхідно вибрати за виконанням (для зовнішньої або внутрішньої установки).

2.1.11 Приводи вимикачів

Привод – це спеціальний пристрій, який створює необхідне зусилля для виконання операції вмикання, для утримання у ввімкненому стані та для вимкнення вимикача.

Основними частинами привода є:

1 – механізм вмикання;

2 – механізм запирання (защіпка), який утримує вимикач у ввімкненому стані.

3 – механізм розчеплення, який визволяє защіпку при вимиканні.

Найбільші зусилля в існуючих конструкціях вимикачів необхідні при вмиканні, тому що при цій операції переборюється власна маса рухомих контактів, опір пружин вимикання, тертя та сили інерції в рухомих частинах. При вимиканні на існуюче коротке замикання механізм привода, крім того, повинен переборювати електродинамічні зусилля, які відштовхують контакти один від одного. При вимиканні робота привода полягає в звільненні защіпки, яка утримує

механізм у ввімкненому стані. Саме вимикання здійснюється за рахунок сили стиснення, чи розпрямлення пружин вимикання .

У залежності від джерела енергії, яка йде на вмикання та вимикання, існують ручні, пружинні, вантажні, електромагнітні та пневматичні приводи.

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

Розглянемо принцип дії таких приводів на прикладі електромагнітного привода типу ПЕ-11.

Будова привода ПЕ-11 наведена на рисунку 37. Електромагніт вмикання, складається з осердя 1 зі штоком 3 та котушки вмикання 2. У ввімкненому стані ролик вимикання 6, який знаходиться на вісі, шарнірно зв'язаний з сережкою 7, знаходиться на торцевій поверхні защіпки 4. Сережка 7 впирається у плече трикутного важеля 9, друге плече роликом 16 впирається в защіпку 11, на вісі якої закріплена рукоятка 12 ручного вимикання вимикача.

Під дією пружини 10 важіль 9 прагне повернутися за годинниковою стрілкою, цьому протидіє защіпка 11, яка має свою пружину. Для дистанційного вимикання призначений електромагніт вимикання 13. Вал 8 привода зв'язаний важелем з сережкою 7 та тягами з блок-контактами 5. На клемник 14 виведені кінці котушок електромагнітів вмикання та вимикання, а також блок-контакти кіл сигналізації та блокування.

Кут розчеплення α повинен складати 15° , а повний кут повороту рукоятки 12 ручного вимикання β – 60° . При вмиканні вимикача по котушці вмикання 2 протікає значний струм (58 А при напрузі 220 В та 116 А при напрузі 110 В). Осердя 1 втягується у котушку, стискаючи пружину. Шток 3 переміщує ролик 6 по защіпці 4, яка відводиться ліворуч, стискаючи пружину. Разом із роликом переміщуються сережка 7 та важіль валу 8. Вал 8 обертається за годинниковою стрілкою приблизно на 90° . Коли ролик 6 піднімається над защіпкою 4, остання під дією пружини займає вихідне положення, запобігаючи переміщенню ролика вниз. Після вимкнення електромагніта вмикання та повернення осердя зі штоком 3 у вихідний стан, ролик 4 лягає на торцеву поверхню защіпки, механізм привода опиняється запертим у ввімкненому положенні.

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

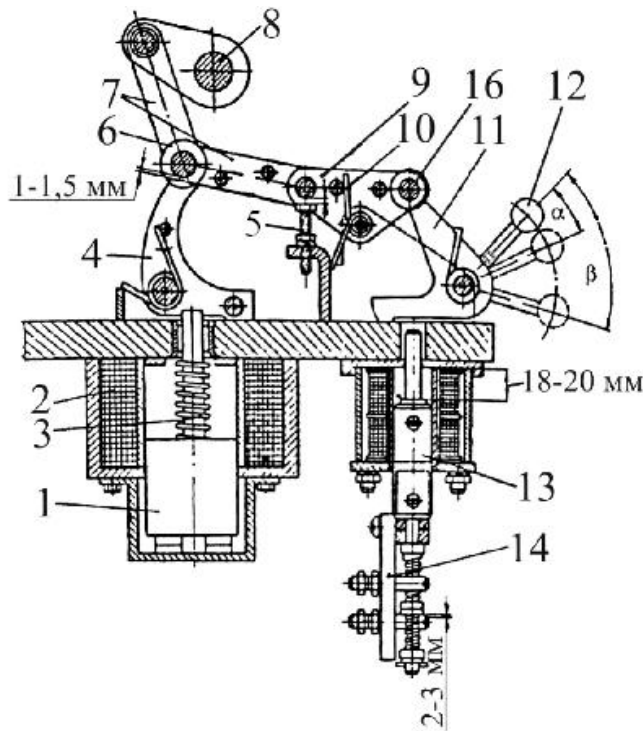


Рисунок 37 – Будова електромагнітного приводу ПЕ-11

У процесі переміщення осердя електромагніта вимикання, разом з ним переміщується закріплена знизу ізоляційна тяга, на якій закріплені рухомі контактні містки допоміжних контактів електромагніта вимикання. Нерухомі контакти закріплені на ізолюючій планці 14. Зазор між пружиною підтискування та рухомих контактом при вимкненому електромагніті вимикання повинен бути 2 – 3 мм.

Поетапна робота приводу показана на чотирьох ескізах (рис. 37), а) – вимкнене положення приводу, б) – процес вмикання, в) – увімкнене положення приводу, г) – процес вимикання.

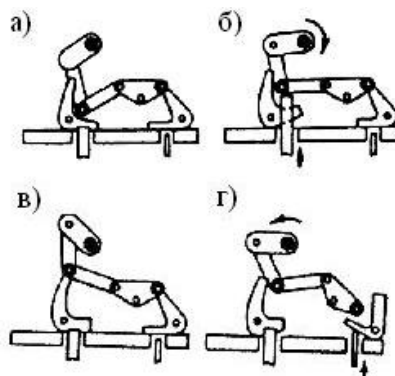


Рисунок 38 – Поетапна робота приводу ПЕ-11

2.1.12 Вимикачі навантаження

Вартість розподільної установки з високовольтними вимикачами досить висока. У випадку, коли номінальний струм установки невеликий, вимикач з релейним захистом можна замінити вимикачем навантаження і запобіжником. Вимикач навантаження розрахований на відключення робочого струму. Струм короткого замикання таким вимикачем не відключається, проте його здатність вмикання зі всіма типами приводів, за винятком ручних, повинна бути не ниж-

чою відповідної динамічної стійкості при наскрізних струмах КЗ. Для відключення струмів КЗ звичайно застосовують запобіжники високої напруги, що з'єднуються послідовно з вимикачем навантаження.

В основі роботи автогазового вимикача навантаження (рис. 39) лежить принцип гасіння дуги за рахунок потоку газів, що утворюються при дії дуги на стінки камери 5 з газогенеруючого матеріалу (органічне скло, вініпласт).

Вимикач має систему головних контактів і дугогасильний рухомий контакт, що входить в щілину дугогасильного пристрою (ДУ). При відключенні спочатку розмикаються головні 1, 2, а потім дугогасильні контакти 7. У вузькій щілині ДУ створюється інтенсивне подовжнє дуття, що викликає гасіння дуги струму, який відключається, і для вимикача цього типу складає 200 – 400 А.

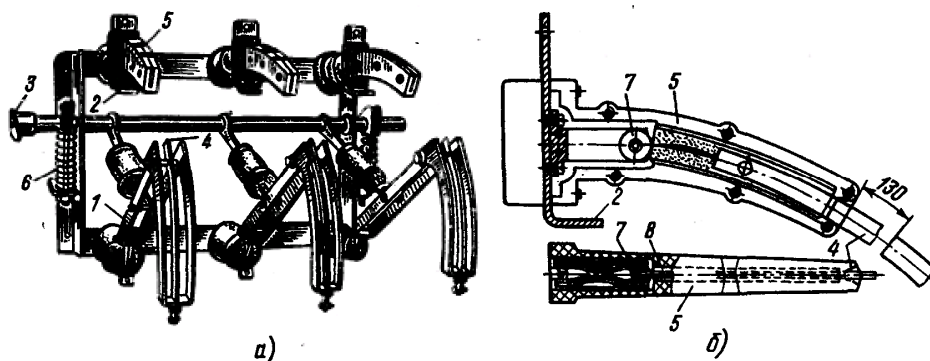


Рисунок 39 – Вимикач навантаження з гасильними пристроями газогенеруючого типу:
 а) загальний вигляд вимикача; б) гасильна камера; 1 – ножі роз'єднувача, 2 – контакти роз'єднувача, 3 – вал роз'єднувача, 4 – допоміжні ножі, 5 – гасильна камера, 6 – пружина, 7 – ковзні контакти дугогасильних камер, 8 – вставки з органічного скла.

У відключеному положенні між нерухомим і рухомим контактами створюється видимий розрив, тобто одночасно поєднуються функції вимикача і роз'єднувача.

Допустима кількість відключень без заміни дугогасильних вкладишів і контактів визначається ступенем зносу вкладишів і дугогасильних контактів. При напрузі 10 кВ такий вимикач навантаження може відключити струм 200 А в 75 разів, а струм 400 А – тільки 3 рази.

2.2 Роз'єднувачі

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для вимикання і вмикання електричних кіл без струмів або з незначними струмами, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

При ремонтних роботах роз'єднувачем створюється видимий розрив між частинами, що залишилися під напругою, і апаратами, виведеними в ремонт. Однак, в деяких конструкціях роз'єднувачів, наприклад, призначених для електричних розподільних установок, проміжок між контактами у розімкненому стані може бути невидимий. В цьому випадку вимкнений стан роз'єднувачів визначається за механічним вказівником положення.

Роз'єднувачі можуть мати заземлювальні ножі для заземлення вимкнених ділянок кола. Роз'єднувачі та їх заземлювальні ножі приводяться в дію відповідними приводами, які можуть об'єднуватися конструктивно у один агрегат.

Роз'єднувачами не можна відключати струми навантаження, тому що їх контактна система не має дугогасильних пристроїв і у разі помилкового відключення струмів навантаження виникає стійка дуга, яка може привести до міжфазного КЗ і нещасних випадків з обслуговуючим персоналом. Перед операцією роз'єднувачем коло повинне бути розімкнене вимикачем.

Проте для спрощення схем електроустановок допускається використовувати роз'єднувачі для виконання таких операцій:

- відключення і включення нейтралей трансформаторів і заземлюючих дугогасильних реакторів за відсутності в мережі замикання на землю;
- відключення і включення зарядного струму шин і устаткування всіх напруг (окрім батарей конденсаторів);
- відключення і включення струму навантаження до 15 А трьохполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки при напрузі 10 кВ і нижче.

Роз'єднувачами дозволяється також виконувати операції, якщо він надійно шунтований низькоомним паралельним колом (шиноз'єднувальним або обхідним вимикачем):

Роз'єднувачами дозволяється вимикати і вмикати незначний струм намагнічування силових трансформаторів, і зарядний струм повітряних і кабельних ліній (до 5 А – 20 – 3 5 кВ; до 30 А – 10 кВ і нижче).

Значення струму який може відключатися роз'єднувачем, залежить від його конструкції (вертикальне, горизонтальне розташування ножів), від відстані між полюсами, від номінальної напруги установки, тому допустимість такої операції встановлюється інструкціями і директивними вказівками. Порядок операцій при відключенні струму намагнічування трансформатора, також відіграє важливу роль. Наприклад, трансформатори, що мають 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 відключенні ненавантаженого трансформатора необхідно заздалегідь ефективно заземлити нейтраль, якщо в нормальному режимі трансформатор працював з розземленою нейтраллю. Якщо до нейтралі трансформатора був підключений заземлюючий реактор, то заздалегідь його слід відключити.

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

- створення видимого розриву, електрична міцність якого відповідає максимальній імпульсній напрузі;
- електродинамічна і термічна стійкість при протіканні струмів КЗ;
- виключення мимовільних відключень;
- чітке вмикання і вимикання за найгірших умов роботи (обмерзання, сніг, вітер).

Роз'єднувачі за числом полюсів можуть бути одно- і триполюсними, за родом установки – для внутрішніх і зовнішніх установок, за конструкцією – рубаючого, поворотного, пантографічного і підвісного типу. За способом установки розрізняють роз'єднувачі з вертикальним і горизонтальним розташуванням ножів.

2.2.1 Роз'єднувачі для внутрішньої установки

Для внутрішніх установок роз'єднувачі можуть бути однополюсними (РВО) або трьохполюсними (РВ, РВК, РВРЗ і ін.). Трьохполюсні роз'єднувачі можуть виконуватися на загальній рамі або на окремих рамах для кожного полюсу. Окремі полюси об'єднуються загальним валом, пов'язаним з приводом роз'єднувача. На струми до 1000 А ніж роз'єднувача виготовляється з двох мідних смуг, на великі струми застосовуються ножі з трьох–чотирьох смуг. Так само як в шинних конструкціях, якнайкраще використання матеріалу при великих струмах досягається, якщо нерухомі контакти будуть коробчастого перерізу, а ножі роз'єднувача – коритоподібної форми.

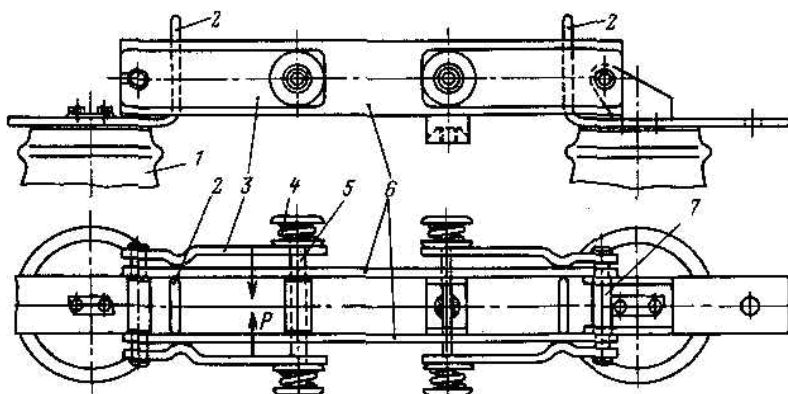


Рисунок 40 – Контактна система роз'єднувачів рубуючого типу

У роз'єднувачів рубуючого типу ніж обертається навколо одного з нерухомих контактів, рух ножеві передається від валу через фарфорову тягу. Необхідний тиск в контактах створюється пружинами. Розглянемо влаштування контактної системи роз'єднувача рубуючого типу (рис. 40). На ізоляторі 1 закріплена мідна шина, зігнута під прямим кутом, яка є нерухомим контактом 2. Бічні частини контакту 2 оброблені під циліндричну поверхню, тому з пластинами ножа 6 утворюється лінійний контакт. Пружини 4, насаджені на стрижень 5, натискають на сталеві пластини 3, які своїм виступом притискають ножі до нерухомого контакту. Чим більший тиск у контакті, тим менший перехідний опір, але більше зношення контактів за рахунок тертя при включеннях і відключеннях і тим більше зусилля треба докласти при операціях з роз'єднувачем.

При проходженні струмів КЗ створюються електродинамічні зусилля в місцях переходу струму з пластин ножа в контакт, які прагнуть відштовхнути ножі від контакту. З другого боку, пластини ножа притягуються одна до одної завдяки взаємодії струмів одного напрямку. При великих струмах КЗ сили відштовхування можуть виявитися більшими, ніж сили притягання пластин ножа, це приведе до відкидання пластин ножа від контакту, виникнення дуги, тобто до аварії. Щоб уникнути цього, в роз'єднувачах передбачається наявність магнітного замку. 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 в контакті.

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

На рисунку 41 показаний роз'єднувач типу РВРЗ на напругу 20 кВ, номінальний струм 8000 А, розрахований на граничний наскрізний струм КЗ 300 кА і граничний струм термічної стійкості 112 кА (при відстані між полюсами 700 мм).

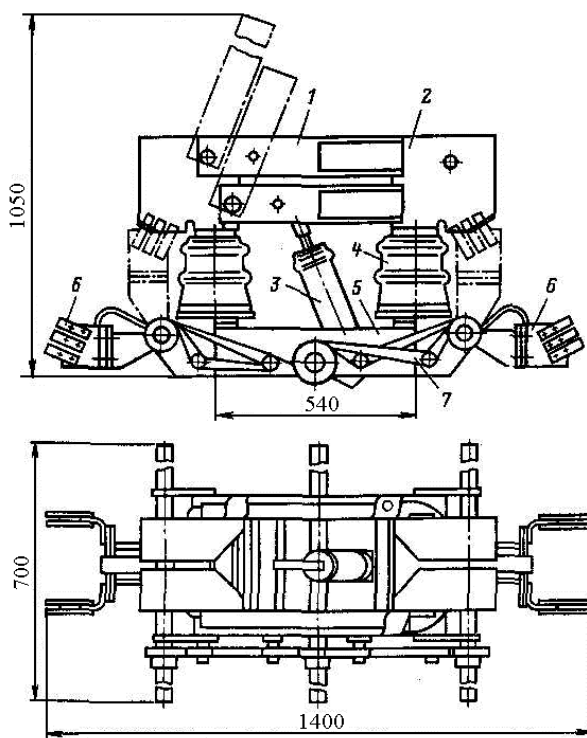


Рисунок 41 – Роз'єднувач рубаяючого типу для внутрішньої установки з двома заземлюючими ножами РВРЗ–2–20/8000:
1 – головні рухомі контакти; 2 – нерухомі контакти; 3 – фарфорова тяга;
4 – опорний ізолятор; 5 – рама; 6 – заземлюючі ножі; 7 – блокування

Контактна система полюса вертикально – рубаяючого типу. Для підвищення динамічної стійкості кожен контактний ніж 1 оснащений магнітними замками. Контактна система полюса кріпиться на чотирьох опорних ізоляторах. Рух ножем передається через ізолюючу фарфорову тягу 3. Для зменшення зусилля вимикання і вмикання застосовується механізм для зняття контактного тиску. Заземлювальні ножі 6 можуть бути розташовані з боку шарнірного або роз'ємного контакту чи з обох боків. При трьохполюсній 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 привід, який складається із системи важелів, що передають рух від рукоятки до валу (ПР), або черв'ячний привід (ПЧ). Включення і відключення головних ножів здійснюється електродвигуновим приводом (ПДВ), що дозволяє виконувати ці операції дистанційно.

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

2.2.2 Роз'єднувачі для зовнішньої установки

Роз'єднувачі, встановлювані у відкритих розподільних установках, повинні мати відповідну ізоляцію і надійно виконувати свої функції в несприятливих умовах навколишнього середовища,

Свого часу широко застосовувалися роз'єднувачі рубуючого типу. Недоліком їх є великі габарити при відкритому положенні ножа. Так, роз'єднувач РОН(З)-500/2000 при піднятому ножі має висоту 9.8 м. Для зменшення зусилля, необхідного для підняття ножа, а також зменшення габаритів по висоті ніж роз'єднувача роблять з двох частин.

Роз'єднувачі горизонтально–поворотного типу випускаються на напругу 10 – 750 кВ. Широке застосування цих роз'єднувачів пояснюється значно меншими габаритами і простішим механізмом управління. У цих роз'єднувачів головний ніж також складається з двох частин, але вони переміщуються в горизонтальній площині при повороті колонок ізоляторів, на яких закріплені. Один полюс є ведучим, до нього приєднаний привід. Рух до двох інших полюсів (відомих) передається тягою. Роз'єднувачі можуть мати один або два заземлюючих ножі. Контактна частина роз'єднувача складається з ламелей, укріплених на кінці одного ножа, і контактної поверхні на кінці іншого ножа. При включенні ніж входить між ламелями. Тиск в контакті створюється пружинами.

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

До роз'єднувачів можливо віднести і заземлювачі, які призначені для заземлення струмопровідних деталей електроустановки (наприклад, шин).

Для заземлення нейтралей силових трансформаторів використовуються однополюсні заземлювачі зовнішньої установки серії ЗОН на номінальну напругу 110 кВ (рис. 42).

Якщо в нейтралі силового трансформатора є трансформатор струму для захисту від замикань на землю використовується варіант І ЗОН, за відсутності захисту – варіант ІІ. Кожен з варіантів має два виконання за довжиною шляху витоку ізоляційної колонки: категорія А (тип ЗОН-110М) та категорії Б (тип ЗОН-110У). У заземлювачів з ізоляцією категорії А ізоляційна колонка складається з одного ізолятора ИОС-110-400У1.

В конструкції заземлювачів, виконаних за варіантом І, передбачається опорний ізолятор 6 типу КО-10 та ізоляційна вставка 5 в тягу між приводом та заземлювачем. У заземлювачів, виконаних за варіантом ІІ ізоляційна вставка 5 та ізолятор 6 відсутні. Апарат ставиться цоколем безпосередньо на заземлену конструкцію.

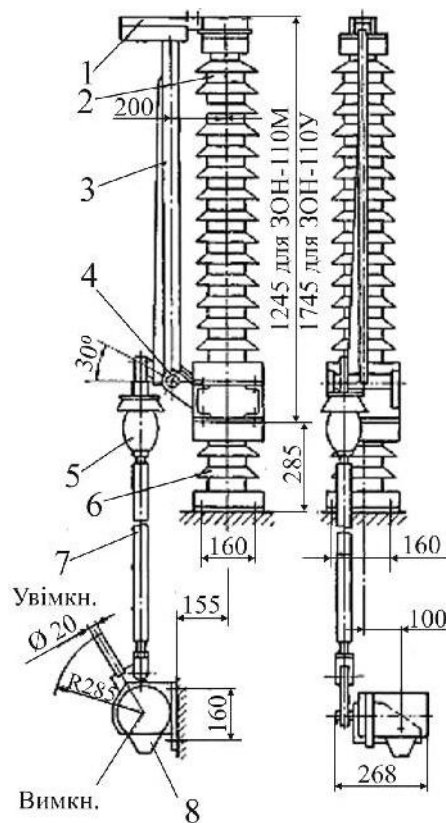


Рисунок 42 – Заземлювач ЗОН-110

На опорному ізоляторі 2 змонтований нерухомий контакт 1, до якого в разі потреби приєднується заземлювальний ніж 3. Ніж 3 зв'язаний з приводом 8 за допомогою тяги 7. В нижній частині він прикріплюється до кронштейну основи ізолятора 2 за допомогою вала 4. Це надає йому змогу повертатися на валу 4 на 30° та заземлювати або розземлювати нейтраль трансформатора.

Заземлювачі керуються ручним проводом типу ПРН-11У1.

2.2.3 Деякі експлуатаційні вимоги до роз'єднувачів

З точки зору оперативного обслуговування до роз'єднувачів ставляться, такі вимоги:

- роз'єднувачі у вимкнутому стані повинні створювати ясно видимий розрив кола, який за розміром відповідає класу напруги електроустановки;
- приводи роз'єднувачів повинні мати пристрої фіксації в кожному з двох положень: увімкненому та вимкнутому. Крім того, вони повинні мати надійні упори, які обмежують поворот головних ножів на кут більший за заданий;
- опорні ізолятори та ізолюючі тяги повинні витримувати механічне навантаження при всіх операціях;
- головні ножі роз'єднувачів повинні мати блокування з стаціонарними заземлювальними ножами та не допускати одночасного їх вмикання;
- роз'єднувачі повинні вільно вмикатися та вимикатися за будь-яких найгірших умова довкілля;
- роз'єднувачі повинні мати необхідну ізоляцію, яка забезпечує не тільки надійну роботу при можливих перенапругах та погіршеннях атмосферних умов, а й безпечне обслуговування.

2.2.4 Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів здійснюють аналогічно вибору вимикачів за:
Номінальною напругою

$$U_{м.ном} \leq U_{ном},$$

де $U_{м.ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

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

Розрахунковим тривалим струмом

$$I_{розр} \leq I_{ном},$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм роз'єднувача.

Перевірка роз'єднувачів здійснюють за:

Ударним струмом КЗ

$$i_{уд} \leq i_{гр.наскр.},$$

де $i_{гр.наскр.}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості роз'єднувача (амплітудне значення граничного допустимого наскрізного струму).

Термічною стійкістю:

Термічна стійкість вимикача визначається умовою

$$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_m,$$

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

B_k – інтеграл Джоуля струму короткого замикання.

Крім вищевказаного критеріїв апарат необхідно вибрати за виконанням.

2.3 Короткозамикачі і відокремлювачі

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

Короткозамикачі застосовуються в спрощених схемах підстанцій для того, щоб забезпечити відключення пошкодженого трансформатора після створення штучного КЗ дією релейного захисту живильної лінії.

В установках 35 кВ застосовують два полюси короткозамикача, при спрацьовуванні яких створюється штучне двофазне КЗ. В установках із заземленою нейтраллю (110 кВ і вище) застосовується один полюс короткозамикача. За конструкцією короткозамикач є по суті роз'єднувачем. Різниця полягає в тому, що привід короткозамикача має пружину, яка забезпечує включення заземленого ножа на нерухомий контакт, що знаходиться під напругою. Імпульс для роботи приводу подається від релейного захисту. Відключення виконується вручну. При включенні короткозамикача щоб уникнути виникнення дуги і пошко-

дження апарату необхідно забезпечити велику швидкість руху ножа. В існуючих конструкціях час включення короткозамикача складає 0,12 – 0,25 с.

Відокремлювач також зовні не відрізняється від роз'єднувача, але у нього є пружинний привід для відключення. Включення відокремлювача виконується вручну. Відокремлювачі, так само як і роз'єднувачі, можуть мати заземлювальні ножі з однієї або двох сторін. Недоліком існуючих конструкцій відокремлювачів є досить великий час відключення (0,4 – 0,5 с). Відокремлювачі можуть вимикати коло без струму, або струм намагнічування трансформатора.

Відокремлювані і короткозамикачі відкритої конструкції не досить надійно працюють в умовах поганої погоди (мороз, ожеледь). Мають місце їх відмов в умовах експлуатації. Замість відкритих конструкцій розроблені аналогічні за функціями апарати з контактною системою розташованою в закритій камері, наповненій елегазом.

Останнім часом Норми технологічного проектування підстанцій не рекомендують застосовувати короткозамикачі і відокремлювачі.

3. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ (ТН)

3.1 Основні поняття і визначення

Вимірювальним ТН називають трансформатор, призначений для перетворення первинної напруги мережі до значення, зручного для вимірювання, а також для електричного розділення первинних і вторинних кіл. Трансформатори напруги працюють в режимі близькому до холостого ходу.

Застосування ТН забезпечує безпеку людей, що працюють з вимірювальними приладами і реле. Первинна і вторинна напруги ТН відрізняються на величину коефіцієнта трансформації. Номінальний коефіцієнт трансформації рівний:

$$K_{ном} = U_{1ном} / U_{2ном}$$

На відміну від силових трансформаторів номінальний коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги дещо відрізняються від відношення числа витків $n = w_1 / w_2$.

Номінальні первинні напруги ТН стандартизовані відповідно до шкали номінальних лінійних напруг. Виключення складають однофазні ТН, призначені для вмикання в зірку із заземленою нейтраллю, первинної обмотки. Для цих ТН прийняті як номінальні первинні фазні напруги мереж $35000/\sqrt{3}$; $10000/\sqrt{3}$ і т.п.

Напруга U_1 , яка вимірюється за допомогою трансформатора напруги, визначається множенням вторинної напруги U_2 на номінальний коефіцієнт трансформації:

$$U_1 = U_2 K_{ном}$$

Шкали вимірювальних приладів, призначених для приєднання до трансформатора напруги з номінальним коефіцієнтом трансформації $K_{ном}$, надписують в значеннях первинної напруги, тобто $U_2 K_{ном}$.

Номінальні вторинні напруги основних вторинних обмоток рівні: 100 або $100/\sqrt{3}$ В. Вторинна напруга трансформатора, збільшена в $K_{ном}$ раз, дещо відріз-

няється від первинного як за модулем, так і за фазою внаслідок втрат потужності в самому трансформаторі.

Різниця цих напруг, віднесена до первинної напруги, є погрішністю за напругою:

$$f = [(U_2 \times K_{ном} - U_1) / U_1] \cdot 100 \% \text{ (або в відносних одиницях)}$$

Кут між векторами первинної і вторинної напруг δ є кутовою погрішністю.

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

$$S_2 = U_{2ном}^2 / Z,$$

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

Під номінальним вторинним навантаженням ТН розуміють найбільше навантаження, при якому погрішності не виходять за межі, встановлені для трансформаторів даного класу.

Відповідно до значення допустимої погрішності за певних умов роботи ТН діляться на 4-и класи точності: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0. ТН класу 0,2 застосовують як зразкові і лабораторні, ТН класу 0,5 призначені для живлення приладів обліку (лічильників). Для приєднання щитових вимірювальних приладів використовують ТН класу 0.1 і 3.0.

Для живлення кіл РЗ використовується ТН класу 0,5; 1,0; 3,0 – залежно від виду захисту.

Трансформатори напруги класифікуються за:

- кількістю ступенів – одноступеневі, каскадні;
- кількістю обмоток – дво- та триобмоткові;
- кількістю фаз – одно та трифазні;
- способами охолодження – сухі та масляні;

– родом установки – внутрішньої та зовнішньої. Двообмоткові трансформатори мають первинну та вторинну обмотки. Початок первинної обмотки маркується великими літерами (наприклад А), кінець також маркується великими літерами (наприклад Х). Початок вторинної обмотки маркується малими літерами (наприклад а), кінець маркується малими буквами (наприклад х).

Триобмоткові трансформатори мають первинну, вторинну та додаткову обмотки. Первинна та вторинна обмотки маркуються відповідно до двообмоткових трансформаторів, а додаткова маркується наступним чином: початок a_d , а кінець – x_d . Схема з'єднання додаткової обмотки – розімкнений трикутник.

Погрішності ТН залежать від розмірів магнітопроводу, властивостей сталі, конструкції обмоток, перерізу дротів, приєднаного навантаження і первинної напруги. Для зменшення погрішності приймають меншу, ніж для силових трансформаторів густину струму в обмотці і меншу індукцію в сердечнику.

Розглянемо схему заміщення ТН (рис. 43).

Вторинні величини слід привести до первинних через коефіцієнт трансформації $n = w_1/w_2$;

$$X'_2 = X_2 \cdot n^2; \quad R'_2 = R_2 \cdot n^2; \quad X' = X \cdot n^2; \quad R' = R \cdot n^2; \quad I'_2 = I_2/n; \quad U'_2 = U_2/n$$

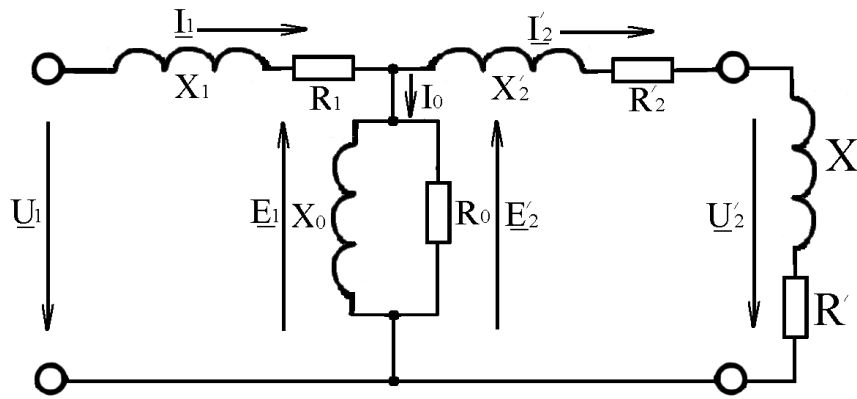


Рисунок 43 – Схема заміщення ТН

Погрішності ТН можуть бути визначені за значеннями падіння напруги від струму I'_2 в опорі $Z'_2 = R'_2 + jX'_2$ і від струму $I_1 = I_0 + I'_2$ в опорі $Z_1 = R_1 + jX_1$, тобто

$$U_1 - U'_2 = I'_2 \times Z'_2 + I_1 \times Z_1 = I_0 \times Z_1 + I'_2 \times (Z'_2 + Z_1),$$

де I_0 – струм намагнічування, що відповідає первинній напрузі U_1 .

Після підстановки комплексних значень опорів і струмів:

$$I'_2 = I'_{2a} - jI'_{2p}; \quad I_0 = I_{0a} - jI_{0p}$$

маємо:

$$U_1 - U'_2 = [I_{0a} \cdot R_1 + I_{0p} \cdot X_1 + I'_{2a}(R_1 + R'_2) + I'_{2p}(X_1 + X'_2)] + j[I_{0a} \cdot X_1 - I_{0p} \cdot R_1 + I'_{2a}(X_1 + X'_2) - I'_{2p}(R_1 + R'_2)]$$

Дійсна частина цього комплексу, узятя із зворотним знаком і віднесена до U_1 , дорівнює погрішності за напругою, відповідно уявна частина – погрішності за кутом:

$$f = \frac{I_{0a}R_1 + I_{0p}X_1 + I'_{2a}(R_1 + R'_2) + I'_{2p}(X_1 + X'_2)}{U_1};$$

$$\delta = \frac{I_{0a}X_1 + I_{0p}R_1 + I'_{2a}(X_1 + X'_2) - I'_{2p}(R_1 + R'_2)}{U_1}$$

З виразів виходить, що погрішності ТН складаються з двох частин. Перші два члени відповідають погрішності ненавантаженого трансформатора. Друга складова визначається струмом навантаження. Із збільшенням навантаження погрішність ТН збільшується. Зменшення напруги нижче за номінальну мало відбивається на погрішності, оскільки складова погрішності, від струму намагнічування значно менша складової від струму навантаження.

При збільшенні напруги вище за номінальну погрішність може зростати сильно. Похибки трансформаторів напруги залежать також від навантаження. На рисунку 44 показані залежності похибок трансформаторів від вторинного навантаження.

Як видно з діаграми характеристики є похилими прямими, що виходять з однієї точки, яка відповідає похибці при холостому ході.

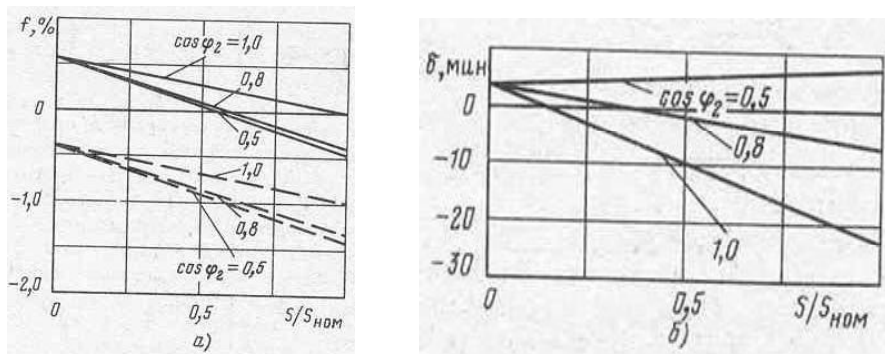


Рисунок 44 – Залежності похибок трансформаторів від вторинного навантаження

Нахил характеристик визначається коефіцієнтом потужності навантаження і кутом φ_k з виразу

$$\operatorname{tg} \varphi_k = \frac{X_1 + X_2'}{R_1 + R_2'}$$

При коефіцієнті потужності рівному 1, нахил характеристики має місце тільки при $\varphi_2 = \varphi_k$ (розглядається тільки індуктивне навантаження трансформатора).

Характеристики кутової похибки також мають вид похилих прямих. При холостому ході кутова похибка позитивна. При $\varphi_2 = \varphi_k$ характеристика похибки горизонтальна, тобто похибка не залежить від навантаження. При $\varphi_2 < \varphi_k$ характеристика кутової похибки має нахил вниз, а при $\varphi_2 > \varphi_k$ – вгору.

Для збільшення точності вимірювань відношення числа витків вибирають дещо меншим номінального коефіцієнта трансформації. Для цього зменшують число витків первинної обмотки відносно значення, що відповідає рівнянню $U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}} = w_1/w_2$. Цей метод називається «витковою корекцією».

3.1.1 Схеми вмикання трансформаторів напруги

У трифазній системі необхідно вимірювати:

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

Три однофазних трансформаторів, ввімкнених за схемою зірка з заземленою нейтраллю

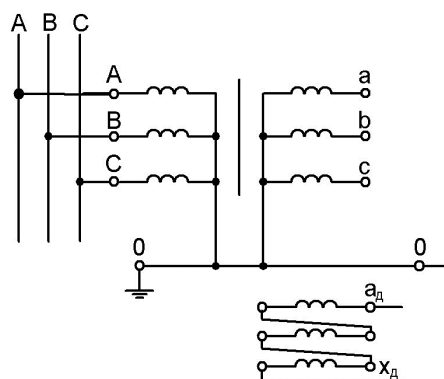


Рисунок 45 – Схема для вимірювання напруг за допомогою трьох однофазних трансформаторів, ввімкнених за схемою зірка з заземленою нейтраллю

Схема набула широке поширення, особливо при напрузі 35 кВ і вище. Один кінець ТН ізольований на повну фазну напругу, а другий повинен бути заземлений. Схема дозволяє вимірювати напруги трьох фаз відносно землі, а також лінійні напруги.

За допомогою додаткових обмоток можна зміряти напругу нульової послідовності. Для цього додаткові обмотки з'єднуються в розімкнений трикутник. При нормальному стані мережі напруга на затисках розімкненого трикутника дорівнює нулю. При однофазному замиканні в мережі на затисках з'являється напруга, рівна 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 затисках розімкненого трикутника складала приблизно 100 В. У ТН, призначених 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 в 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 з ізольованою або компенсованою нейтраллю при однофазному замиканні напруги не пошкоджених фаз щодо землі зростають в $\sqrt{3}$ раз (тобто до лінійної), причому ці підвищення можуть бути вельми тривалими. В цьому випадку ТН, включені на «здорові» фази, виявляються під підвищеною напругою, внаслідок цього збільшується індукція в сердечнику, струм намагнічування і виділення тепла.

У мережах з ефективно заземленою нейтраллю напруги на непошкоджених фазах при замиканні на землю не перевищує 1.2–1.4 від фазного, крім того, воно є нетривалим, оскільки пошкодження автоматично відключаються. Умови роботи ТН в цьому випадку легші.

Два однофазних трансформатора напруги, ввімкнені в неповний трикутник

Дана схема (рис. 46) дозволяє безпосередньо вимірювати дві лінійних напруги U_{AB} і U_{BC} . Вона має сенс в тих випадках, коли основне навантаження складають лічильники і ватметри.

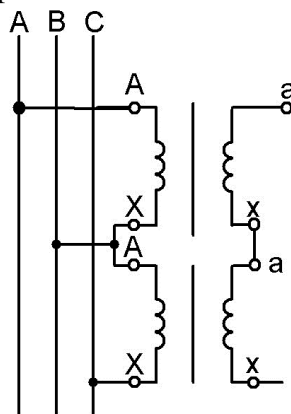


Рисунок 46 – Схема вмикання однофазних трансформаторів в неповний трикутник

Наведена схема дозволяє отримати і третю лінійну напругу $U_{CA} = - (U_{AB} - U_{BC})$, але при вмиканні приладів до затискачів *ac* навантажуються обидва трансформатори. При цьому збільшується похибка, тому такого приєднання слід уникати.

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

3.1.2 Трифазні трансформатори напруги

Набули поширення в електричних установках з напругою до 20 кВ. Трифазні ТН мають п'ятистрижневий магнітопровід броньового типу. Ці магнітопроводи забезпечують замикання магнітних потоків нульової послідовності. Трансформатори цього типу можуть забезпечити вимірювання напруги фаз щодо землі, лінійні напруги і напругу нульової послідовності. Основні обмотки з'єднані в схему $Y_0/Y_0 - 12$ із заземленими нейтраліями. Додаткові обмотки з'єднані в розімкнений трикутник. Погрішності трифазних ТН вищі, ніж однофазних, тому до них не приєднують лічильники. Для цього можна встановити 2ТН, з'єднаних в неповний трикутник.

Ця схема дозволяє безпосередньо вимірювати дві лінійні напруги U_{ab} і U_{bc} . Вона доцільна в тих випадках, коли основне навантаження ТН складають лічильники і ватметри. Оскільки лічильники є двоелементними і струмові кола приєднуються до фаз А і С, то обмотки напруги повинні бути приєднані до затисків ТН ab і bc . Схема дозволяє одержати і третю лінійну напругу U_{CA} : $U_{CA} = - (U_{AB} - U_{BC})$. Таке приєднання не слід використовувати, оскільки навантажуються обидва трансформатори, і збільшується погрішність.

Номинальна первинна напруга ТН повинна відповідати лінійній напрузі мережі, а вторинна – дорівнювати 100 В. Первинні обмотки ізолюються на повну робочу напругу з обох кінців. ТН такого типу випускаються на напругу до 35 кВ включно.

Вторинні обмотки ТН повинні бути заземлені щоб уникнути поразки людей, що працюють з приладами при пробі ізоляції між обмотками ВН і НН. У трифазних семах заземляють, як правило, нейтраль. При з'єднанні в неповний трикутник звичайно заземляють середній вивід.

Для захисту ТН від КЗ у вторинних колах встановлюються плавкі запобіжники в незаземлених фазах. На напрузі до 35 кВ включно також встановлюються плавкі запобіжники. Вони захищають установку від замикань в трансформаторі. При напругах 110 кВ і вище плавкі запобіжники не застосовуються, в колі ТН встановлюють роз'єднувачі.

3.1.3 Конструкція ТН

ТН за конструкцією схожий на силовий трансформатор, проте немає необхідності в установці радіаторів охолодження. ТН повинен забезпечувати надійну ізоляцію вторинних мереж від первинних. Обмотки ТН як і у силових трансформаторів часто занурюються в масло. Останнім часом застосовується лита ізоляція з полімерів (трансформатори типу НОЛ, ЗНОЛ).

Трансформатори напруги 110 кВ і вище виготовляють каскадного типу (НКФ). Вони складаються з декількох ступенів, ізольованих один від одного. На кожен ступінь доводиться приблизно 50 кВ (рис. 47).

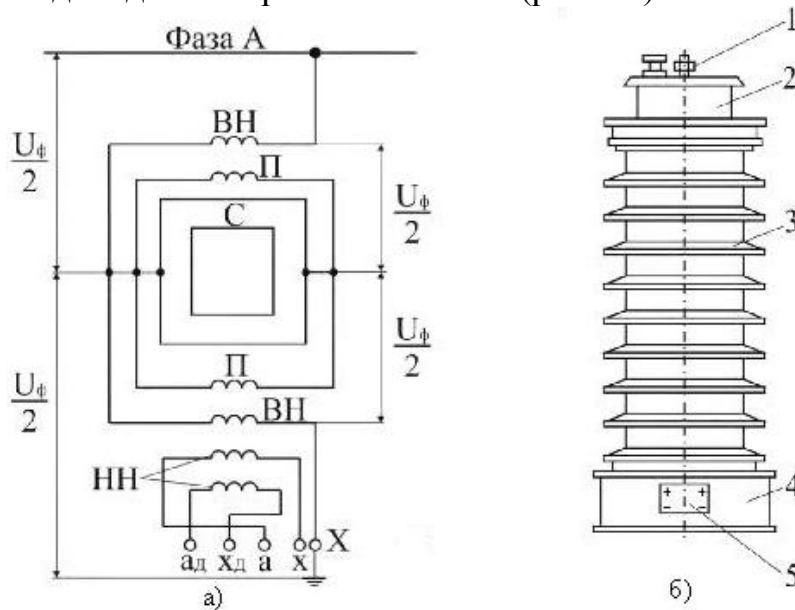


Рисунок 47 – Трансформатор напруги НКФ–110:

а) – схема; б) – конструкція

1 – ввід високої напруги; 2 – масло розширювач; 3 – фарфоровий корпус;
4 – основа; 5 – коробка введів НН

Трансформатор каскаду ізольований на $1/N$ частин фазної напруги мережі, де N – число ступенів. Первинні обмотки ВН ізольовані з одного кінця, і з'єднані послідовно. Початок первинної обмотки верхнього ступеня приєднують до дроту напругу якого потрібно виміряти. Кінець первинної обмотки нижнього ступеня приєднують до заземленої основи. Кінці первинних обмоток ступенів приєднані до магнітопроводів. При такому виконанні напруга між сусідніми частинами трансформаторів не більше U_{ϕ}/N .

Для забезпечення рівномірного розподілу напруги між ступенями навантаженого каскаду передбачені обмотки зв'язку П; сусідні обмотки зв'язку включені зустрічно. Вони беруть участь в передачі потужності, одержуваної з мережі до вторинної обмотки, розташованої на нижньому ступені. Одна з них ізольована, як і первинна, а друга, розташована ближче до магнітопроводу, має слабкішу ізоляцію. Каскадні ТН мають меншу масу і габарити, але їх погрішність вища (клас точності 1 і 3).

3.1.4 Ємнісні ТН (дільники напруги)

Ємнісні трансформатори напруги (ЄТН) (рис. 48) призначені для вимірювання напруги в установках 110 кВ і вище. ЄТН складається з подільника напруги і електромагнітного пристрою узгодження. Подільник складається з двох послідовно включених конденсаторів. Вони приєднуються одним кінцем до провідника, напругу якого треба зміряти, а іншим – до землі.

Ємність конденсатора C_2 значно більша ємності C_1 , тому напруга на ньому складає незначну частину від $U_1 \approx 12$ кВ. Пристрій погодження складається з реактора LR і знижувального трансформатора Т спеціальної конструкції.

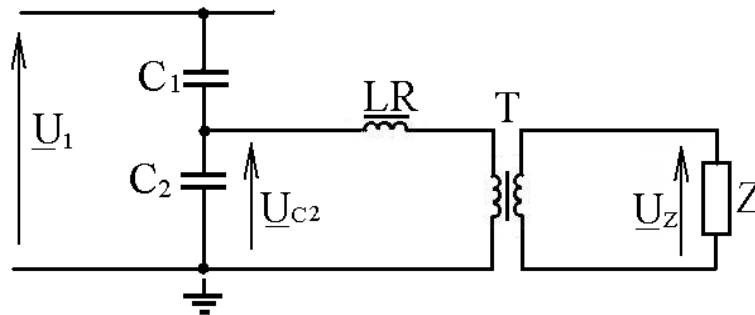


Рисунок 48 – Ємнісний трансформатор напруги

При відключеному пристрої погодження, напруга на C_2 пропорційна U_1 . Номінальний коефіцієнт розподілу:

$$k_0 = (C_1 + C_2) / C_1$$

При включеному пристрої погодження напруга U_{C2} не повністю пропорційна U_1 , але точність вимірювання може бути забезпечена, якщо сума індуктивних опорів реактора і обмоток трансформатора буде приблизно дорівнювати опору ємності конденсатора.

$$\omega(L_p + L_1 + L_2') \cong 1/(\omega(C_1 + C_2))$$

Вимірювальні пристрої такого роду одержали назву настроєних пристроїв.

Погрішності ЄТН залежать від відхилення частоти, температури повітря, витоку по ізоляції, ферорезонансних коливань напруги.

Номінальна потужність подільників складає 300 – 600 ВА. Вони, як правило, одночасно використовуються як конденсатори зв'язку.

3.2 Особливості роботи трансформаторів напруги в мережах з ізольованою нейтраллю

Електричні мережі з ізольованою нейтраллю (напругою 6 – 35 кВ) широко розповсюджені. Найважливішою перевагою таких мереж є можливість забезпечувати споживачів електроенергією навіть під час замикання однієї з фаз на землю, оскільки при цьому не порушується трикутник лінійних напруг [5].

В той же час одним із найвагоміших недоліків таких мереж є небезпека 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 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.

Вихід з ладу ТН є чинником ряду негативних явищ, тому було розроблено ряд заходів для запобігання пошкоджень ТН і підвищення надійності їхньої роботи.

Одним з рішень стало вмикання резистора (опором 25 Ом, потужністю 400 – 500 Вт) в обмотку розімкненого трикутника. При цьому вважалось, що вдасться запобігти так званому самочинному зміщенню нейтралі мережі, хоча реа-

льно цей резистор міг лише запобігати «розхитуванню» ферорезонансних процесів (ФРП) на частотах 50 Гц і вище. В принципі, ФРП на таких частотах не є небезпечними для обладнання підстанції, в тому числі й для ТН, оскільки вони не супроводжуються ані перенапругами, ані надструмами.

Проте якщо їх не «погасити» (наприклад, увівши резистор в обмотку розімкненого трикутника трансформатора напруги), то вони можуть переходити у субгармонійні коливання з частотами 25,17,... Гц, які вже будуть супроводжуватися надструмами, що й призводитиме до швидкого перегорання обмоток.

Для захисту трансформаторів напруги від пошкоджень, зумовлених ферорезонансними процесами, запропоновано ще ряд заходів, зокрема:

- введення резисторів у нейтраль ТН;
- введення додаткових резисторів у первинні обмотки ТН;
- ввімкнення на шини, до яких під'єднанні ТН, трансформаторів для власних потреб із заземленою нейтраллю, тощо.

Крім цього, застосовуються так звані антирезонансні трансформатори 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. 49) дві обмотки від'єднанні від землі та приєднані на лінійні напруги, а третя, потужніша обмотка (фаза В), залишилась приєднаною до землі, що дає змогу виявляти «землю» у мережі.

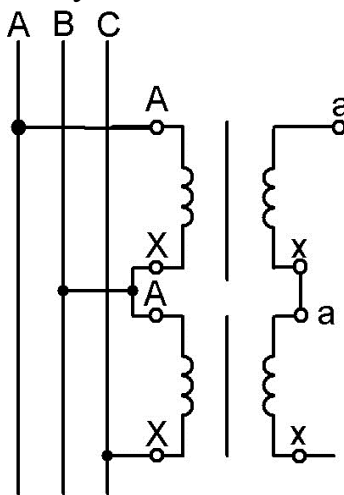


Рисунок 49 – Схема трансформатора НАМИ-10

Нейтраль трифазного трансформатора у ТН типу НАМИТ-10 заземлена через додатковий однофазний трансформатор, вторинна обмотка якого замкнута накоротко. Цей однофазний трансформатор працює в режимі близькому до режиму трансформатора струму. Тобто в нормальному режимі вторинна обмотка його замкнута накоротко, і в нейтраль основного трансформатора послідовно вводиться опір (активний) 6 кОм. При виникненні ферорезонансу, вторинна обмотка розмикається, і в нейтраль вводиться опір порядку 300 кОм, що й припиняє ФРП, а отже й запобігає пошкодженню ТН.

Існують і інші схеми антирезонансних ТН, але на сьогодні проблема виходу з ладу ТН в мережах з ізольованою нейтраллю повністю не вирішена. ТН, навіть антирезонансні, які застосовуються сьогодні в мережах України, виходять з ладу.

3.2.1 Позначення трансформаторів напруги

Маркування трансформаторів напруги складається з літер та цифр:

Літери означають:

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

Цифри означають: перша група – номінальну напругу первинної обмотки в кВ; друга – рік початку випуску трансформатора напруги; третя – номінальну напругу первинної обмотки, В; четверта – номінальну напругу вторинної обмотки, В; п'ята – номінальну напругу додаткової обмотки, В (при її відсутності у двообмоткових трансформаторів напруги цифра не ставиться).

3.2.2 Вибір та перевірка трансформаторів напруги

Тип трансформатора, визначається призначенням його в електроустановці [11]. Вибирають трансформатори за величиною робочої напруги розподільчого пристрою відповідно до умови:

$$U_{1ном} \geq U_{роб}$$

де $U_{1ном}$ – номінальна первинна напруга трансформатора, кВ;

$U_{роб}$ – робоча напруга розподільної установки, до шин якої приєднується трансформатор, кВ.

Вибраний трансформатор напруги перевіряють на відповідність класу точності відповідно до умови:

$$S_{2ном} \geq S_{2роб}$$

де $S_{2ном}$ – номінальна потужність вторинної обмотки трансформатора у відповідному класі точності, ВА;

$S_{2роб}$ – потужність, що споживається вимірювальними приладами та реле, які приєднуються до трансформатору, ВА.

4. ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

4.1 Основні поняття і визначення

Вимірювальним трансформатором струму (ТС) називають трансформатор, призначений для перетворення струму до значення, зручного для вимірювання, і виконаний так, що вторинний струм, збільшений в $K_{ном}$ раз, відповідає з необхідною точністю первинному струму як по модулю, так і по фазі. Множник $K_{ном}$ є номінальним коефіцієнтом трансформації трансформатора струму.

Застосування трансформаторів струму забезпечує безпеку при роботі з вимірювальними приладами і реле, оскільки кола вищої і нижчої напруг розділені; дозволяє уніфікувати конструкції вимірювальних приладів для номінального вторинного струму 5 А (рідше 1 або 2,5 А), що спрощує їх виробництво і знижує вартість.

Первинну обмотку трансформатора струму (рис. 50) включають послідовно в коло вимірюваного струму. Вона має невелике число витків (аж до одного витка) і виконується з провідника відносно великого перерізу. Вторинна обмотка розрахована на значно менший струм і відповідно має більше число витків.

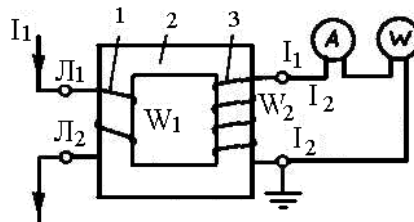


Рисунок 50 – Схема вмикання трансформатора струму

Струмові котушки вимірювальних приладів або реле підключають до вторинної обмотки трансформатора струму послідовно. Оскільки опір трансформатора струму разом з приєднаними до нього приладами дуже малий, він ніяк не впливає на значення первинного струму. Останній може змінюватися в широких межах: у нормальному режимі – від 0 до 1,2 – 1,3 номінального, а при КЗ може перевищити номінальний в десятки разів. Виводи первинної обмотки позначають буквами Л1, і Л2, вторинної – І1 і І2 (за європейськими стандартами відповідно Р1, Р2 і ІS1, ІS2).

Під номінальним первинним струмом розуміють струм, для якого призначений трансформатор. Він прийнятий як базисна величина, до якої віднесені інші характерні параметри.

Стандартна шкала номінальних первинних струмів включає такі значення струмів: 1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10000, 12000, 14000, 16000, 18000, 20000, 25000, 28000, 30000, 32000, 35000, 40000 А.

Під номінальним вторинним струмом трансформатора струму розуміють струм, на який розраховані прилади, що підлягають приєднанню до його вторинної обмотки.

Номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора струму рівний відношенню номінального первинного струму до номінального вторинного струму

$$K_{ном} = I_{1ном} / I_{2ном}$$

Шкали вимірювальних приладів, приєднаних до трансформатора струму, градуують в значеннях первинного струму, тобто $I_2 K_{ном}$.

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

Трансформатори струму за своїм призначенням діляться на трансформатори струму для вимірювань і трансформатори струму для релейного захисту.

Похибки трансформатора струму. Вторинний струм трансформатора, збільшений в $K_{ном}$ раз, відрізняється від первинного струму як за модулем, так і за фазою внаслідок втрат потужності в трансформаторі. Різниця цих значень, віднесена до первинного струму, є струмовою похибкою

$$f = (I_2 K - I_1) / I_1$$

Похибка може бути виражена в процентах. Її вважають позитивною, якщо $I_2 K_{ном}$ перевищує первинний струм.

Кут δ між векторами первинного і вторинного струму складає кутову похибку трансформатора струму. Її вважають позитивною, якщо вектор вторинного струму випереджає вектор первинного струму. Кутову похибку виражають в радіанах або мінутах.

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 класу 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового обліку, класу 1,0 – для всіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 20 – для релейного захисту.

Крім розглянутих класів випускаються трансформатори струму з вторинними обмотками 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 вторинну обмотку, магнітний потік в магнітопроводі різко збільшиться, тому що він буде визначатися тільки МДС первинної обмотки. В цьому режимі магнітопровід може нагрітися до неприпустимої температури, а на вторинній розімкнутій обмотці з'явиться висока напруга, яка може досягати десятків кіловольт.

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

4.1.1 Конструкція трансформаторів струму

Трансформатори струму для внутрішньої установки до 35 кВ мають литу епоксидну ізоляцію.

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

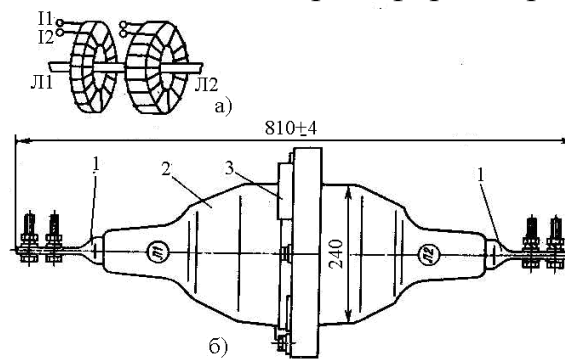


Рисунок 51—Трансформатор струму ТПОЛ–20:
а) – розташування магнітопроводу з обмотками; б) – конструкція;
1 – вивід первинної обмотки; 2 – ізоляція; 3 – виводи вторинної обмотки.

На рисунку 51, а схематично показано виконання магнітопроводів і обмоток, а на рисунку 51, б – зовнішній вигляд трансформаторів струму типу ТПОЛ –20 (прохідний, одновитковий, з литою ізоляцією на 20 кВ). В цих трансформаторах струмопровідний стрижень, що проходить через вікна двох магнітопроводів, є одним витком первинної обмотки. Одновиткові трансформатори струму виготовляються на струми 600 А і більше. При менших струмах МДС первинної обмотки недостатня для роботи з необхідним класом точності. Вказаний трансформатор має два магнітопроводи на кожний з яких намотана своя вторинна обмотка. Класи точності цих трансформаторів 0,5, 3 і Р. Магнітопровід разом з обмотками заливається епоксидною смолою і утворює моноліт, внаслідок чого трансформатор має високу електродинамічну стійкість. Одночасно трансформатор виконує роль прохідного ізолятора в закритих розподільних установках.

При струмах менших 600 А застосовують багато виткові трансформатори, наприклад ТПЛ (рис. 52), у яких первинна обмотка складається з декількох витків, кількість яких залежить від величини необхідної МДС.

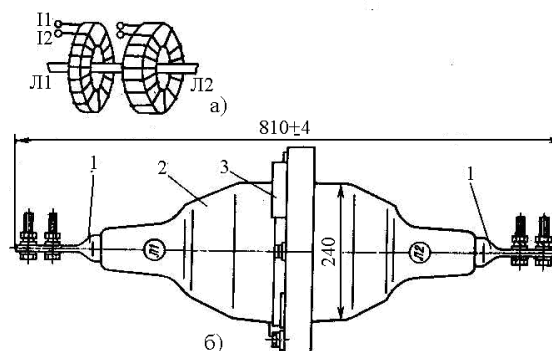


Рисунок 52– Трансформатор струму ТПЛ – 10 з двома магнітопроводами:
1 – магнітопровід; 2 – вторинна обмотка; 3 – первинна обмотка;
4 – вивід первинної обмотки; 5 – литий епоксидний корпус

В комплектних розподільних установках застосовують опорно-прохідні трансформатори ТЛМ – 10, ТПЛК – 10, які конструктивно суміщаються з одним із штепсельних з'єднань первинного кола комірки КРУ.

На великі струми застосовуються трансформатори у яких роль первинної обмотки виконує шина, яка проходить всередині трансформатора (ТШЛ).

Для зовнішньої установки застосовують трансформатори струму типу ТФЗМ в фарфоровому корпусі з паперово-масляною ізоляцією.

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

Останнім часом набувають поширення елегазові трансформатори струму. Принципово вони не відрізняються від інших, але конструкція внутрішньої ізоляції базується на унікальних ізоляційних властивостях елегазу. Як приклад, розглянемо будову трансформатора струму типу ТГФМ-110 (рис. 53). Мінімальний тиск елегазу в трансформаторі складає 0,12 МПа. При такому тиску газоподібний стан елегазу зберігається до температури – 55⁰ С.

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

Конструкція трансформатора дозволяє під напругою візуально контролювати правильність приєднання трансформатора.

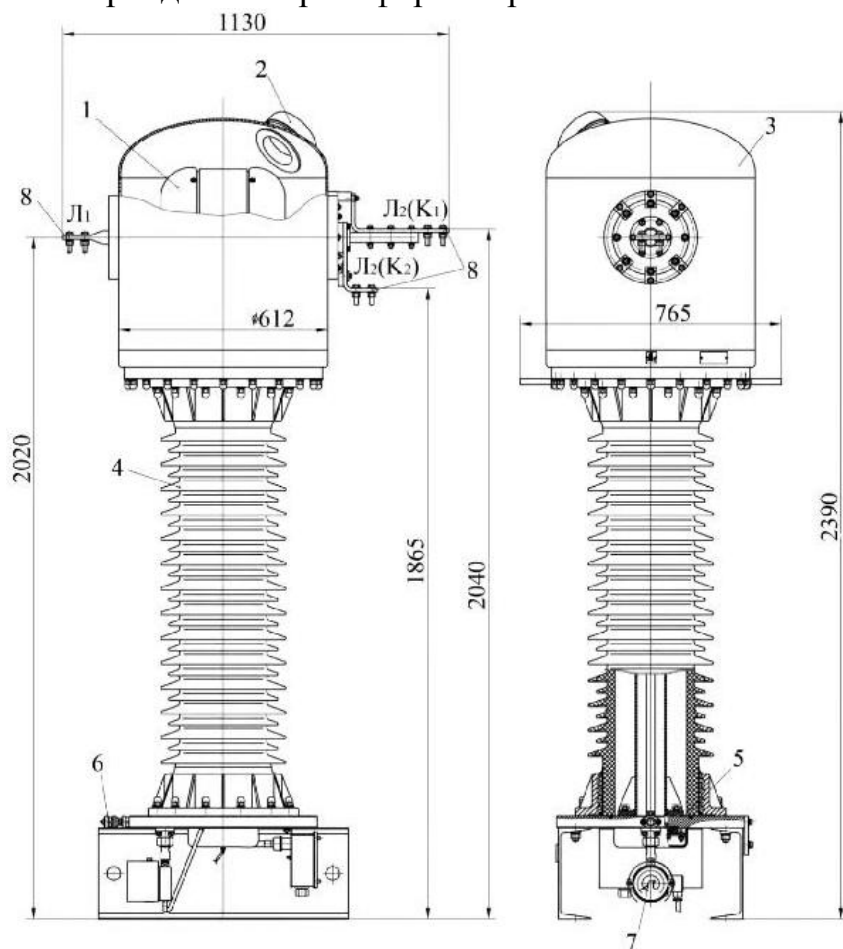


Рисунок 53 – Трансформатор струму ТГФМ–110:

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

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

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

Для контролю за тиском елегазу передбачений показчик тиску 7. Підкачка елегазу в процесі експлуатації здійснюється через клапан 6.

В експлуатації трансформатор практично не потребує обслуговування.

4.1.2 Маркування трансформаторів струму

Маркування трансформаторів струму складається з літер та цифр:

Літери означають: Т – трансформатор струму (від рос: тока); П – прохідний; В – вбудований; Л (МА) – з литою ізоляцією; О – одновитковий;

О – опорний (для елегазових трансформаторів); Ш – шинний; К – котушковий; З – для захисту від замикань на землю; Ф – у фарфоровому корпусі; ФЗ – у фарфоровому корпусі з первинною обмоткою кільцевого (ланкового) типу (від рос: звеньєвого); Н – зовнішньої (від рос: наружной) установки; Р – з осердям для релейного захисту; Д – з осердям для диференційного захисту; У – посилений (від рос: усиленный); ВТ – вбудований в силовий трансформатор; Г – елегазів; S – зі зменшеною похибкою у вимірюванні; Б – бакової конструкції; М – модернізований (або малогабаритний для трансформаторів струму напругою 6; 10 кВ), для трансформаторів струму напругою 35 кВ та вище — масляний:

Цифри означають: Перша група цифр – номінальну напругу, кВ; друга (через дріб) – первинний номінальний та вторинний номінальні струми А; третя (через дріб) – класи точності вторинних обмоток. Друга та третя група можуть мінятися місцями.

4.1.3 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за місцем установки (внутрішня чи зовнішня), а також за:

1. *Номінальною напругою*

$$U_{м.ном} \leq U_{ном},$$

де $U_{м.ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

2. *Розрахунковим тривалим струмом кола, в яке вмикається трансформатор струму*

$$I_{розр.} \leq I_{ном.}$$

де $I_{ном.}$ – номінальний струм первинного кола трансформатора струму. Його величина вибирається найближчою більшою до значення $I_{розр.}$, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;

Перевірка трансформаторів струму виконується за:

1 – *Ударним струмом КЗ*

$$i_{y\partial} \leq \sqrt{2}k_{\text{дин.}}I_{\text{ном.}}$$

де $k_{\text{дин.}}$ – кратність електродинамічної стійкості.

2 – *Інтегралом Джоуля*

$$B_{\kappa} \leq (k_m I_{\text{ном.}})^2 t_m,$$

де k_m – кратність термічної стійкості.

(В каталогах можуть наводитися не коефіцієнти $k_{\text{дин.}}$ й k_m а значення струмів $i_{\text{дин.}}$ і I_m).

3. *Вторинним навантаженням*

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном.}},$$

де $Z_{2\text{ном.}}$ – номінальне навантаження при заданому класі точності, O_m .

В зв'язку з тим, що індуктивний опір кіл струму невеликий, допускається приймати $Z_2 \approx R_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів $Z_{\text{прил.}}$, з'єднувальних проводів $R_{\text{пр.}}$, і перехідного опору контактів R_{κ}

$$Z_2 = Z_{\text{прил.}} + R_{\text{пр.}} + R_{\kappa}.$$

5 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ

5.1 Основні типи, елементи конструкції

Електроенергія при передачі до споживачів проходить багаторазову трансформацію, внаслідок чого встановлена потужність трансформаторів в 5 – 7 разів перевищує встановлену потужність генераторів. Незважаючи на високий коефіцієнт корисної дії (до 99,5 %) втрати електричної енергії в трансформаторах становлять значну величину, тому необхідно прагнути до зниження числа трансформацій і кращого використання трансформаторів.

Трансформатором називається статичний електромагнітний пристрій, призначений для перетворення електричної енергії змінного струму однієї напруги в іншу при незмінній частоті.

Силовий трансформатор – трансформатор, призначений для перетворення електричної енергії в електричних мережах та в установках, які у свою чергу призначені для приймання та використання електричної енергії

До основних параметрів трансформатора відносяться: номінальна потужність, номінальна напруга, струм і напруга короткого замикання, струм холостого ходу, втрати холостого ходу та короткого замикання [1].

Номінальною потужністю трансформатора називається вказане у заводському паспорті значення повної потужності, на яку безперервно може бути навантажений трансформатор за номінальних умов місця установки та охолоджувального середовища при номінальних частоті та напрузі.

Номинальні напруги обмоток – це напруги первинної та вторинної обмоток при холостому ході трансформатора. Для трифазного трансформатора – це його лінійна (міжфазна) напруга. Для однофазного трансформатора, який вмикається у трифазну групу, що з'єднана у зірку – це $U / \sqrt{3}$. При роботі трансформатора під навантаженням та підведеної до затискачів його первинної обмотки номінальної напруги на вторинній обмотці напруга менша за номінальну на величину втрати напруги у трансформаторі.

Номинальними струмами трансформатора називаються вказані у заводському паспорті значення струмів у обмотках, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора. Номінальний струм будь-якої обмотки визначається за її номінальною потужністю та номінальною напругою.

Напруга короткого замикання u_k – це напруга, при підведенні якої до однієї з обмоток трансформатора при замкненій накоротко іншій обмотці у ній тече струм, що дорівнює номінальному. Напругу короткого замикання визначають за втратою напруги у трансформаторі і вона характеризує повний опір обмоток трансформатора.

Струм холостого ходу I_x характеризує активні та реактивні втрати у сталі і залежить від магнітних властивостей сталі, конструкції та якості збирання магнітопроводу та від магнітної індукції. Струм холостого ходу визначається у відсотках від номінального струму трансформатора. У сучасних трансформаторів з холоднокатаною сталлю струми холостого ходу мають невеликі значення.

Втрати холостого ходу P_x визначають економічність роботи трансформатора. Втрати холостого ходу складаються з втрат у сталі на перемагнічування та вихрові струми.

Втрати короткого замикання P_k також визначають економічність роботи трансформатора і складаються з втрат в обмотках при протіканні по них струмів навантаження та додаткових втрат, що викликані магнітними полями розсіювання, які створюють вихрові струми у крайніх витках обмотки та конструкціях трансформатора (стілки бака, ярмові балки та інше). Для їх зменшення обмотки виконуються багатожилним транспонованим дротом, а стінки бака екрануються магнітними шунтами.

Допустиме навантаження – тривалий режим роботи трансформатора, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток від нагріву не перевищує зносу, що відповідає номінальному режиму роботи.

Перевантаження трансформатора – це таке навантаження, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток, що відповідає перевищенню температури, перевищує знос, який відповідає номінальному режиму роботи.

Здатність до навантаження – це сукупність допустимих навантажень та перевантажень трансформатора. Вихідний режим для визначення здатності до навантаження – номінальний режим роботи трансформатора за номінальних умов місця установки та охолоджуючого середовища, які визначаються відповідним стандартом або технічними умовами.

Маса сучасних трансформаторів складає приблизно 0,74 тони на один МВА. За рахунок зменшення питомих втрат в сталі, ретельного збирання магнітопроводу, з'єднання стержнів з ярмом за допомогою косої шихтовки вдалося

зменшити втрати холостого ходу і струм намагнічування трансформатора. В сучасних потужних трансформаторах струм намагнічування складає 0,5 – 0,6 % $I_{ном}$, тоді як раніше він складав 3 %; втрати холостого ходу зменшилися вдвоє. Листи сталі ізолювані один від другого лаком (раніше – папером). Частіше це покриття наноситься на заводі після прокату сталі. Стяжка стержнів здійснюється склобандажами. Для провідників використовують мідь чи алюміній. Трансформатори з алюмінієвою обмоткою на сьогодні виготовляються потужністю до 6300 кВА. В масляних трансформаторах основною ізоляцією є масло в поєднанні з твердими діелектриками: папером, електрокартоном, гетинаксом, деревом. В сухих трансформаторах застосовується ізоляція на основі кремнійорганічних сполук підвищеної нагрівостійкості. Трансформатори виготовляють трифазними й однофазними, дво- і триобмотковими. Перевагу мають трифазні трансформатори. Групи з однофазних трансформаторів застосовують тільки при дуже великих потужностях з метою зменшення трансформаторної маси. Трансформатори випускаються різної потужності. В Україні найбільш поширена шкала потужностей наведена в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Шкала номінальних потужностей трансформаторів

10		16	25		40		63	
100		160	250		400		630	
1000		1600	2500		4000		6300	
10000		16000	25000	32000	40000		63000	80000
100000	125000	160000	250000	320000	400000	500000	630000	800000

Стосовно до однофазних трансформаторів наведені значення потужності слід розуміти як потужності трифазних груп.

Зменшенню втрат потужності в трансформаторах сприяє виготовлення їх магнітопроводів із холоднокатаної сталі з присадками, які поліпшують її властивості. Товщина листів сталі 0,35 мм і менше.

Крім втрат потужності при передачі електроенергії через трансформатор має місце падіння напруги, зумовлене опором трансформатора, який характеризується напругою короткого замикання – u_k . Він залежить в основному від розміру обмоток, тобто від напруги й потужності трансформатора.

При невеликому значенні u_k падіння напруги на трансформаторі невелике, але рівень струмів КЗ за таким трансформатором виходить досить високим. Тому при проектуванні орієнтуються на оптимальні величини. Для трансформаторів потужністю до 6300 кВА напругою 10 – 35 кВ $u_k = 5,5 - 7,5 \%$, а для трансформаторів напругою 110 кВ і вище $u_k = 10 - 15 \%$.

Ізоляція обмоток трансформаторів залежить від їхньої робочої напруги й значень випробувальних напруг.

Обмотки трансформаторів, які працюють у мережах з ефективно заземленою нейтраллю (110 кВ і вище) виконуються з ізоляцією на повну напругу тільки лінійного виводу. Ізоляція обмотки іншого виводу, що підлягає заземленню, розраховується на меншу напругу. Такі обмотки виконуються концентричними. Ближче до сердечника розташовується низьковольтна обмотка (рис. 54).

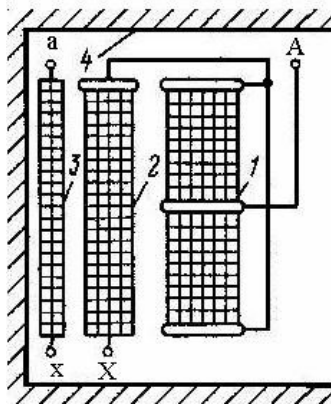


Рисунок 54 – Розташування обмоток трансформатора
 Номінальною напругою 110 кВ і вище:

1 – зовнішня частина обмотки ВН; 2 – внутрішня частина обмотки ВН;
 3 – обмотка НН; 4 – магнітопровід

Первинна (високовольтна обмотка) ділиться на дві частини. Зовнішня частина підключається до лінійного виводу й складається із двох напівобмоток, намотаних у протилежних напрямках і з'єднаних паралельно. Внутрішня частина первинної обмотки підключається до заземленого виводу. У такий спосіб вдається істотно знизити рівень ізоляції (тобто зменшити ізоляцію торців обмотки). Крім двообмоткових трансформаторів застосовуються триобмоткові трансформатори, в основному, як понижуючі потужністю до 100 МВА і напругою до 220 кВ.

Потужності обмоток вищої, середньої й нижчої напруги можуть розподілятися так: 100/100/100; 100/100/67; 100/67/100, але сума навантажень обмоток середньої й нижчої напруги не повинна перевищувати номінальної потужності трансформатора. Обмотки вищої, середньої й нижчої напруги в таких трансформаторах розміщують так само концентрично в такому порядку: вищої – зовні, нижчої – всередині біля стержня, середньої – між обмотками вищої й нижчої напруги. При такому розташуванні обмоток напруга КЗ між обмотками вищої й середньої напруги має мінімальне значення. Напруга КЗ між обмотками вищої й нижчої напруги відносно велика, але це сприяє обмеженню струмів КЗ.

Різновидом триобмоткових трансформаторів є трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги (Рисунок БББ). У такому трансформаторі обмотка нижчої напруги виконана із двох частин (гілок), розташованих симетрично відносно обмотки вищої напруги (ВН). Номінальні напруги гілок однакові. Потужність кожної обмотки нижчої напруги (НН) становить частину номінальної потужності трансформатора (при двох гілках – половину, при трьох – 1/3 номінальній потужності).

У трифазному трансформаторі обидві частини розщепленої обмотки розміщені на загальному стержні відповідної фази, одна над другою, а в однофазних трансформаторах – на різних стержнях. Кожна гілка розщепленої обмотки має самостійні виводи. Розподіл навантаження між гілками може бути яким завгодно, наприклад: одна гілка навантажена повністю, а друга – відключена або обидві навантажені повністю.

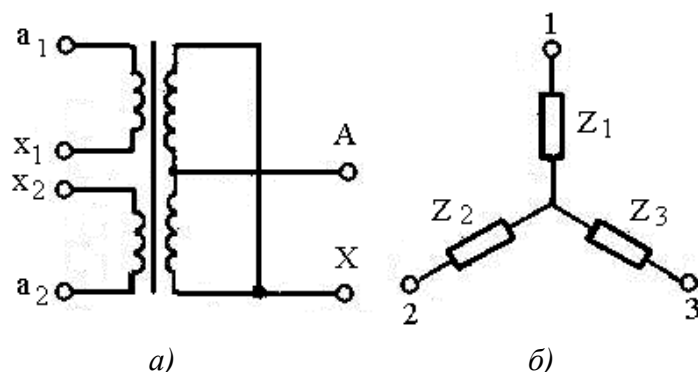


Рисунок 55 – Трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги:
а) – розміщення обмоток; б) – схема заміщення

Достоїнством трансформаторів з розщепленою обмоткою НН є великий опір короткого замикання між гілками, що дає можливість обмежити струм КЗ на стороні НН.

Підвищувальні трансформатори з розщепленою обмоткою НН застосовуються у випадках, коли декілька генераторів повинні бути приєднані до загального трансформатора.

Однією з характеристик генератора з розщепленою обмоткою є коефіцієнт розщеплення K_p , що дорівнює відношенню опору короткого замикання між гілками розщепленої обмотки Z_{2-3} до опору короткого замикання між обмотками вищої напруги й паралельно з'єднаними гілками розщепленої обмотки:

$$k_p = \frac{Z_{23}}{Z_{1-23}};$$

Для однофазних трансформаторів $K_p \approx 4$, для трьохфазних $K_p \approx 3.5$. Опір променів в схемі заміщення трансформатора з обмоткою НН, розщепленою на дві гілки визначаються виразами:

$$Z_1 = Z_{1-2//3} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \quad Z_2 = Z_3 = Z_{1-2//3} \frac{K_p}{2}$$

Підставивши значення K_p , отримуємо:
для однофазних трансформаторів

$$Z_1 = 0 \text{ і } Z_2 = Z_3 = 2Z_{1-2//3}$$

для трьохфазних трансформаторів

$$Z_1 = 0,125Z_{1-2//3} \text{ і } Z_2 = Z_3 = 1,75Z_{1-2//3}$$

5.1.1 Автотрансформатори

Автотрансформатори є по суті трансформаторами, у яких дві обмотки зв'язані електрично. Поширення одержали триобмоткові автотрансформатори (АТР) – трифазні й групи з однофазних. Їх широко використовують з економічних міркувань замість трансформаторів для з'єднання ефективно заземлених мереж з напругою 110 кВ і вище з відношенням номінальних напруг, що не перевищують 3 – 4. Розглянемо однофазний двообмотковий АТР (рис. 56).

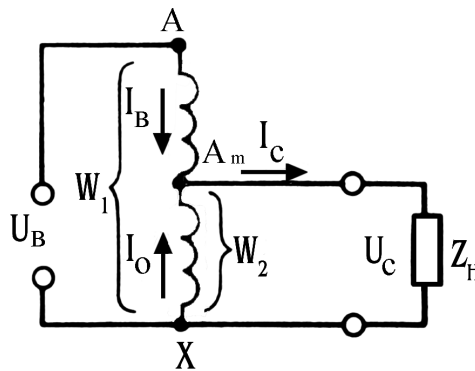


Рисунок 56 – Принципова схема двообмоткового автотрансформатора

Обмотка А–А_м називається послідовною, а обмотка А_м–Х – загальною. Вивід А є виводом вищої напруги, вивід А_м – виводом середньої напруги. Обмотки трифазних АТР з'єднують у зірку із заземленою нейтраллю Х. Загальне число витків в обох обмотках АТР w_1 , число витків у загальній обмотці w_2 . Тоді число витків у послідовній обмотці буде $w_1 - w_2$. Відношення $n = \frac{w_1}{w_2}$ називається кое-

фіцієнтом трансформації АТР.

Розглянемо роботу АТР при передачі потужності з мережі вищої напруги в мережу середньої напруги. Умовні напрямки струму позначені I_B , I_C , I_0 . Рівняння магніторушійних сил АТР:

$$I_B \times w_1 - I_C \times w_2 = I_0 \times w_1,$$

де I_B й I_C – відповідно струми у виводах вищої й середньої напруги; I_0 – струм, що проходить у загальній частині обмоток А–Х.

Якщо нехтувати струмом намагнічування то струми I_B й I_C знаходяться у протилежних фазах отже, струм у загальній частині обмотки дорівнює алгебраїчній різниці цих струмів:

$$I_0 = I_C - I_B.$$

Він менший струму у виводі середньої напруги. Відповідно розраховують загальну обмотку з меншою витратою міді й меншими втратами.

Магніторушійні сили (МДС) послідовної і загальної обмоток за умови нехтування струмом намагнічування, рівні і протилежні за знаком.

$$\underline{I_B}(w_1 - w_2) = \underline{I_C}w_1 - \underline{I_B}w_2$$

Після підстановки в це рівняння $\underline{I_B}w_1 = \underline{I_C}w_2$, отримаємо

$$\underline{I_B}(w_1 - w_2) = (\underline{I_C} - \underline{I_B})w_2.$$

Тому послідовну й загальну обмотки можна розглядати як первинну й вторинну обмотки автотрансформатора.

На відміну від трансформатора, де вся потужність із первинної сторони передається у вторинну магнітним полем, в автотрансформаторі частина потужності передається безпосередньо – без трансформації, через електричний зв'язок між послідовною й загальною обмотками.

Повну потужність, що передається з первинної сторони автотрансформатора на вторинну, називають прохідною, а потужність, яка передається магнітним полем – трансформаторною.

Прохідна потужність для схеми наведеної на рисунку 57 дорівнює:

$$S = U_B \cdot I_B \approx U_C \cdot I_C.$$

Трансформаторна потужність може бути визначена з наступної схеми.

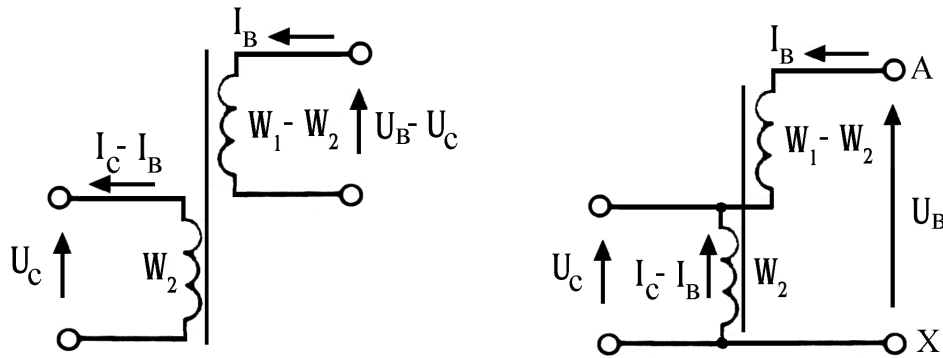


Рисунок 57 – Схеми трансформатора (а) і автотрансформатора (б) однакової електромагнітної потужності

Тут послідовна і загальна обмотки не з'єднані електрично. Вони зв'язані тільки за рахунок магнітного поля. Коефіцієнт трансформації такого трансформатора дорівнює $\frac{w_1 - w_2}{w_2}$. До послідовної обмотки прикладена напруга $U_B - U_C$.

Напруга на затискачах загальної обмотки дорівнює $\frac{(U_B - U_C) \cdot w_2}{w_1 - w_2}$. Струм у послідовній обмотці дорівнює I_B ; струм у загальній обмотці дорівнює $\frac{I_B \cdot (w_1 - w_2)}{w_2}$.

Потужність, передана з послідовної в загальну обмотку, $S_{mp} = (U_B - U_C) \cdot I_B \approx U_C \cdot (I_C - I_B)$ – це і є трансформаторна потужність автотрансформатора. Решта потужності передається з первинного кола у вторинне без трансформації через електричний зв'язок між послідовною і загальною обмотками. Дійсно, якщо з'єднати ці обмотки й прикласти до затискачів А – Х напругу U_B , струми в обмотках і напруга не зміняться, але струм I_B з послідовної обмотки направиться в мережу середньої напруги й передана потужність збільшиться на $S_{ел} = U_C \times I_B$, тобто на електричну потужність, яка передається через контактний зв'язок. Сума електричної й трансформаторної потужності АТР становить прохідну потужність автотрансформатора

$$S = S_{mp} + S_{ел} = (U_B - U_C) \cdot I_B + U_C \cdot I_B = U_B \cdot I_B$$

Відношення трансформаторної потужності до прохідної називається коефіцієнтом типової потужності АТР:

$$K_{тип} = \frac{S_{mp}}{S} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{U_C}{U_B}.$$

Під номінальною потужністю АТР розуміють його прохідну потужність при номінальних умовах. Відповідної номінальної потужності називають типо-

вою потужністю. Розмір і маса АТР визначаються не прохідною, а трансформаторною потужністю. Чим ближче до одиниці відношення $\frac{U_C}{U_B}$, тим менша трансформаторна потужність при заданій потужності. Отже, заміна трансформатора відповідним АТР стає усе вигіднішою.

Розглянемо, як змінюються параметри трансформатора (рис. 57, а), якщо його обмотки з'єднати згідно зі схемою (рис. 57, б). Оскільки порівнювані трансформатор і автотрансформатор мають однакові магнітопроводи і обмотки, то електромагнітна потужність їх однакова, але прохідна потужність автотрансформатора збільшиться в $1/K_{min}$ раз. Втрати залишаться такими ж, але їх відносне значення в долях прохідної потужності зменшиться в $1/K_{min}$ раз. Абсолютне і відносне значення струму холостого ходу також зменшаться в $1/K_{min}$ раз, тому, що в трансформаторі струм намагнічування протікає обмоткою з числом витків $w_1 - w_2$, а в автотрансформаторі – обмоткою з числом витків w_1 .

Опір КЗ, виражений в омах, визначається активним і індуктивним опором послідовної і загальної обмоток і тому не змінюється при перез'єднанні обмоток. В той же час, опір КЗ у відносних одиницях (тобто напруга короткого замикання) зменшиться в $1/K_{min}$ раз, тому що при короткому замиканні на затискачах середньої напруги автотрансформатора загальна обмотка виявляється заколюченою, а до послідовної обмотки замість напруги $U_B - U_C$ прикладається напруга U_B . Напруга короткого замикання трансформатора

$$u_{к.тр} = \frac{Z_K I_B}{U_B - U_C} = \frac{Z_K S_{тр}}{(U_B - U_C)^2}.$$

Напруга короткого замикання автотрансформатора

$$u_{к.ат} = \frac{Z_K I_B}{U_B} = \frac{Z_K S_{НОМ}}{U_B^2},$$

значить,

$$u_{к.ат} = u_{к.тр} K_{min}.$$

Переваги АТР перед ТР тієї ж потужності:

- 1) для виготовлення АТР потрібно менше міді, сталі й ізоляційних матеріалів, тому вартість АТР менша;
- 2) втрати потужності в АТР менші, а його ККД – вищий;
- 3) габаритні розміри АТР менші, що дозволяє будувати АТР більшої прохідної потужності й полегшує транспортування.

Ці переваги тим помітніші, чим менша різниця вищої й середньої напруг.

Як правило, АТР виконуються не дво-, а триобмотковими й забезпечуються третинними обмотками низької напруги (6 – 35 кВ), з'єднаними в трикутник. Основне призначення цих обмоток – компенсувати гармонійні складові напруги, кратні трьом, і зменшити опір нульової послідовності АТР. Обмотку НН часто використовують для приєднання генератора, синхронного компенсатора.

Обмотки АТР розташовуються так: послідовна – зовні; загальна – в середині; нижчої напруги – біля сталевго сердечника (рис. 58).

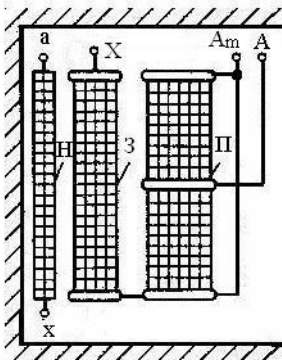


Рисунок 58 – Розташування обмоток триобмоткового автотрансформатора

Обмотка НН збільшує розміри й масу АТР у порівнянні із двообмотковим трансформатором. Якщо обмотка НН служить тільки для компенсації гармонійних складових, кратним трьом, її потужність визначається вимогою термічної й електродинамічної стійкості при КЗ і становить 1/3 типової потужності автотрансформатора. Якщо обмотка НН використовується для приєднання генератора чи СК, потужність її повинна бути збільшена до типової. Витрати матеріалу й вартість АТР при цьому збільшуються. Триобмотковий автотрансформатор приблизно

еквівалентний трансформатору, потужність якого становить $(S_3 + S_{II} + S_H)/2$, де S_3, S_{II}, S_H – потужності відповідно загальної, послідовної і третинної обмоток.

Недоліком автотрансформаторів є відносно низька напруга КЗ і пов'язані з цим значні струми КЗ і електродинамічні зусилля в обмотках при КЗ. Для зменшення цього недоліку доводиться збільшувати опір розсіювання шляхом зменшення діаметру стрижнів і збільшення проміжків між обмотками не дивлячись на те, що збільшення полів розсіювання приводить до збільшення втрат потужності і місцевих нагрівів.

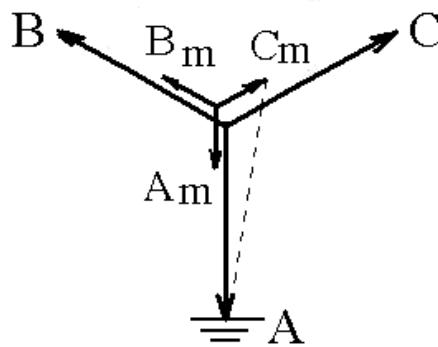


Рисунок 59 – Векторна діаграма напруг в незаземленій мережі з автотрансформатором при замиканні однієї фази на землю

Іншим недоліком АТР є зміна напруги проводів щодо землі в мережі середньої напруги при однофазному замиканні в мережі вищої напруги, що тим більше, чим більше відношення $\frac{U_B}{U_C}$. У незаземленій системі ці напруги досягають

неприпустимих значень (рис. 59, вектор А – C_m), Тому для з'єднання незаземлених мереж АТР непридатні. В ефективно – заземлених мережах подібна небезпека не виникає. Перенапруги, що виникають у мережі вищої напруги, викликають в АТР більш значні, ніж у трансформаторів, перенапруги на виводах СН. Це враховується при конструюванні ізоляції АТР. Крім того, з боку ВН і СН АТР захищаються розрядниками, або обмежувачами перенапруги. Вони приєднуються так, щоб залишалися включеними при відключенні АТР із однієї зі сторін.

5.1.2 Режими роботи триобмоткових автотрансформаторів

При виборі потужності автотрансформатора, при рішенні питання про допустимість того або іншого режиму, при підрахунку втрат потужності й енергії в автотрансформаторі необхідно знати навантаження кожної його обмотки, особливо найбільш навантаженої.

Режими, у яких потужність передається із системи вищої напруги в систему середньої напруги або у зворотному напрямку (третинна обмотка не навантажена), є автотрансформаторними. При цих режимах передана потужність не повинна перевищувати номінальну потужність автотрансформатора.

Якщо третинна обмотка також навантажена (такий режим прийнятий називати комбінованим), то струми в послідовній і загальній обмотках можна представити такими, що із двох, а саме: а) струми, що відповідають потужності, переданої в автотрансформаторному режимі із системи вищої напруги в систему середньої напруги (або у зворотному напрямку); б) струми, що відповідають потужності, переданої в трансформаторному режимі через третинну обмотку в тому чи іншому напрямку. Складові струмів у послідовній і загальній обмотках повинні бути додані геометрично з урахуванням напрямку передачі потужності. Комбіновані режими триобмоткових автотрансформаторів найбільш часті. Характерними є наступні два.

Режим 1. Потужність передається в напрямку ВН → СН і одночасно ВН → НН (рис. 60, а) або у зворотному напрямку: СН → ВН і одночасно НН → ВН. Складові струмів автотрансформаторного режиму в послідовній і загальній обмотках позначені на схемах відповідно $I_{Пам}$ і $I_{Зам}$. Вони перебувають у протилежних фазах. Складові струмів трансформаторного режиму в загальній і послідовній обмотках позначені I_{mp} (пунктирна стрілка).

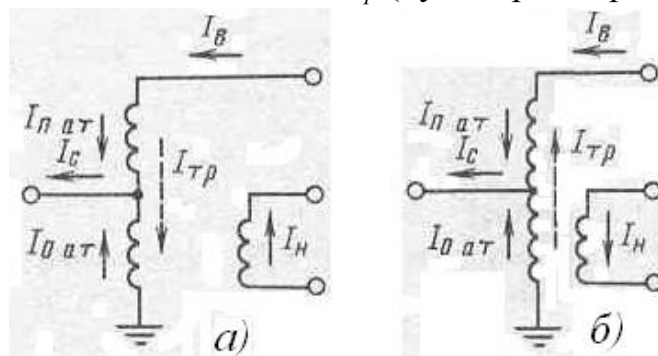


Рисунок 60 – Схеми для пояснення розподілу струмів триобмоткового автотрансформатора в комбінованих режимах

В даному режимі складові струму трансформаторного і автотрансформаторного режимів в послідовній обмотці направлені погоджено, тому

$$\underline{I}_{\Pi} = \underline{I}_{Пам} + \underline{I}_{mp},$$

причому

$$\underline{I}_{Пам} = \frac{I}{U_B}(P_C - jQ_C); \quad \underline{I}_{mp} = \frac{I}{U_B}(P_H - jQ_H),$$

де $P_C - jQ_C$ – потужність на виводах середньої напруги, а $(P_H - jQ_H)$ – потужність на виводах нижчої напруги.

Навантаження послідовної обмотки

$$S_{gp} = \frac{U_B - U_C}{U_B} \sqrt{(P_C + P_H)^2 + (Q_C + Q_H)^2} = K_{min} \sqrt{(P_C + P_H)^2 + (Q_C + Q_H)^2}$$

В загальній обмотці складові струму автотрансформаторного і трансформаторного режимів правлені зустрічно, тому

$$\underline{I}_3 = \underline{I}_{3am} - \underline{I}_{mp}$$

Беручи до уваги, що сума МДС послідовної і загальної обмоток, (як від повних струмів, так і від складових) дорівнює нулю, маємо

$$\underline{I}_{3am} w_2 = \underline{I}_{Пam} (w_1 - w_2)$$

звідки

$$\underline{I}_{3am} = \frac{(w_1 - w_2)}{w_2} \frac{1}{U_B} (P_C - jQ_C) = \frac{U_B - U_C}{U_C U_B} (P_C - jQ_C)$$

Навантаження загальної обмотки дорівнює

$$S_3 = \sqrt{\left(K_{min} P_C - \frac{U_C}{U_B} P_H \right)^2 + \left(K_{min} Q_C - \frac{U_C}{U_B} Q_H \right)^2}$$

Активна і реактивна складові навантаження можуть бути позитивними чи негативними в залежності від значень складових автотрансформаторного і трансформаторного режимів. Уявна потужність не залежить від знаку складових. В режимі, який розглядається, струм в загальній обмотці менший, ніж в трансформаторному режимі НН ↔ ВН чи в автотрансформаторному режимі СН ↔ ВН. Розглянутий комбінований режим обмежений потужністю послідовної обмотки.

Режим 2. Потужність передається в напрямку ВН → СН і одночасно НН → СН (рис. 60, б) чи в зворотному напрямку СН → ВН і СН → НН.

В послідовній обмотці складова струму трансформаторного режиму відсутня, тому

$$\underline{I}_П = \underline{I}_{Пam} = \underline{I}_B = \frac{1}{U_B} (P_B - jQ_B),$$

де $P_B - jQ_B$ – потужність на виводах вищої напруги.

Навантаження послідовної обмотки

$$S_П = \frac{U_B - U_C}{U_B} \sqrt{P_B^2 + Q_B^2} = K_{min} \sqrt{P_B^2 + Q_B^2}$$

В загальній обмотці складові струму автотрансформаторного і трансформаторного режимів направлені погоджено, тому

$$\underline{I}_3 = \underline{I}_{3am} + \underline{I}_{mp}$$

причому

$$\underline{I}_{3am} = \frac{U_B - U_C}{U_C U_B} (P_B - jQ_B); \quad \underline{I}_{mp} = \frac{1}{U_C} (P_H - jQ_H),$$

де $P_H - jQ_H$ – потужність на виводах нижчої напруги.

Навантаження обмотки може бути визначена із такого виразу:

$$S_3 = \sqrt{(K_{min} P_B + P_H)^2 + (K_{min} Q_B + Q_H)^2}$$

Складові струми (потужності) автотрансформаторного й трансформаторного режимів додаються в загальній обмотці. Розглянутий режим обмежений потужністю загальної обмотки.

Комбінований режим 2 має практичний інтерес при проектуванні підстанцій із синхронними компенсаторами, приєднаними до обмоток нижчої напруги автотрансформаторів. За певних умов, коли лінійні струми не перевищують номінальних значень, загальна обмотка може виявитися перевантаженою, оскільки складові реактивної потужності, що надходять із мережі вищої напруги й від синхронного компенсатора, тут підсумовуються. Те ж саме може мати місце на електростанціях при передачі потужності генератора, приєданого до обмотки нижчої напруги автотрансформатора, у мережу середньої напруги й одночасно із системи вищої напруги в мережу середньої напруги. З огляду на можливість таких режимів заводи – виготовлювачі вказують у числі інших параметрів максимальний допустимий струм у загальній обмотці, який дещо перевищує номінальне значення, рівне $S_{тип}/U_C$. Експлуатаційний персонал повинен стежити, щоб струм у загальній обмотці не перевищував максимального значення. Для цього в однофазних автотрансформаторах передбачають трансформатори струму, вбудовані в нейтральні виводи. У трифазних автотрансформаторах передбачають трансформатори струму в нейтральних відводах (до з'єднання в зірку), вбудовані в бак.

Наведені вирази для струмів і потужностей, отримані для однофазної системи, справедливі і для трифазної системи. При цьому під напругами U_B, U_C, U_H слід розуміти лінійні напруги, а під потужностями P, Q і S – трифазні потужності.

Відмітимо, що розрахунок за приведеними вище формулами необхідний у тому випадку, коли струми в обмотках значно розрізняються за фазою. При незначній різниці у фазних кутах згадані потужності в обмотках можуть бути підсумовані алгебраїчно:

в режимі 1

$$S_{II} = K_{min}(S_C + S_H); \quad S_3 = K_{min}S_C - \frac{U_C}{U_B}S_H;$$

в режимі 2

$$S_{II} = K_{min}S_B; \quad S_3 = K_{min}S_B + S_H.$$

З вищенаведеного можливо зробити такі висновки. Триобмоткові автотрансформатори можуть працювати в автотрансформаторних, трансформаторних і комбінованих режимах. В автотрансформаторному режимі можлива передача номінальної потужності з обмотки ВН в обмотку НН і навпаки. В трансформаторному режимі обмотку НН можна завантажити не більше $S_{тр}$. В комбінованому режимі завантаження автотрансформатора обмежується завантаженням загальної обмотки. В усіх режимах необхідно контролювати завантаження обмоток автотрансформатора, як показано на схемі (рис. 61).

Один з недоліків АТР полягає у відносно низькій напрузі КЗ і пов'язаних із цим значних струмах КЗ й електродинамічних силах в обмотках. Для усунення цього недоліку збільшують опір розсіювання шляхом зменшення діаметра стержнів сердечника й збільшення проміжків між обмотками, незважаючи на збільшення втрат.

Іншим недоліком АТР є зміна напруги проводів щодо землі в мережі середньої напруги при однофазному замиканні в мережі вищої напруги, що тим більше, чим

більше відношення $\frac{U_B}{U_C}$. У незаземленій системі ці напруги досягають неприпустимих значень ($A - C_M$), Тому для з'єднання незаземлених мереж АТР непридатні.

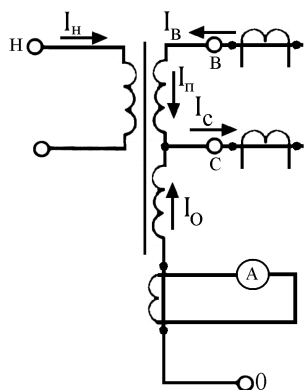


Рисунок 61 – Схема вмикання трансформаторів струму для контролю навантаження автотрансформаторів

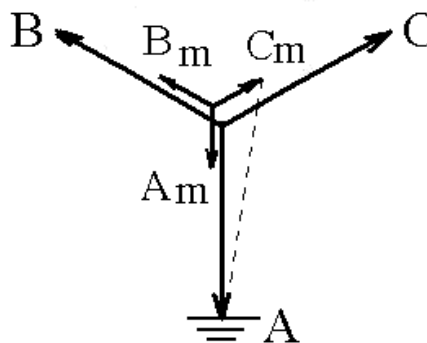


Рисунок 62 – Векторна діаграма напруг в незаземленій мережі з автотрансформатором при замиканні однієї фази на землю

В ефективно – заземлених мережах подібна небезпека не виникає. Перенапруги, що виникають у мережі вищої напруги, викликають в АТР більш значні, ніж у трансформаторів, перенапруги на виводах СН. Це враховується при конструюванні ізоляції АТР. Крім того, з боку ВН і СН АТР захищаються розрядниками, або обмежувачами перенапруги. Вони приєднуються так, щоб вони залишалися включеними при відключенні АТР із однієї зі сторін.

5.1.3 Номінальні дані й технічні характеристики силових трансформаторів

Для зручності планування робіт, пов'язаних з транспортуванням та ремонтом трансформаторів, їх умовно поділяють за габаритами в залежності від потужності та напруги обмоток ВН (табл. 6.2).

Промисловістю випускаються трансформатори, призначені для роботи в районах з помірним, холодним і тропічним кліматом, для установки на відкритому повітрі й у приміщенні.

Розрізняють трансформатори загального призначення й спеціальні: перетворювальні, електропічні й ін. Залежно від виду охолодження розрізняють сухі, масляні й трансформатори з негорючим рідким діелектриком.

Таблиця 5.2 – Групи (габарити) силових трансформаторів

Номер габариту	Діапазон потужностей, кВА	Клас напруги, кВ
I	До 100	До 35
II	Від 100 до 1000	До 35
III	Від 1000 до 6300	До 35
IV	Понад 6300	До 35
V	До 40000	Від 35 до 110
VI	Від 40000 до 80000	До 330
VII	От 80000 до 200000	До 330
VIII	Понад 200 000	До 330 і вище
VIII	Незалежно від потужності для ЛЕП постійного струму	Незалежно від напруги

5.1.4 Регулювання напруги

Для регулювання напруги в системі за допомогою трансформаторів (автотрансформаторів) на одній з обмоток передбачають крім основного виводу додаткові відгалуження і перемикаючі пристрої для зміни коефіцієнта трансформації.

Розрізняють два види пристроїв для перемикання :

1 – пристрої для перемикання числа витків при відключеному трансформаторі, тобто без збудження, ПБЗ;

2 – пристрої для перемикання числа витків під навантаженням РПН.

Пристроями ПБЗ обладнуються практично всі трансформатори. Вони дозволяють звичайно змінювати коефіцієнт трансформації в межах $\pm 5\%$. Пристрої РПН розраховані на зміну коефіцієнта трансформації в більш широких межах – до $\pm 20\%$. Їх вартість значно вища.

Застосовуються також регульовані трансформатори, які включаються послідовно з головними трансформаторами (автотрансформаторами), не оснащеними РПН.

Відгалуження для регулювання напруги передбачають, як правило, на обмотках ВН, які мають менший робочий струм.

Схема показана на рисунку 63 стосується обмоток трансформаторів до 110 кВ. Відгалуження для пристрою ПБЗ передбачені посередині; вивід – на кінці.



Рисунок 63 – Схема ПБЗ трансформаторів до 110 кВ

Схема на рисунку 64 стосується обмоток 220 – 330 кВ, розділених на 2 частини з виводом посередині. Відгалуження для пристрою РПН розташовані на 1/4 і 3/4 висоти обмотки.

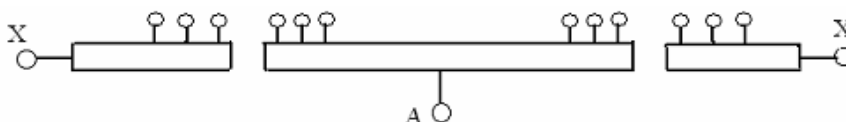


Рисунок 64 – Схема РПН трансформаторів 220 – 330 кВ

Схема на рисунку 65 стосується обмоток трансформаторів 110 кВ; регульована частина обмотки розташована з боку нейтралі, що дозволяє знизити ізоляцію пристрою перемикання РПН.

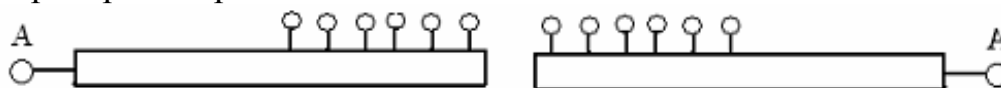


Рисунок 65 – Схема РПН трансформаторів 110 кВ

Щоб забезпечити постійну напругу на затискачах обмотки нижчої напруги трансформатора при зміні вищої, необхідно змінювати число витків так, щоб підтримувати незмінною ЕРС на один виток, тобто індукцію в магнітопроводі. При збільшенні вищої напруги число витків слід збільшити й навпаки.

В АТР регульовану частину обмотки до 1962 р. розміщували з боку нейтралі. На відміну від трансформатора тут при збільшенні вищої напруги необхідно зменшити число витків, щоб підтримувати постійною напругу на СН. Іс-

тотним недоліком регулювання зміною числа витків загальної обмотки є одночасна зміна напруги третинної обмотки. Таке регулювання називається зв'язаним (рис. 66).

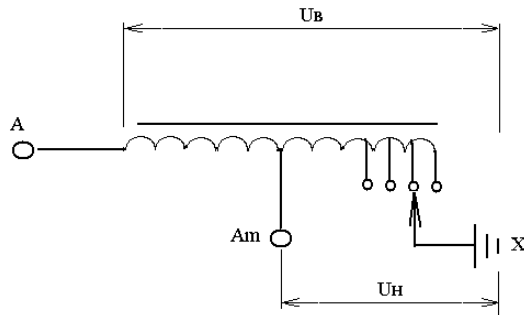


Рисунок 66 – Схема обмоток АТР з відгалуженнями для регулювання напруги на загальній частині обмотки (зв'язане регулювання)

Для усунення зв'язаного регулювання були розроблені АТР із регулюванням напруги на лінійному виводі середньої напруги (Рисунок ЧЧ).

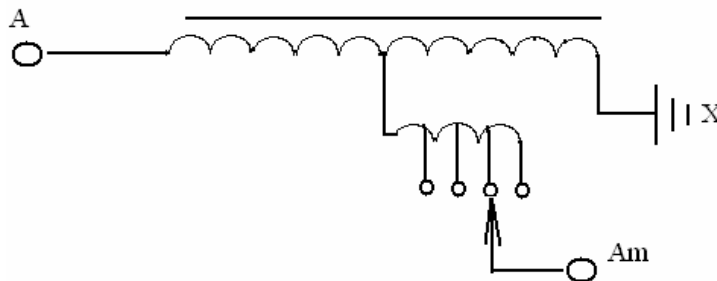


Рисунок 67 – Схема обмоток АТР з відгалуженнями для регулювання напруги на лінійному виводі середньої напруги (зв'язане регулювання)

Вартість пристрою регулювання при цьому збільшується, тому що він повинен бути ізолюваним на більше високу ніж в нейтралі напругу.

Послідовні регульовальні трансформатори можуть бути підключені до головного трансформатора або автотрансформатора з боку лінійних виводів вищої чи середньої напруги, або нейтралі. Послідовний трансформатор має дві обмотки: послідовну, яка включається послідовно з відповідною обмоткою головного трансформатора, і обмотку збудження, що одержує живлення від обмотки нижчої напруги головного трансформатора через регульований автотрансформатор (рис. 68). Напруга послідовної обмотки може змінюватись в межах від 0 до повної зі зміною знака, тобто може додаватися або відніматися від напруги головного трансформатора.

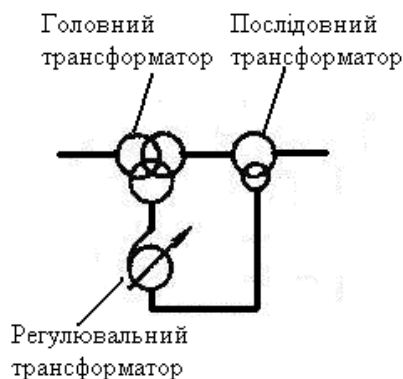


Рисунок 68 – Схема регулювання напруги за допомогою послідовного трансформатора

Різновидом послідовного регульовального трансформатора є лінійний трансформатор для поперечного регулювання, який дозволяє змінювати фазу напруги мережі, не змінюючи її значення. Досягається це додаванням до фазної напруги мережі регульованої напруги зсунутої на 90^0 . Для цього регульовальний трансформатор приєднується до лінійної напруги двох інших фаз.

Пристрої перемикачів РПН виконують таким чином, щоб перемикач з одного відгалуження на інше відбувалося без розриву кола струму й закорочування витків обмотки. У перемикаючій пристрій входять:

- 1) вибірник відгалужень, контакти якого розмикають і замикають гілки кола без струму;
- 2) контактори, що замикають і розмикають гілки кола з робочим струмом;
- 3) струмообмежний реактор або резистори;
- 4) приводний механізм.

Для обмеження струму в момент замикання сусідніх відгалужень обмотки при перемикачній досить часто застосовуються реактори. Схема РПН із реактором показана на рисунку 69.

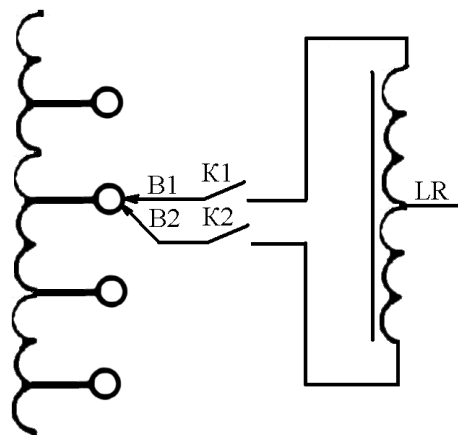


Рисунок 69 – Схема РПН з реактором

У вихідному положенні контакти вибірника B_1 й B_2 приєднані до одного відгалуження обмотки, а контактори K_1 і K_2 замкнуті. Робочий струм ділиться порівно між двома гілками зведеного реактора. Оскільки струми спрямовані зустрічно, спадання напруги в реакторі невелике. Перемикач відбувається в такий спосіб. Розмикається K_2 (під струмом), весь робочий струм проходить через контакти вибірника B_1 , K_1 і гілку реактора. Контакт вибірника B_2 переходить на інше відгалуження після чого замикається K_2 . Робочий струм ділиться між гілками реактора. З'являється також циркулюючий струм, викликаний напругою між сусідніми відгалуженнями. Цей струм обмежений поздовжнім опором реактора. Розмикається K_1 (під струмом). Контакт вибірника B_1 переходить на сусіднє відгалуження й знову замикається K_1 . Процес перемикач закінчений. Перемикач в цій схемі відбувається відносно повільно, всі елементи розраховані на тривале протікання струму. Вибірник і реактор розміщені в баку трансформатора. Контактори розміщені в особливому відсіку, щоб забезпечити доступ до контактної системи для догляду за нею. Схема може бути виконана, якщо регульована частина обмотки перебуває з боку нейтралі.

Перемикаючі пристрої з резисторами (рис. 70) більш досконалі й швидкодіючі. Розміри резисторів, розрахованих на короточасний струм, відносно невеликі.

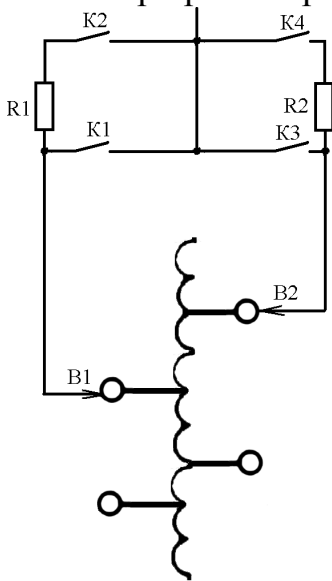


Рисунок 70 – Схема РПН з резисторами

У вихідному положенні K_1 і K_2 замкнуті, K_3 і K_4 – розімкнуті. Робочий струм проходить через K_1 і вибірник B_1 . R_1 шунтований. При перемиканні контакт вибірника B_2 переходить на сусіднє відгалуження, розмикається K_1 і струм проходить через R_1 й K_2 . Замикається K_3 і половина робочого струму переходить у гілку R_2 . З'являється незначний циркулюючий струм. Розмикається K_2 (під струмом) і весь струм переходить в R_2 . Замикається K_4 і шунтує R_2 . Процес перемикання закінчений. Ліва частина схеми підготовлена до перемикання на наступне відгалуження.

У розглянутому пристрої з резисторами умови для гасіння дуги більш сприятливі в порівнянні зі схемою з реакторами.

Застосовують контактори в маслі й з вакуумними камерами. Вакуумні мають значні переваги.

Механізм перемикаючого пристрою оснащений потужними пружинами, які забезпечують більшу швидкість перемикання.

Цикл перемикання виконується на різних перемикачах за різний час (3 – 10 сек.). На час перемикання з одної ступені на іншу загоряється червона лампа, що горить весь цикл перемикання, поки контакти перемикаючого пристрою не займуть робоче положення. Після закінченні руху перемикаючого механізму на щиті керування сигналізується положення перемикача, тобто номер ступені.

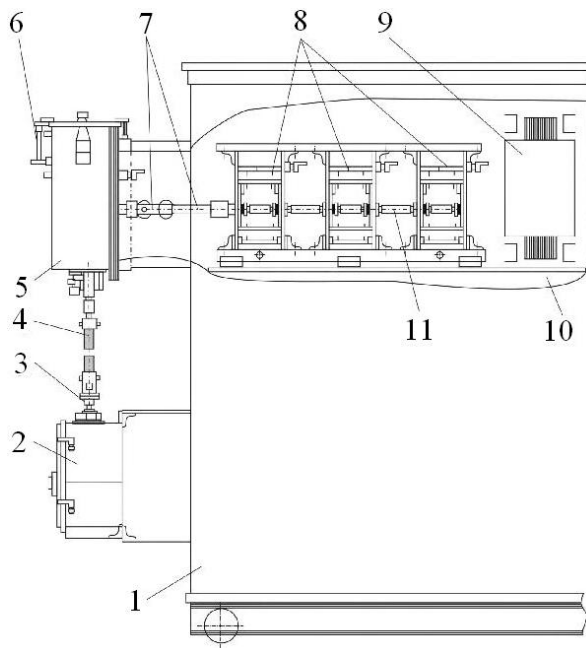
У схемах перемикачів є блокування, що забезпечує перехід вибірника тільки на один ступінь, незалежно від тривалості сигналу управління. Кількість операцій (ресурс) складає 5 000 – 20 000.

Виконання операцій з перемикання відгалужень неприпустимо робити під час роботи трансформатора з перевантаженням, при якому струм навантаження більший дворазового номінального струму перемикаючого пристрою. Якщо схеми управління немає, то перемикання слід виконувати послідовно, не допускаючи різниці більш ніж на одну ступінь, щоб вирівнювальний струм був можливо меншим.

Розташування пристроїв РПН на трансформаторах показано на рисунку 71.

5.1.5 Системи охолодження трансформаторів (автотрансформаторів)

Втрати потужності в трансформаторі пропорційні його потужності в ступені $3/4$, а поверхня охолодження пропорційна потужності в ступені $1/2$, тобто зі збільшенням потужності трансформаторів втрати ростуть швидше, ніж поверхня охолодження.



*Рисунок 71 – Розташування пристроїв РПН на трансформаторах:
 1,5 – баки трансформатора і контактора; 2 – коробка з приводом;
 3 – муфта вертикального вала; 4, 7 – вертикальний та горизонтальний вали;
 6 – показчик рівня масла в баці контактора; 8 – вибірники відгалужень;
 9 – реактор; 10 – ярмова балка; 11 – паперово-бакелітова трубка*

З метою відводу тепла від обмоток трансформатора застосовують різні системи охолодження. Природне повітряне охолодження здійснюється шляхом природної конвекції повітря і частково випромінюванням в повітря. Такі трансформатори отримали назву «сухих». Прийнято означати цей тип охолодження буквою С при відкритому охолодженні; при захищеному – СЗ; при герметизованому – СГ; з вимушеною циркуляцією повітря – СД. Припустиме перевищення температури обмотки сухого трансформатора залежить від класу нагрівостійкості ізоляції – для класу А – не більше 60°C , для класу Е – 75°C , для класу В – 80°C , для класу F – 100°C , для класу Н – 125°C . Така система охолодження малоефективна, тому застосовується для трансформаторів потужністю до 1600 кВА напругою до 15 кВ.

Для трансформаторів невеликої й середньої потужності застосовують природне масляне охолодження (позначення системи – М). У таких трансформаторі є приварені до бака вертикальні труби або знімні радіатори, у які нагріте масло надходить із верхньої частини бака. Рухаючись униз по трубах, омиваних повітрям, масло охолоджується й надходить у нижню частину бака. З таким охолодженням виготовляються трансформатори потужністю до 16000 кВА включно. При номінальному навантаженні температура масла в верхніх шарах не повинна перевищувати $+95^{\circ}\text{C}$.

Для потужних трансформаторів природного охолодження недостатньо. У цьому випадку додається штучне охолодження радіаторів повітрям (дугтя) за допомогою радіаторів (позначення системи – Д – примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла). В цьому випадку в навісних охолоджувачах із радіаторних труб розміщуються вентилятори, які забирають повітря знизу і обдувають верхню частину труб. Пуск і зупинка вентиляторів можуть виконуватись автоматично в залежності від навантаження і температури масла. Трансформатори з та-

ким охолодженням можуть працювати при повністю відключеному дутті, якщо навантаження не перевищує 100 % номінального, а температура верхніх шарів масла не більше 55°C , а також при мінусових температурах навколишнього повітря і при температурі масла не вищій $+45^{\circ}\text{C}$ незалежно від навантаження.

Існують також масляні системи охолодження НМЦ – природна циркуляція повітря та примусова циркуляція масла з не спрямованим потоком масла і НМЦ – природна циркуляція повітря та примусова циркуляція масла з спрямованим потоком масла

У найбільш потужних трансформаторів бічна поверхня виявляється недостатньою для розміщення великої кількості радіаторів. У таких випадках застосовують відділені від бака батареї радіаторів або переходять до системи охолодження із примусовою циркуляцією масла. Масло насосами прокачується через охолоджувачі в яких воно охолоджується водою (позначення системи – Ц або повітрям – ДЦ). Охолодження водою більш ефективне, однак воно застосовується тільки там де є джерело водопостачання (ТЕС або ГЕС).

В трансформаторах з направленим потоком масла (НДЦ) інтенсивність охолодження підвищується, що дозволяє збільшити припустимі температури обмоток.

Для трансформаторів великої потужності (630 МВА і більше) застосовують масляно–водяне охолодження з направленим потоком масла (НЦ). На трансформаторах з системами охолодження ДЦ і Ц пристрої примусової циркуляції масла повинні автоматично вмикатися одночасно з вмиканням трансформатора і працювати безперервно незалежно від навантаження трансформатора. Такі трансформатори повинні мати сигналізацію про припинення циркуляції масла, охолоджуючої води чи про зупинку вентилятора.

Класифікація систем охолодження приведена відповідно до ГОСТ 11677–85; відповідно з класифікацією МЕК (ГОСТ 14209–97) масляні системи охолодження позначаються: М – ONAN; Д – ONAF; МЦ – OFAN; НМЦ – ODAN; ДЦ – OFAF; НДЦ – ODAF; Ц – OFWF; НЦ – ODWF.

Кожний трансформатор має умовне позначення, яке включає такі дані:

- 1) кількість фаз (для однофазних – О; для трифазних – Т);
- 2) наявність розщепленої обмотки;
- 3) умовне позначення типу охолодження;
- 4) число обмоток, які працюють на різні мережі (якщо воно більше двох), для триобмоткового трансформатора Т; для двообмоткового – без позначення;
- 5) наявність системи регулювання напруги, буква Н в позначенні при виконанні однієї з обмоток з пристроєм РПН;
- 6) виконання (З – захищене; Г – грозозахисне; У – удосконалене – з литою ізоляцією);
- 7) специфіка галузі використання (С – для системи власних потреб, Ж, З, Е, Э – для електрифікованих залізниць);
- 8) номінальна потужність, кВА;
- 9) клас напруги обмотки ВН, кВ;
- 10) кліматичне виконання;
- 11) категорія розміщення;
- 12) буква А на першому місці для позначення автотрансформатора.

5.1.6 Експлуатаційні вимоги до силових трансформаторів

Для забезпечення тривалої і надійної експлуатації трансформаторів необхідно забезпечити:

- дотримання допустимих температурних і навантажувальних режимів, рівня напруги;
- дотримання характеристик ізоляції та трансформаторного масла в межах установлених норм;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла тощо [12].

На дверях трансформаторних пунктів і камер зовні та всередині повинні бути вказані підстанційні номери трансформаторів, а з зовнішнього боку нанесені ще й попереджувальні знаки.

На баках трансформаторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери.

Трансформатори зовнішнього встановлення повинні бути пофарбовані у світлі кольори фарбою без металевих добавок, стійкою до атмосферних впливів і впливу масла.

Трансформатори, які вперше вводяться в експлуатацію, за відсутності відповідної вказівки заводу-виробника можуть не підлягати внутрішньому огляду.

Огляд з розкриванням трансформатора необхідний у разі зовнішніх пошкоджень, допущених під час транспортування або зберігання, та таких, що викликають припущення щодо можливості внутрішніх пошкоджень.

Трансформатори, обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені таким чином, щоб кришка (знімна частина бака) мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1 %, а маслопровід до розширювача – не менше ніж 2 %. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з повітряною порожниною розширювача.

Під час обслуговування трансформаторів повинні бути забезпечені зручні і безпечні умови для спостереження за рівнем масла, газовим реле, а також для відбору проб масла.

Огляд розташованих на висоті частин (3 м і більше) трансформаторів IV габариту і вище, що перебувають в експлуатації, здійснюють із стаціонарних драбин з урахуванням вимог ПБЕЕ.

Рівень масла в розширювачі трансформатора, який не працює, повинен бути на позначці, який відповідає температурі масла трансформатора на даний момент.

Персонал, який обслуговує трансформатори, повинен спостерігати за температурою верхніх шарів масла за термосигналізаторами і термометрами, якими оснащуються трансформатори з розширювачем, а також за показами мановакуумметрів у герметичних трансформаторах, для яких у разі підвищення тиску в баку понад 50 кПа (0,5 кгс/кв.см) навантаження трансформатора повинно бути знижене.

Трансформаторні установки оснащуються протипожежними засобами відповідно до вимог ПУЕ. Стаціонарні засоби пожежогасіння повинні бути у справному стані і підлягати перевіркам згідно із затвердженим графіком.

За наявності під трансформатором маслоприймальних пристроїв дренаж від них і масловідводи та маслосбірники необхідно утримувати у справному стані відповідно до вимог ПУЕ.

Споживач, який має на балансі та самостійно обслуговує маслонуливне обладнання, повинен зберігати запас ізоляційного масла в обсязі не менше 110 % місткості найбільшого маслонуливного апарату. Цей запас не повинен знижуватися.

Експлуатація трансформаторів з примусовим охолодженням без увімкнених в роботу пристроїв сигналізації про припинення циркуляції масла, охолоджувальної води або зупинки вентиляторів дуття не допускається.

Для трансформаторів з примусовим охолодженням допускаються аварійні режими роботи з припиненням циркуляції масла чи води або в разі зупинки вентиляторів дуття. Тривалість указаних режимів установлюється виробничими інструкціями відповідно до результатів випробування чи заводських даних.

Для маслководяного охолодження трансформаторів тиск масла в масло охолоджувачах повинен перевищувати тиск циркулюючої води не менше ніж на $0,1 \text{ кгс/см}^2$ (10 кПа) за мінімального рівня масла в розширнику трансформатора.

Система циркуляції води повинна бути ввімкнена після вмикання робочих масляних pomp за температури верхніх шарів масла не нижчій ніж 15°C і вимкнена в разі зниження температури масла до 10°C , якщо інше не обумовлено в документації заводу-виробника.

Мають бути передбачені заходи для запобігання заморожуванню маслоохолодників, pomp і водяних магістралей.

За номінального навантаження трансформатора температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати (якщо в інструкціях заводів-виробників не обумовлені інші температури):

- у трансформаторів із системою охолодження ДЦ – 75°C ;
- у трансформаторів із системами охолодження М і Д – 95°C ;
- у трансформаторів із системою охолодження – (примусова циркуляція води і масла) температура масла на вході до маслоохолодника повинна бути не вище ніж 70°C .

На трансформаторах з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла (система охолодження Д) електродвигуни вентиляторів повинні автоматично вмикатися у разі досягнення температури масла 55°C або номінального навантаження незалежно від температури масла і вимикатися у разі зниження температури масла до $45 - 50^\circ \text{C}$, якщо при цьому струм навантаження менший від номінального.

Умови роботи трансформаторів із вимкненим дуттям повинні бути визначені інструкцією заводу-виробника.

На трансформаторах із системами охолодження ДЦ та Ц пристрої охолодження повинні автоматично вмикатися (вимикатися) одночасно із вмиканням (вимиканням) трансформатора. Примусова циркуляція масла та води повинна бути безперервною незалежно від навантаження. Порядок увімкнення (вимкнення) систем охолодження повинен бути визначений інструкцією заводу-виробника.

Увімкнення трансформаторів на номінальне навантаження допускається:

- із системами охолодження М і Д – за будь-якої мінусової температури повітря;

– із системами охолодження ДЦ і Ц – за температури повітря не нижчій ніж мінус 25°C . У разі більш низьких температур трансформатор повинен бути попередньо прогрітий увімкненням на навантаження близько 0,5 номінального без запуску системи циркуляції масла. Система циркуляції масла повинна бути ввімкнена після того, як температура верхніх шарів масла досягне мінус 25°C .

В аварійних умовах допускається увімкнення трансформаторів на повне навантаження незалежно від температури навколишнього повітря.

Для кожної електроустановки залежно від графіка навантаження, з урахуванням надійності живлення споживачів і мінімальних втрат енергії, повинна бути визначена кількість трансформаторів, що працюють одночасно.

У розподільник електромережах напругою до 15 кВ включно повинні бути організовані вимірювання навантажень і напруги трансформаторів не рідше ніж два рази в перший рік експлуатації (у період максимальних і мінімальних навантажень), а надалі – за необхідності. Термін і періодичність вимірювань установлює особа, відповідальна за електрогосподарство на рік, перед настанням зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, перевірити правильність установлення коефіцієнта трансформації.

Працівники, які обслуговують трансформатори, обладнані ПБЗ, повинні не менше ніж два рази на рік, перед настанням зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, перевірити правильність установлення коефіцієнта трансформації.

Пристрої РПН трансформаторів повинні бути в роботі і, як правило, з автоматичним керуванням. За рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, допускається встановлення неавтоматичного режиму регулювання напруги шляхом дистанційного перемикання РПН з пульта керування, якщо коливання напруги в мережі є в межах, що задовольняють вимоги споживачів електроенергії. Під час перемикань РПН перебування персоналу поблизу трансформатора забороняється. Огляд трансформаторів виконується у відповідності до інструкцій з її експлуатації.

Перемикання пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, вручну з місця (рукояткою, кнопками чи ключами приводу РПН) заборонене.

Перемикальні пристрої РПН трансформаторів дозволено вмикати в роботу за температури верхніх шарів масла мінус 20°C і вище для резисторних пристроїв РПН і температури навколишнього повітря мінус 45°C і вище для перемикальних пристроїв з контактором, розташованим на опорному ізоляторі поза баком трансформатора та обладнаним пристроєм підігріву.

Експлуатація пристроїв РПН повинна бути організована відповідно до вимог інструкцій заводів-виробників. Кількість перемикань, зафіксованих лічильником, установленим на приводі, необхідно реєструвати в експлуатаційній документації не рідше ніж один раз на місяць.

Під час роботи з перевантаженням трансформатора, що має пристрій РПН, здійснювати перемикання відгалужень не допускається, якщо струм навантаження перевищує номінальний струм перемикального пристрою.

Для масляних трансформаторів і трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускається тривале перевантаження однієї чи двох обмоток стру-

мом, що перевищує номінальний струм відгалуження на 5 %, якщо напруга на жодній з обмоток не перевищує номінальної напруги відповідного відгалуження.

Б автотрансформаторі струм у загальній обмотці повинен бути не більшим від найбільшого тривалого допустимого струму цієї обмотки.

Тривало допустимі перевантаження сухих трансформаторів установлюються в стандартах і технічних умовах конкретних груп типів трансформаторів.

Уведення в експлуатацію трансформатора необхідно здійснювати відповідно до інструкції заводу-виробника. Увімкнення в мережу трансформатора можна здійснювати як поштовхом на повну (номінальну) напругу, так і підйомом напруги з нуля.

Допускається тривала робота трансформаторів (за потужності не більше номінальної) у разі підвищення напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10 % вище номінальної напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці трансформатора не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу для даного класу напруги.

Допускається короткочасне перевищення напруги відповідно до інструкції заводу-виробника.

Нейтралі обмоток трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, які мають неповну ізоляцію з боку нейтралі, повинні працювати в режимі глухого заземлення.

Трансформатори 110 кВ, 150 кВ з випробувальною напругою нейтралі відповідно 100 кВ та 150 кВ можуть працювати з розземленою нейтраллю за умови її захисту розрядником або обмежувачем перенапруг. У разі обґрунтування розрахунками допускають роботу з розземленою нейтраллю трансформаторів 110 кВ з випробувальною напругою нейтралі 85 кВ, захищеною розрядником або обмежувачем перенапруг.

У разі автоматичного вимкнення трансформатора дією захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатор можна вмикати в роботу лише після проведення огляду, випробувань, аналізу масла, газу і усунення виявлених дефектів (пошкоджень).

У разі вимкнення трансформатора від захистів, які не пов'язані з його внутрішнім пошкодженням, він може бути ввімкненим знову без перевірок.

У разі спрацювання газового реле на сигнал потрібно провести зовнішній огляд трансформатора та взяти газ з реле для аналізу і перевірки на горючість.

Для забезпечення безпеки персоналу під час відбору газу з газового реле та виявлення причини його спрацювання трансформатор повинен бути розвантажений і вимкнений в найкоротший термін.

Якщо газ у реле негорючий і відсутні видимі ознаки пошкодження трансформатора, він може бути ввімкнений в роботу до з'ясування причини спрацювання газового реле на сигнал. Тривалість роботи трансформатора в цьому разі встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

За результатами аналізу газу з газового реле, аналізу масла, інших вимірювань (випробувань) необхідно встановити причину спрацювання газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора і можливість його нормальної експлуатації.

За потреби вимкнення роз'єднувачем (відокремлювачем) струму неробочого ходу ненавантаженого трансформатора, обладнаного пристроєм РПН, після

зняття навантаження на боці споживача перемикальний пристрій повинен бути встановлений в положення, що відповідає номінальній напрузі.

Резервні трансформатори повинні триматися в стані постійної готовності до ввімкнення в роботу.

Огляд трансформаторів (без їхнього вимкнення) проводять у такі терміни:
– в електроустановках з постійним чергуванням персоналу – один раз на добу;
– в електроустановках без постійного чергування персоналу – не рідше одного разу на місяць, а в трансформаторних пунктах – не рідше одного разу на шість місяців.

Залежно від місцевих умов, конструкції і стану трансформаторів указані терміни оглядів трансформаторів без вимкнення можуть бути змінені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Позачергові огляди трансформаторів проводять:

- за різкої зміни температури зовнішнього повітря;
- у разі вимкнення трансформатора дією газового чи диференціального захисту.

Під час огляду трансформаторів повинні бути перевірені:

- покази термометрів та мановакуумметрів;
- стан кожухів трансформаторів і відсутність протікання масла, відповідність рівня масла в розширнику згідно з його температурним покажчиком, а також наявність масла в маслонаповнених уводах;
- стан маслоохолоджувальних і маслозбірних пристроїв, а також ізоляторів;
- стан ошиновки кабелів, відсутність нагріву контактних з'єднань;
- справність пристроїв сигналізації та пробивних запобіжників;
- стан мережі заземлення;
- стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологопоглинальних патронів;
- стан трансформаторного приміщення.

Трансформатор повинен бути аварійно виведений з роботи в разі виявлення:

- сильного нерівномірного шуму і потріскування всередині трансформатора;
- перевищення нормованих температур нагрівання трансформатора за нормального навантаження й охолодження;
- викиду масла з розширника чи розриву діафрагми вихлопної труби;
- протікання масла з пониженням його рівня нижче рівня маслопокажчика.

Трансформатори виводяться з роботи також у разі потреби негайної заміни масла за результатами лабораторних аналізів.

Трансформатори з масою масла понад 1 000 кг необхідно експлуатувати із системою безперервної регенерації масла в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно періодично замінювати сорбент у фільтрах згідно з типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів.

Масло в розширнику трансформаторів, а також у баку або розширнику пристрою РПН повинне бути захищене від безпосереднього контакту з навколишнім повітрям.

У трансформаторах, обладнаних спеціальними пристроями, які запобігають зволоженню масла, ці пристрої повинні бути постійно ввімкнені незалежно

від режиму роботи трансформатора. Експлуатація зазначених пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції заводу–виробника.

Масло негерметичних маслонаповнених уводів повинне бути захищене від зволоження.

Поточні ремонти трансформаторів повинні бути проведені залежно від їх стану і в разі потреби. Періодичність поточних ремонтів установлює особа, відповідальна за електрогосподарство. Ремонт необхідно виконувати згідно із затвердженими графіком і обсягами.

Капітальні ремонти необхідно проводити:

- трансформаторів напругою 110 кВ і вище, потужністю 125 МВА і більше – не пізніше ніж через 12 років після введення в експлуатацію з урахуванням результатів профілактичних випробувань, а надалі – у разі потреби залежно від результатів випробувань і їх стану;
- інших трансформаторів – залежно від результатів випробувань і їх стану.

6. ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

6.1 Основні схеми РУ

Вимоги до схем розподільних установок (РУ) передбачені Нормами технологічного проектування підстанцій і полягають у наступному:

1. Електрична схема повинна відповідати умовам роботи станції (підстанції) в енергосистемі й очікуваних режимах;
2. Бути досить зручною в експлуатації, а саме: простою і наочною, мати мінімальний обсяг перемикачів, пов'язаних із зміною режиму; доступною для ремонту електричного устаткування без порушення режиму установки;
3. Передбачати можливість автоматизації електроустановки в економічно доцільному обсязі;
4. Бути досить економічно виправданого ступеня надійності.

Проектуванню електростанцій і підстанцій передують розробка схеми розвитку електроенергетичної системи або її частини на 10 – 15 років. При розробці схеми розвитку різні технічно варіанти порівнюються за техніко–економічними показниками. Варіанти повинні бути взаємозамінними й забезпечувати однако-вий корисний відпуск електроенергії споживачам. На підставі схеми розвитку розробляються схеми станцій і підстанцій, розраховуються струми КЗ і вибираються вимикачі. Багато в чому саме струми КЗ визначаються типи вимикачів і вартість РУ, можлива навіть відмова від того або іншого варіанта схеми через надмірно великий струм КЗ.

Розподільні установки станцій і підстанцій характеризуються номінальною напругою, числом і потужністю приєднаних генераторів, трансформаторів, потужністю, видаваною в мережу, числом ліній, режимом роботи й перспективою розвитку.

При малому числі приєднань набули застосування спрощені схеми з малим числом вимикачів. При великій кількості приєднань відношення числа вимикачів до числа приєднань лежить у межах від 1 до 2, застосовуються досить складні схеми РУ.

6.1.1 РУ з однією системою збірних шин

Кожне приєднання містить вимикач і два роз'єднувачі – шинний і лінійний. У розглянутій схемі операції з роз'єднувачами допускаються тільки при відкритому вимикачі відповідного приєднання. Ясність цієї вимоги й простота РУ практично виключають помилкові операції з роз'єднувачами.

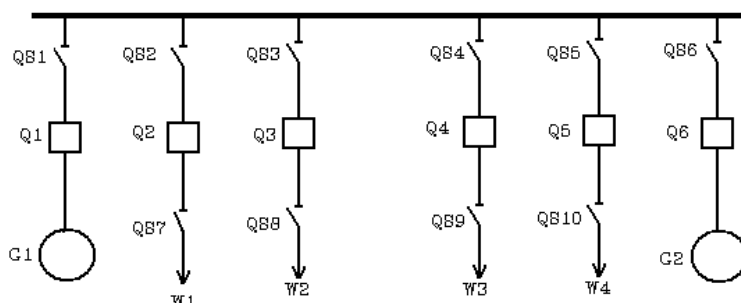


Рисунок 72 – РУ з однією системою збірних шин

Достоїнство схеми з однією системою збірних шин полягає в її винятковій простоті й низькій вартості.

Недоліки:

- профілактичний ремонт збірних шин шинних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням усього пристрою на час ремонту;
- ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням відповідних приєднань, що небажано, а в деяких випадках неприпустимо;
- коротке замикання в зоні збірних шин приводить до повного відключення РУ;
- зовнішнє КЗ і відмова вимикача приєднання також приводить до повного відключення РУ.

Частково недоліки усуваються секціонуванням збірних шин, тобто їхньому поділу на частини-секції з установкою в точках розподілу вимикачів, що називаються секційними.

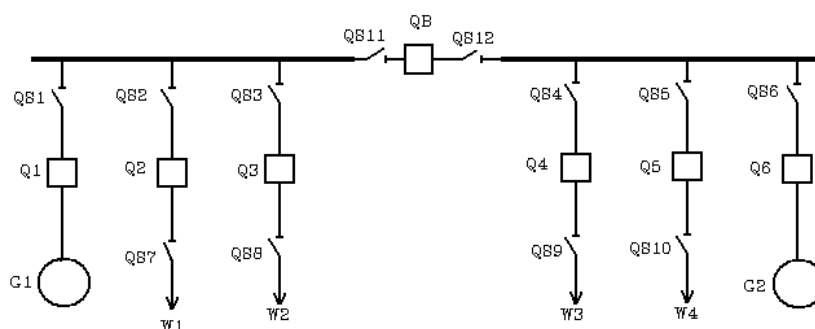


Рисунок 73 – РУ з однією системою збірних шин та секційним вимикачем

Секціонування виконується так, щоб кожна секція мала джерело енергії (генератор або трансформатор). Число секцій залежить від числа й потужності джерел енергії, напруги, схеми мережі. У РУ з великим числом секцій збірні шини замикають у кільце. Секціонування дозволяє підвищити надійність РУ й електроустановки в цілому. Однак, при замиканні на секційному вимикачі відключаються обидві секції.

У РУ 6 – 10 кВ підстанцій секційні вимикачі, як правило, розімкнуті для зменшення СКЗ, але на них встановлюються пристрої АВР.

Для забезпечення можливості почергового ремонту вимикачів без порушення електропостачання споживачів у РУ 110 – 220 кВ передбачають обхідну систему шин.

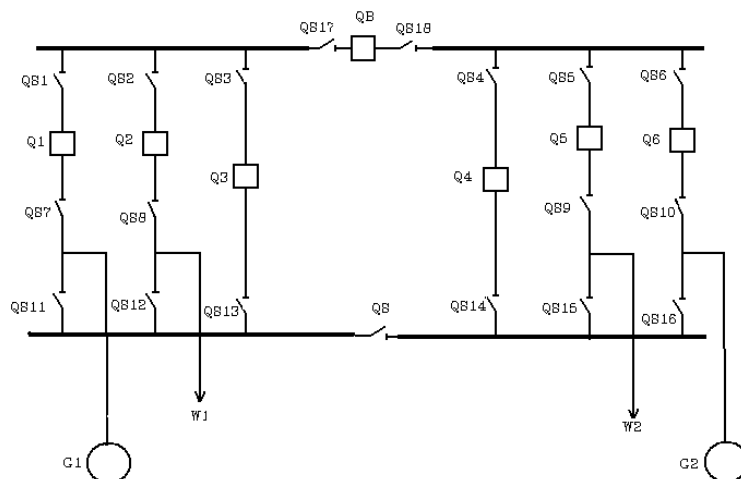


Рисунок 74 – РУ з однією системою збірних шин, секційним вимикачем та обхідною системою шин

При нормальній роботі обхідні роз'єднувачі й обхідні вимикачі відключені.

На час ремонту робочого вимикача приєднання, його функції виконує обхідний вимикач. Ця заміна робиться в такий спосіб:

1 – включають обхідний вимикач для перевірки справності обхідної системи шин;

2 – відключають обхідний вимикач;

3 – включають обхідний роз'єднувач ремонтovanого приєднання;

4 – включають обхідний вимикач;

5 – відключають вимикач приєднання, що підлягає ремонту;

6 – відключають відповідні роз'єднувачі.

Захист приєднання під час ремонту здійснюється обхідним вимикачем і його релейним захистом. Замість двох обхідних вимикачів у подібних схемах застосовують один із двома шинними роз'єднувачами, якими можна підключити ту або іншу секцію шин.

РУ з однією секціонованою системою збірних шин набули застосування на станціях і підстанціях при напрузі до 220 кВ включно.

Установки з однією секціонованою системою збірних шин (без обхідної) застосовують у РУ 6 – 35 кВ підстанцій, РУ 6 – 10 кВ ТЕЦ, РУ власних потреб станцій і ін.

6.1.2 РУ із двома системами збірних шин

Кожне приєднання такої РУ містить вимикач і два шинних роз'єднувачі.

Є також шино-з'єднувальний вимикач (ШЗВ). Схема використовується в РУ 110 – 220 кВ. Шино-з'єднувальний вимикач, як правило, замкнений. Розмикання ШЗВ іноді робиться для зменшення ТКЗ.

Перемикування приєднань із однієї системи шин на іншу робиться за допомогою шинних роз'єднувачів. При вимкненому ШЗВ всі розімкнуті роз'єднувачі першої й другої системи шин шунтовані через збірні шини ШЗВ.

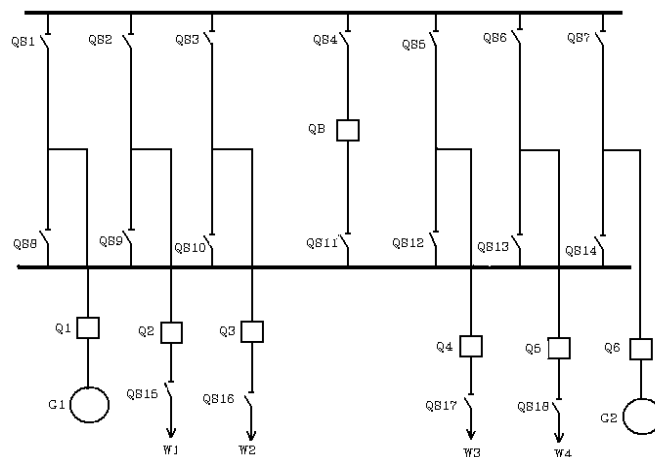


Рисунок 75 – РУ із двома системами збірних шин

У цих умовах на будь-якому приєднанні можна виключити роз'єднувач однієї системи й відключити роз'єднувач іншої системи шин. У процесі перемикавання струм зміщається з одного роз'єднувача в інший без утворення дуги. Якщо ШЗВ розімкнуті – ці операції неприпустимі. Щоб уникнути неправильних операцій з роз'єднувачами передбачають блокувальні пристрої. Шинні роз'єднувачі кожного приєднання заблоковані з ШЗВ. Крім того, є блокування між роз'єднувачами й вимикачами в межах кожного приєднання. Блокування виконується у вигляді замків на приводах – електромагнітних або механічних.

Достоїнства схеми:

- можливість почергового ремонту збірних шин без перерви електропостачання;
- можливість розподілу системи на дві частини з метою підвищення надійності електропостачання або обмеження ТКЗ;
- можливість перемикавання приєднань на одну або іншу систему відповідно до режиму роботи установки.

Недоліки:

- при ремонті однієї системи всі приєднання перемикаються на іншу. отже, на цей час надійність установки знижується;
- при замиканні в ШЗВ відключаються обидві системи шин;
- у випадку зовнішнього КЗ на будь-якому приєднанні й відмові його вимикача відключається вся система шин;
- ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням відповідних приєднань;
- складність РУ;
- часті перемикавання за допомогою роз'єднувачів підвищують імовірність ушкоджень у цій зоні збірних шин.

При великій кількості приєднань обидві системи збірних шин секціонують. У РУ 110 – 220 кВ станцій секціонують обидві системи шин за допомогою нормально замкнутих ШЗВ. Таким чином, РУ ділиться на чотири частини.

Для забезпечення почергового ремонту вимикачів передбачають обхідну систему шин й обхідні вимикачі.

З метою зменшення числа вимикачів у пристроях із двома системами збірних шин функції обхідного й ШЗВ можуть бути об'єднані. При двох секціях потрібні два таких вимикачі.

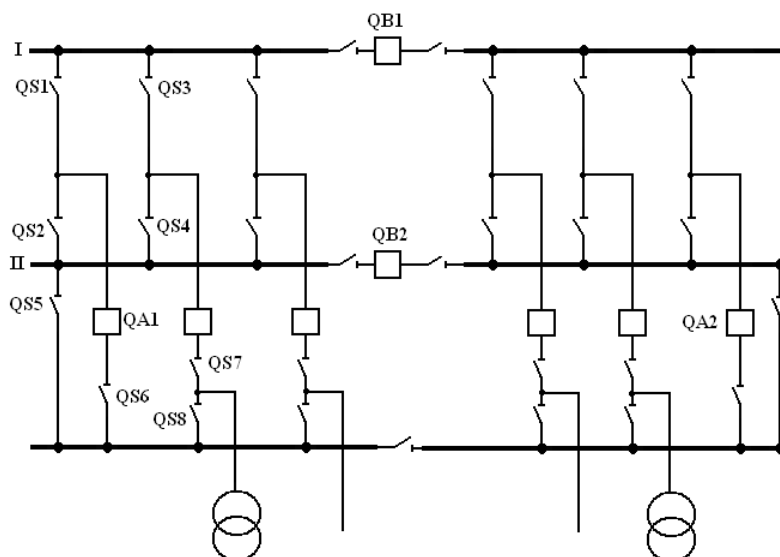


Рисунок 76 – Обхідна схема шин і обхідні вимикачі.

РУ із двома системами збірних шин дуже складні. Застосовуються при напругах 110 – 220 кВ і великій кількості приєднань.

Розподільні установки, виконані за схемами кільцевого типу.

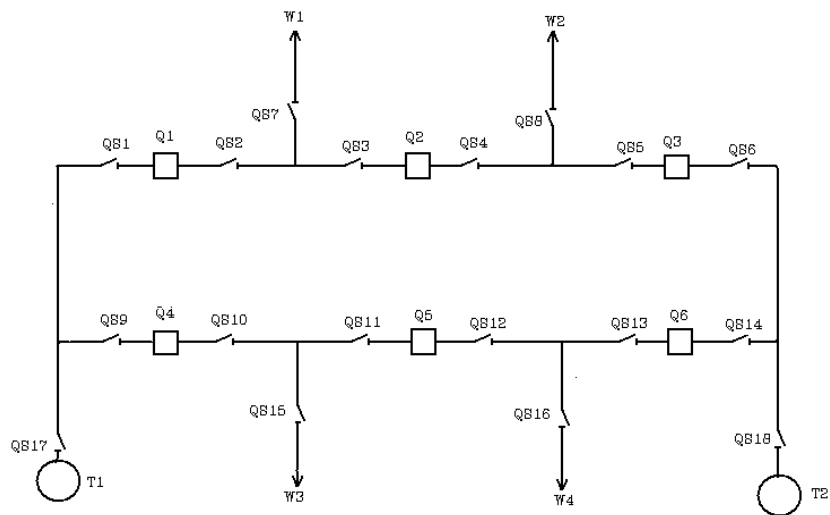
Розглянуті раніше схеми з однією й двома системами збірних шин є схемами радіального типу. Характерні риси цих схем полягають у наступному: приєднання (гілки) із джерелами енергії й навантаженнями сходяться в центрі РУ – на збірних шинах, тому ушкодження в цій зоні пов'язані з відключенням групи приєднань; ремонт вимикачів, встановлених на відгалуженнях від збірних шин, пов'язаний з відключенням відповідних приєднань, а спорудження обхідних пристроїв приводить до ускладнення РУ; роз'єднувачі крім свого основного призначення – відділення частин, що підлягають ремонту, від тих, що знаходяться під напругою – використовуються також для зміни схеми. Ці операції значно знижують надійність РУ.

Поряд із схемами радіального типу одержали поширення схеми кільцевого типу, що принципово відрізняються від радіальних. Їхні особливості полягають у наступному:

Схема являє собою кільце або декілька зв'язаних між собою кілець із відгалуженнями до джерел енергії й навантажень. Відключення кожної гілки виконується двома вимикачами, (частина гілок відключається трьома вимикачами), які секціонують кільця відповідно до числа приєднань; відключення будь-якого вимикача для ремонту не порушує роботи гілок; при ушкодженнях у межах РУ відключення всього пристрою або значної його частини виключено; роз'єднувачі використовуються тільки за своїм прямим призначенням.

6.1.3 Схеми кільцевого типу.

Проста кільцева схема. Називається також схемою багатокутників. Збірні шини в таких схемах замкнуті в кільце. (Визначення збірні шини тут умовне). Секціонування виконується за допомогою вимикачів за числом приєднань.



Рисуюнок 77 – Проста кільцева схема

На відгалуженнях від збірних шин передбачені тільки роз'єднувачі. Відношення числа вимикачів до числа приєднань дорівнює 1.

Зовнішнє замикання в будь-якому приєднанні відключаються двома вимикачами. При цьому кільце розмикається, але всі гілки, крім ушкодженої, залишаються в роботі. Після такого відключення ушкоджену гілку слід відключити за допомогою лінійного роз'єднувача й включити вимикачі, щоб кільце не залишалось розімкнутим.

Замикання в цій зоні збірних шин (між вимикачами) відповідає замиканню на відгалуженні й приводить до відключення тільки одного приєднання. Замикання у вимикачі або відмова вимикача при зовнішнім замиканні пов'язані з відключенням двох гілок.

Негативні сторони РУ з одним кільцем полягають у наступному. При розмиканні кільця, наприклад при ремонті вимикача, зовнішнє замикання може привести до відключення разом з ушкодженою гілкою також сусідньої неушкодженої. Так наприклад, якщо під час ремонту вимикача Q1 відбудеться замикання на лініях W2 або W3, то одночасно з ушкодженою лінією відключиться лінія W1 або трансформатор T1. Це відбувається тому, що кожен вимикач захищає дві гілки. Роботу неушкоджених гілок, що відключилися, можна швидко відновити, для чого досить відключити лінійний роз'єднувач ушкодженої гілки й ввімкнути вимикачі, що відключилися.

Схеми зв'язаних кілець. Такі схеми можуть бути застосовані при великій кількості приєднань. Наведена схема має два кільця з дев'ятьма приєднаннями, а загальне число вимикачів дорівнює 10.

На відміну від простого кільця в розглянутій схемі частина гілок підлягає відключенню трьома вимикачами (гілки W1 й W2). Зв'язок кілець сприяє підвищенню надійності РУ. Імовірність відключення неушкоджених гілок при ремонті вимикачів і зовнішніх коротких замиканнях зменшена. Розподіл робочого струму в кільцях при нормальному режимі й особливо при порушенні його для цієї схеми більш сприятливий.

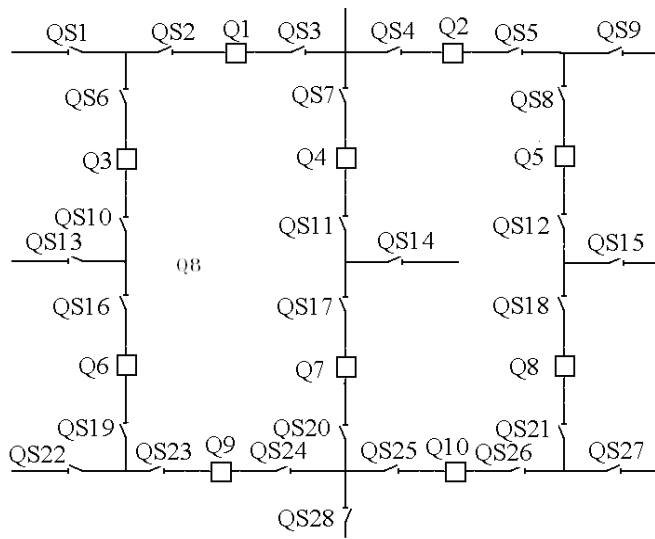


Рисунок 78 – Схема два кільця з дев'ятьма приєднаннями

Розподільні установки з двома системами збірних шин і числом вимикачів на кожену гілку 2, 3/2 і 4/3.

В установках цього типу наявні чітко виражені збірні шини і елементи кільця у вигляді ряду ланцюжків з двох, трьох і чотирьох вимикачів, що зв'язують шини. До кожного ланцюжка приєднана одна, дві чи три гілки з джерелами живлення і навантаженням.

Схеми з двома вимикачами мають обмежене застосування внаслідок високої вартості.

На сьогодні такі схеми витіснені схемами типу 3/2 і 4/3. Це основні схеми головних розподільних установок 330 – 750 кВ потужних станцій і підстанцій з великою кількістю приєднань. Експлуатаційні властивості цих установок близькі до установок зі зв'язаними кільцями, але з менш вираженими недоліками. Дійсно, всі гілки вимикаються тільки двома вимикачами. Ймовірність вимикання гілок при ремонті вимикачів і зовнішніх КЗ тут менша.

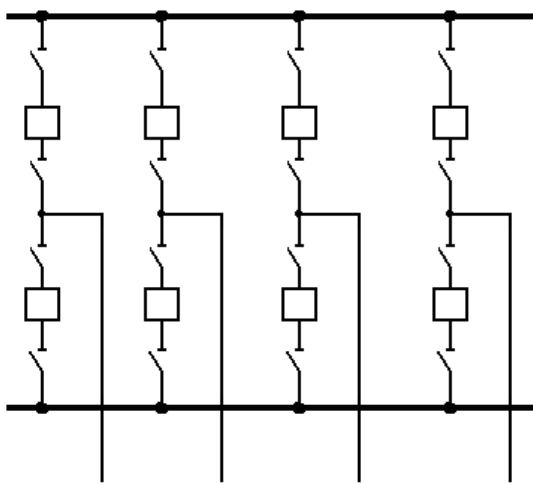


Рисунок 79 – Схеми з двома вимикачами

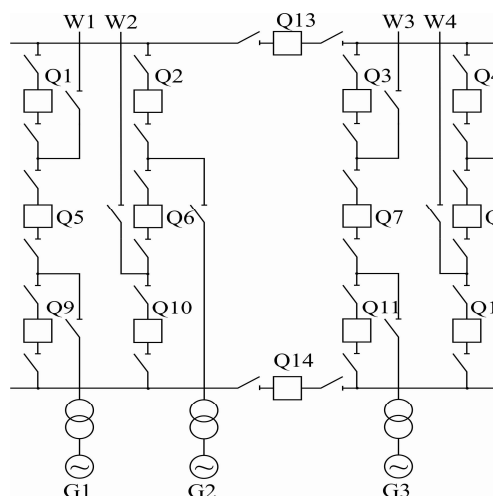


Рисунок 80 – Схема 3/2

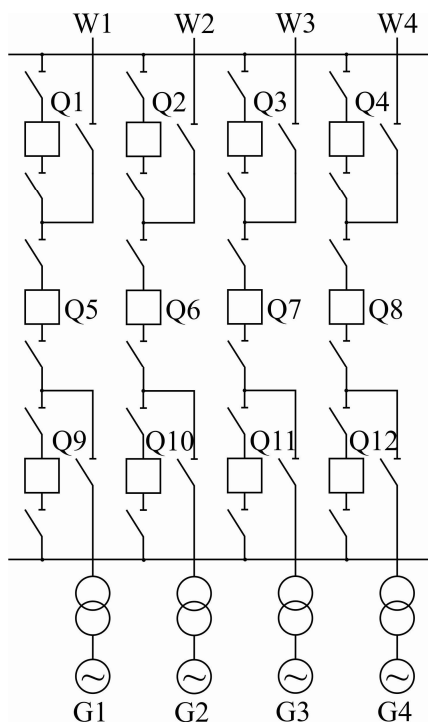


Рисунок 81 – Схема 3/2(1)

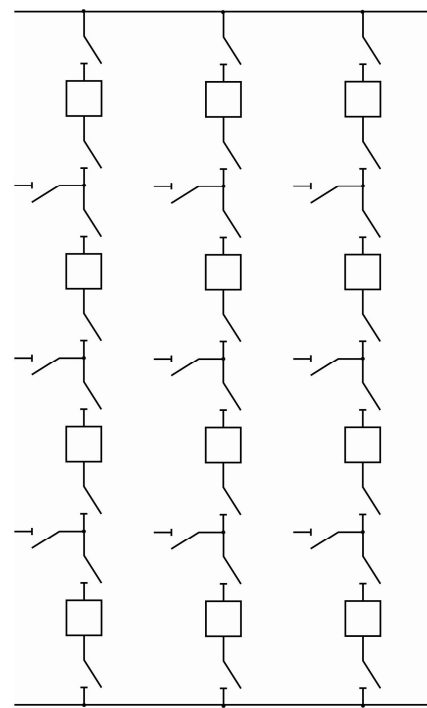
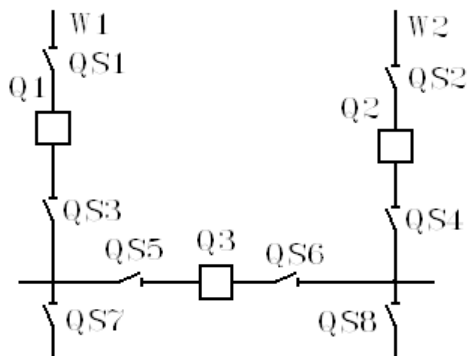
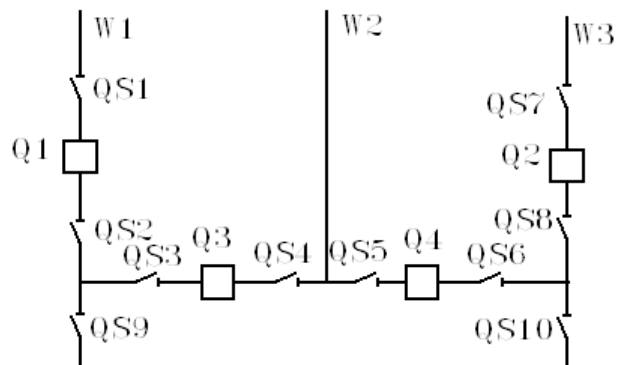


Рисунок 82 – Схема 4/3

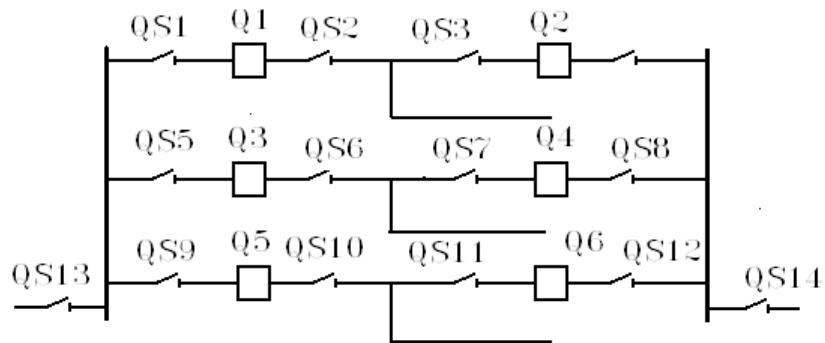
Спрощені схеми. Одержали поширення для РУ з малим числом приєднань. Це такі схеми, як міст, подвійний міст і трансформатори–шини.



Міст



Подвійний міст



Трансформатор-шини

Рисунок 83 – Схема-міст, подвійний міст і трансформатори-шини

7. ЗАКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ (ЗРУ)

7.1. Вимоги до конструкцій ЗРУ

Розподільна установка – це електроустановка, призначена для прийому й розподілу електричної енергії, що містить електричні апарати, шини й допоміжні пристрої.

Якщо розподільна установка розташована всередині будинку, то вона називається закритою.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) споруджуються звичайно при напрузі 3 – 20 кВ. При більших напругах, як правило, споруджуються відкриті РУ. Однак при обмеженій площі під РУ або при підвищеному забрудненні атмосфери можуть застосовуватися ЗРУ на напруги 35 – 220 кВ.

Розподільні установки повинні забезпечувати надійність роботи електроустановки, що може бути виконано тільки при правильному виборі й розміщенні електроустаткування, при правильному підборі типу й конструкції РУ відповідно до ПВЕ.

Обслуговування РУ повинне бути зручним і безпечним. Розміщення обладнання в РУ повинне забезпечувати добрий огляд, зручність ремонтних робіт, повну безпеку при ремонтах й оглядах. Для безпеки дотримуються мінімальні відстані від струмоведучих частин для різних елементів ЗРУ.

Неізольовані струмоведучі частини щоб уникнути випадкових доторкувань до них повинні бути поміщені в камери або обгороджені. Огородження може бути суцільним або сітчастим. У багатьох конструкціях ЗРУ застосовується змішане огороження – на суцільній частині огороження кріпляться приводи вимикачів і роз'єднувачів, а сітчаста частина огороження дозволяє спостерігати за устаткуванням. Висота такого огороження повинна бути не менше 1,9 м, при цьому сітки повинні мати отвори розміром не більше 25 x 25 мм. Огородження повинні замикатися на замок.

Неізольовані струмоведучі частини, розташовані над підлогою на висоті до 2,5 м в установках 3 – 10 кВ і 2,7 м в установках 20 – 35 кВ, повинні огорожуватися сітками, причому висота проходу під сіткою повинна бути не меншою 1,9 м.

Огляди устаткування виконуються з коридору обслуговування, ширина якого повинна бути не менше 1 м при одnobічному й 1,2 м при двосторонньому розташуванні устаткування.

Якщо в коридорі ЗРУ розміщені приводи роз'єднувачів і вимикачів, то ширина такого коридору повинна бути відповідно 1,5 й 2 м.

Якщо в ЗРУ застосовуються коміртки КРУ, то ширина проходу для керування й ремонту КРУ викочуваного типу повинна забезпечувати зручність переміщення й розвороту викотних візків, тому при однорядному розташуванні ширина визначається довжиною візка плюс 0,6 м, при дворядному розташуванні – довжиною візка плюс 0,8 м. При наявності проходу із задньої сторони КРУ його ширина повинна бути не менш 0,8 м.

Із приміщень ЗРУ передбачаються виходи назовні або в приміщення з негорючими стінами й перекриттями: один вихід при довжині РУ до 7 м, два виходи по кінцях при довжині від 7 до 60 м, при довжині більше 60 м – два виходи по

кінцях і додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридорів РУ до виходу не перевищувала 30 м. Двері з РУ повинні відкриватися назовні й мати самозамикальні замки, що відкривають без ключа з боку РУ.

ЗРУ повинне забезпечувати пожежну безпеку. Будівельні конструкції ЗРУ повинні відповідати вимогам БНіП, а також правилам пожежної охорони (ППО). Будівля РУ споруджується з вогнестійких матеріалів. При проектуванні ЗРУ передбачаються заходи для обмеження поширення виниклої аварії. Для цього устаткування окремих елементів РУ встановлюється в камерах – приміщеннях, обмежених з усіх боків стінами, перекриттями, огороженнями. Якщо частина огорожень сітчаста, то камера називається відкритою. У таких камерах встановлюються роз'єднувачі, безмасляні й маломасляні вимикачі й бакові вимикачі з кількістю масла до 25 кг. У сучасних ЗРУ бакові вимикачі з більшою кількістю масла (більше 60 кг) не застосовуються, тому що для їх установки треба передбачати закриті камери з виходом назовні, що значно ускладнює будівельну частину.

При установці в ЗРУ масляних трансформаторів передбачаються заходи для збору й відводу масла в маслозбиральну систему.

У ЗРУ передбачається природна вентиляція приміщень трансформаторів і реакторів, а також аварійна витяжна вентиляція коридорів обслуговування відкритих камер з маслonaповненим устаткуванням.

Розподільна установка повинна бути економічною. Вартість спорудження РУ складається з вартості будівельної частини, електричного устаткування, електромонтажних робіт і накладних витрат. Для зменшення вартості будівельної частини по можливості зменшують обсяг будівлі й спрощують її конструкцію. Значне зменшення вартості досягається застосуванням будинків РУ зі збірних залізобетонних конструкцій, які замінюють цегельну кладку, що застосовувалася раніше.

Для зменшення вартості електромонтажних робіт і прискорення спорудження РУ широко застосовують укрупнені вузли, зібрані на спеціалізованій монтажній базі. Такими вузлами можуть бути камери й шафи з убудованим електроустаткуванням: камери для збірних шин і шинних роз'єднувачів, шафи керування вимикачами, шафи лінійних роз'єднувачів і т.п. Для приєднання ліній 6 – 10 кВ у сучасних РУ широко застосовують шафи комплектних розподільних пристроїв. Застосування укрупнених вузлів дозволяє використати індустріальні методи спорудження ЗРУ з максимальною механізацією електромонтажних робіт.

Розподільна установка, змонтована з укрупнених вузлів, називається збірною. У збірній РУ будівля споруджується у вигляді коробки, без будь-яких перегородок, зального типу. Основу камер становить сталевий каркас, а перегородки між камерами виконують із азбестоцементних або гіпсолітових плит.

Зменшення вартості РУ досягається також спорудженням їх за типовими проектами, які розробляються провідними проектними організаціями. Завданням проектування є вибір тієї або іншої типової конструкції, що відповідала б схемі електричних з'єднань і встановленому встаткуванню.

7.1.1 Конструкції ЗРУ 6 – 10 кВ із однією системою шин

РУ 6 – 10 кВ із однією системою шин без реакторів на лініях, що відходять, широко застосовуються в промислових установках і міських мережах. У таких РУ встановлюються маломасляні або безмасляні вимикачі невеликих габаритів, що дозволяє все устаткування одного приєднання розмістити в одній камері. Такі РУ з камерами КСО–266, КСО–366 одержали широке поширення. Однак ремонт вимикачів у цих камерах складний, тому замість них на сьогодні застосовують камери з вимикачами, розташованими на викотному візку комірки комплектної розподільної установки.

Генераторні розподільні установки (ГРУ), які споруджують на ТЕЦ, виконуються із застосуванням збірних комплектних комірок.

ГРУ 6 – 10 кВ із однією системою шин і груповими здвоєними реакторами на лініях показана на Рисунок 1. При конструюванні РУ необхідно знати розміщення обладнання по камерах, для чого спочатку викреслюється схема заповнення.

Схема заповнення – це електрична схема ввімкнення основного устаткування й апаратури, що відбиває їх дійсне взаємне розміщення.

У схемі заповнення умовно, без дотримання масштабу показується контур будинку й камер, розташування устаткування й робляться необхідні пояснюючі написи. Схема заповнення полегшує складання специфікації на устаткування, полегшує розуміння конструкції РУ, але не заміняє конструктивних креслень РУ. У деяких випадках викреслюється план РУ, і на ньому умовними позначками показується розміщення устаткування. Такий план-схема заповнення показана (рис. 84, б).

У ГРУ передбачені три секції збірних шин, до кожної з яких приєднаний генератор 63 МВт. До першої й третьої секцій приєднані триобмоткові трансформатори зв'язку. На кожній секції встановлені два групових здвоєних реактори $2 \times 2\,000$ А і чотири збірки КРУ з вимикачами ВМПЭ–10. ГРУ розрахована на ударний струм до 300 кА. Будинок ГРУ одноповерховий, із прольотом 18 м, виконується зі стандартних залізобетонних конструкцій, які застосовуються для спорудження й інших будівель ТЕЦ. У центральній частині будинку в два ряди розташовані блоки збірних шин і шинних роз'єднувачів, далі знаходяться комірки генераторних, і секційних вимикачів, групових і секційних реакторів і шинних трансформаторів напруги. Крок комірки 3 м. Біля стін будинку розташовані шафи КРУ. Всі кабелі проходять у двох кабельних тунелях. Повітря для охолодження реакторів підводиться із двох вентиляційних каналів, нагріте повітря викидається назовні через витяжну шахту. У канали повітря подається спеціальними вентиляторами, встановленими в трьох камерах 1, 2, 3 (рис. 84, б).

Обслуговування устаткування здійснюється із трьох коридорів: центральний коридор керування шириною 2 000 мм, коридор уздовж шаф КРУ, розрахований на викочування візків з вимикачами, і коридор обслуговування уздовж ряду генераторних вимикачів. Варто звернути увагу на те, що всі комірки генераторних вимикачів розташовані зі сторони ГРУ, зверненої до турбінного відділення, а комірки трансформаторів зв'язку – з боку відкритого РУ (див. план-схему заповнення (рис. 84, б)). Таке розташування дозволяє здійснити

з'єднання генераторів і трансформаторів зв'язку з комірками ГРУ за допомогою підвісних гнучких струмопроводів. З'єднання секцій збірних шин 6 кВ у кільце виконується зовні будинку гнучким зв'язком.

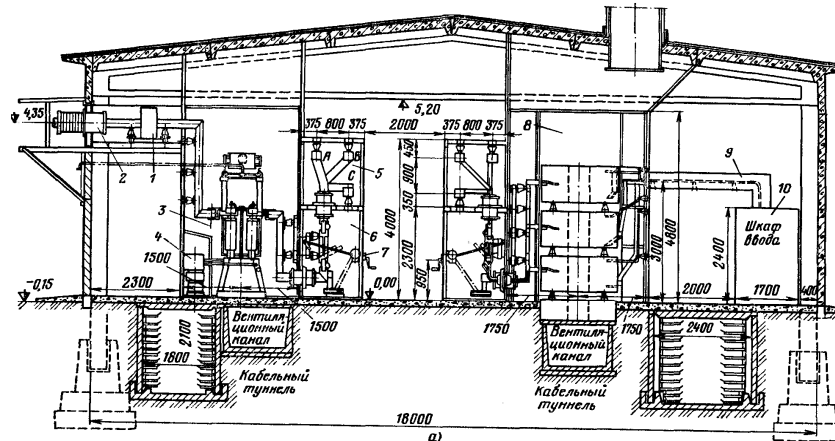


Рисунок 84 – ГРУ 6 – 10 кВ із однією системою шин і групових реакторів.

Розріз по колах генератора й групового реактора :

- 1 – трансформатор струму; 2 – прохідний ізолятор; 3 – камера генераторного вимикача;
 4 – привід вимикача; 5 – блок збірних шин; 6 – блок шинних роз'єднувачів;
 7 – привід шинних роз'єднувачів; 8 – камера здвоєного реактора; 9 – шинопровід; 10 – комірки КРУ

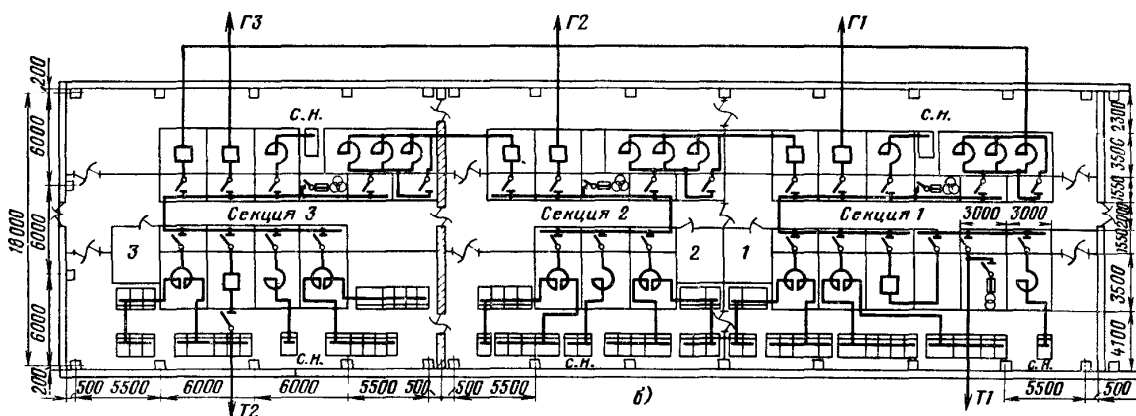


Рисунок 85 – ГРУ 6 – 10 кВ із однією системою шин і групових реакторів.

План-схема заповнення

Конструкція ГРУ, розглянута вище (рис. 84), має ряд недоліків: важкий каркасний будинок, комірки з металевими каркасами, великий обсяг монтажних робіт, що виконуються вручну із застосуванням малої механізації. Цих недоліків не має крупноблочна головна розподільна установка (КГРУ) 6 – 10 кВ на номінальний струм 8 000 А і ударний струм 330 кА. На рисунку 86 показані розріз по колах генератора й здвоєного реактора й схема заповнення для першої й другої секцій. КГРУ розроблена для схеми з однією системою збірних шин, що складається із чотирьох секцій, з'єднаних у кільце. Комірки вимикачів, реакторів, роз'єднувачів розташовані у два ряди. Збірні шини розташовані в один ряд. КГРУ розрахована на приєднання до кожної секції одного генератора 120 МВт або двох по 60 МВт при $U = 10$ кВ й одного генератора 60 МВт при $U = 6$ кВ.

Кабельні лінії, що відходять, приєднуються за допомогою шаф КРУ 9 до гілок здвоєних реакторів 7. На кожну секцію можуть бути приєднані дві групи здвоєних реакторів по $2 \times 2\,500$ А або три групи по $2 \times 1\,600$ А і по одній лінії

середньої напруги. Збірні шини 1, відгалуження від них, секційна перемичка 2 між першою й четвертою секціями, а також виводи з комірок генераторів, трансформаторів зв'язку й ліній с. н. виконані пофазно-екранованими струмопроводами. Шинні роз'єднувачі 3 встановлені в металевих комірках з міжфазними перегородками. Ошиновка в комірках вимикачів і реакторів виконується укрупненими монтажними блоками. Охолодження комірок здійснюється за допомогою штучної автоматичної вентиляції.

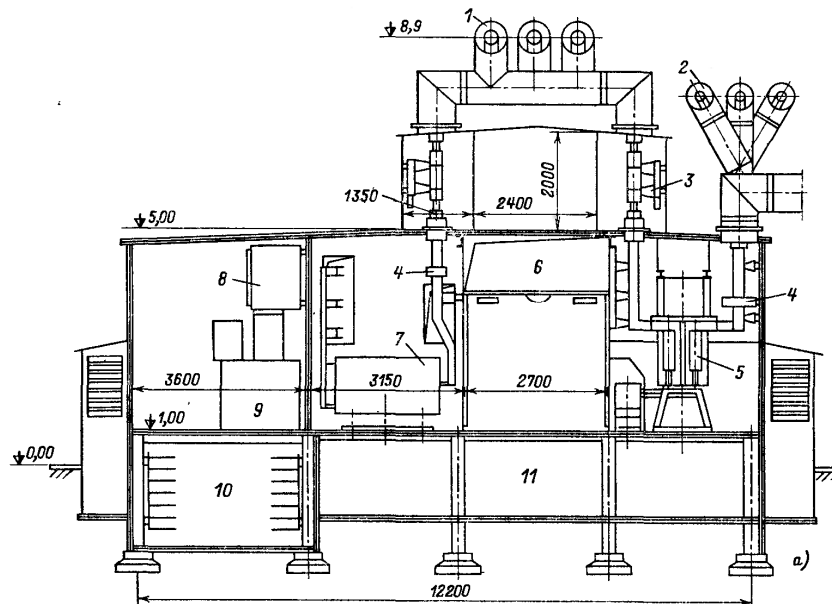


Рисунок 86 – Крупноблочна головна розподільна установка 10 кВ.
Розріз по колах генератора й здвоєного реактора

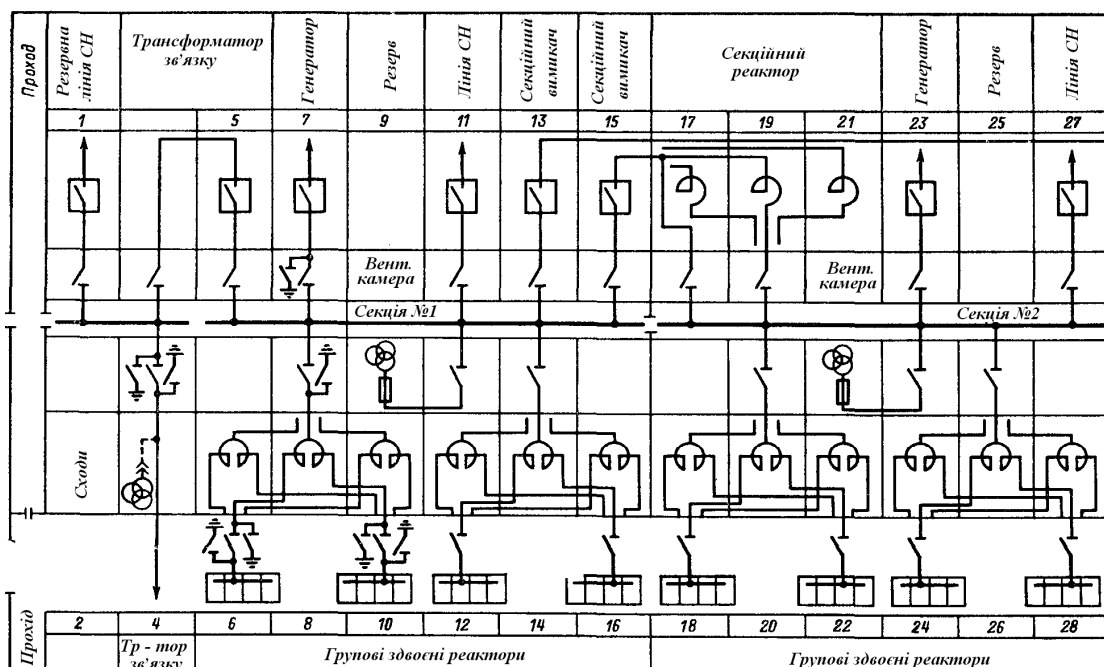


Рисунок 87 – Крупноблочна головна розподільна установка 10 кВ (КГРУ) з однією системою шин. Схема заповнення:

- 1 – струмопроводи збірних шин; 2 – струмопроводи секційної перемички;
- 3 – шинний роз'єднувач; 4 – трансформатор струму; 5 – вимикач; 6 – вентиляційний короб;
- 7 – реактор; 8 – шафа роз'єднувача; 9 – КРУ ліній, що відходять;
- 10 – кабельний тунель; 11 – вентиляційний підвал

Застосування КГРУ підвищує надійність роботи й спрощує експлуатацію РУ, значно скорочує витрати на його спорудження. Спорудження КГРУ з однією системою шин на чотири секції дозволяє зменшити капітальні витрати на 10 %, витрата металу на 40 %, залізобетонних конструкцій на 21 % у порівнянні з типовими ГРУ.

7.1.2 Конструкції ЗРУ 35 – 220 кВ

Як було відзначено раніше, в особливих умовах (обмеженість площі, забруднена атмосфера, суворі кліматичні умови) розподільні установки 35 – 220 кВ споруджуються закритими. ЗРУ 35 – 220 кВ дорожчі відкритих розподільних пристроїв на ту ж напругу, тому, що вартість будинку значно більша вартості металоконструкцій і фундаментів, необхідних для відкритої установки апаратури. У ЗРУ 35 – 220 кВ застосовують тільки повітряні або маломасляні вимикачі. Установка бакових масляних вимикачів привела б до значного збільшення вартості РУ за рахунок спорудження спеціальних камер і маслозбірних пристроїв.

На рисунку 88 показана закрыта РУ 110 кВ із двома робочими й обхідною системами шин. Будинок зального типу висотою 10,2 м, одноповерховий. Збірні шини виконані гнучкими проводами й закріплені на гірляндах ізоляторів (фази А, В) і стрижневих опорних ізоляторах (фаза С). Обслуговування ізоляторів, ошиновки, шинних роз'єднувачів виконується за допомогою пересувних телескопічних підйомників. У ЗРУ 110 кВ можуть установлюватися вимикачі ВВБ-110, ВНВ-110, ВМТ.

У працюючих електроустановках є інші конструкції ЗРУ 110 кВ, наприклад двоповерхові з винесеною назовні обхідною системою шин. Остання обставина є серйозним недоліком, тому що значно збільшує займану площу й знижує надійність роботи при можливості забруднення ізоляції обхідної системи шин.

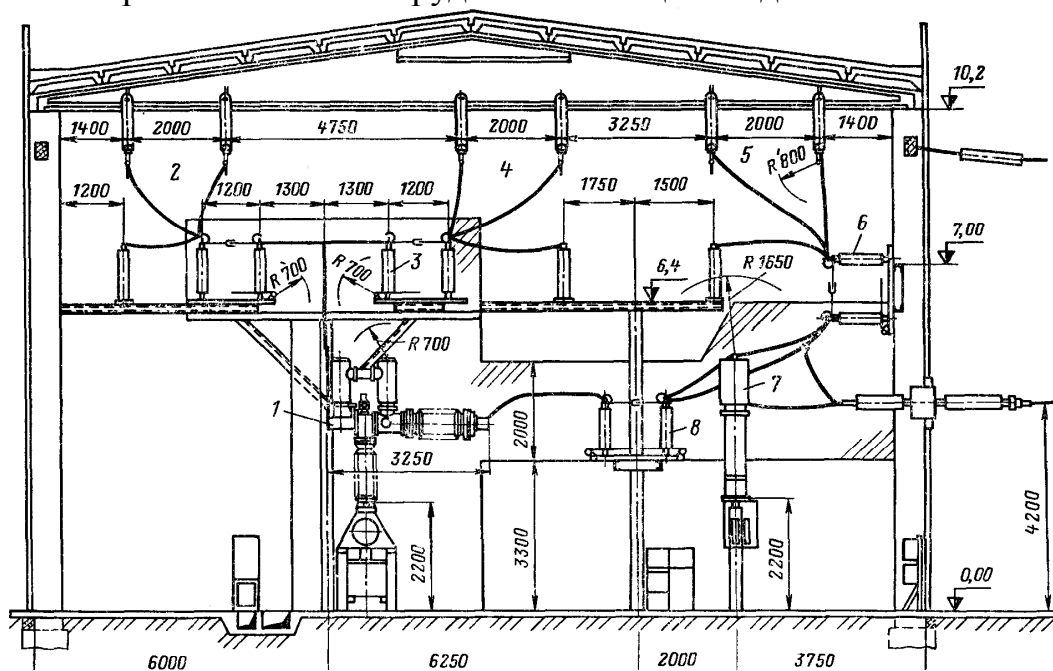


Рисунок 88 – ЗРУ 110 кВ зального типу. Розріз по комірці повітряної лінії:

- 1 – вимикач ВНВ-110; 2 – перша система шин; 3 – шинні роз'єднувачі;
- 4 – друга система шин; 5 – обхідна система шин; 6 – обхідний роз'єднувач;
- 7 – конденсатор зв'язку; 8 – лінійний роз'єднувач

Так само як і для ГРУ 6 – 10 кВ, найбільш прогресивним є застосування комплектних РУ 35 – 110 кВ.

На рисунку 89 наведений поперечний розріз ЗРУ 220 кВ із двома робочими й обхідною системами шин. Будинок зі збірного залізобетону шириною 24 і висотою 18 м. Всередині будинку передбачені сталеві колони й поперечні балки призначені для установки лінійних і обхідних роз'єднувачів.

Вимикачі встановлені на відмітці 0.0. Для монтажних і ремонтних робіт передбачені широкі проїзди для автокранів з обох сторін будівлі.

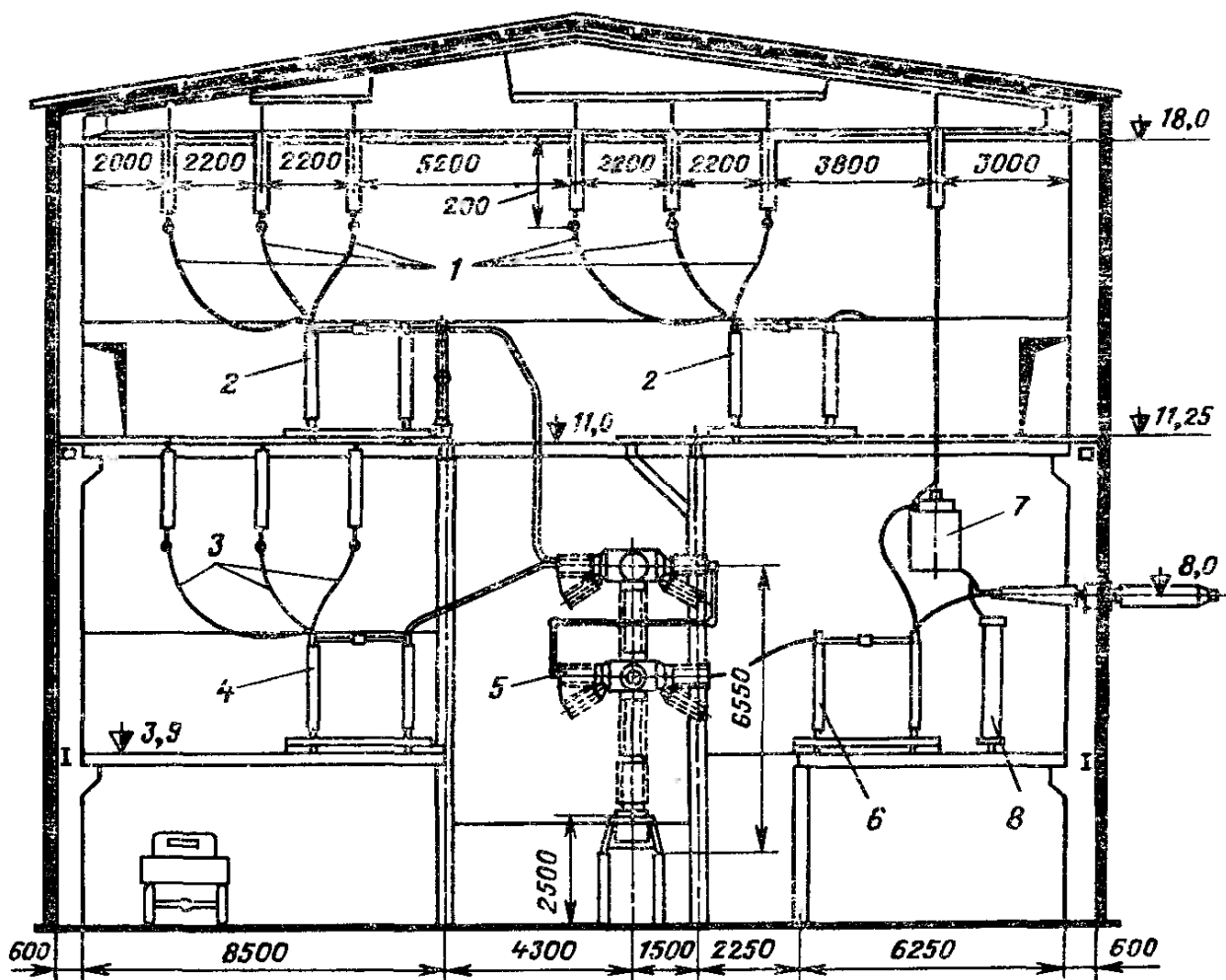


Рисунок 89 – ЗРУ 220 кВ із двома робочими й обхідною системами шин: Розріз по кімнаті лінії

1 – робочі системи шин; 2 – шинний роз'єднувач; 3 – обхідна система шин;
4 – обхідний роз'єднувач; 5 – вимикач; 6 – лінійний роз'єднувач;
7 – ВЧ загороджувач; 8 – конденсатор зв'язку

8. КОМПЛЕКТНІ ПРИСТРОЇ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

8.1 Комплектні розподільні пристрої внутрішньої установки

Комплектний розподільна установка (КРУ) – це розподільна установка, що складається із закритих шаф з убудованими в них апаратами, вимірювальними й захисними приладами й допоміжними пристроями. Шафи КРУ виготовляються на заводах, що дозволяє домогтися ретельної зборки всіх вузлів і забезпечення надійної роботи електроустаткування. Шафи з повністю зібраним й готовим до роботи устаткуванням надходять на місце монтажу, де їх встановлюють, з'єднують збірні шини на стиках шаф, підводять силові й контрольні кабелі. Застосування КРУ дозволяє прискорити монтаж розподільного пристрою. КРУ безпечно в обслуговуванні, тому що всі частини, що перебувають під напругою, закриті металевим кожухом.

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

Наша промисловість випускає КРУ 3 – 35 кВ із повітряною ізоляцією й 110 – 220 кВ із ізоляцією з елегазу.

Застосування КРУ приводить до скорочення обсягу й строків проектування, при необхідності легко виконуються реконструкція й розширення електроустановки.

Для РУ 6 – 10 кВ знижувальних підстанцій, а також у системі власних потреб електростанцій для схеми з однією системою шин широко застосовуються КРУ різних типів: з маломасляними вимикачами ВМП, ВММ, ВМПЭ, ВМПП, ВК і МГГ; з електромагнітними вимикачами ВЭМ, ВЭ; з вакуумними вимикачами ВВ/TEL, ВНВП, ВВТЭ й ВВТП.

Розглянемо особливості КРУ на прикладі КРУ широко розповсюдженої серії К-ХІІ (рис. 89), що у цей час замінена на серію К-ХХУІ в тих же габаритах, але з вимикачами ВМПЭ й ВМПП на більші струми вимикання. Шафа КРУ складається із твердого металевого корпусу, усередині якого розміщена всі апаратури. Для безпечного обслуговування й локалізації аварій корпус розділений на відсіки металевими перегородками й металевими шторками, що автоматично закриваються. Вимикач із приводом установлений на візку який викочується 9. У верхній і нижній частинах візка розташовані рухомі контакти, що роз'єднують, які при укочуванні візка в шафу замикаються із шинним 15 і лінійним 14 нерухомими контактами. При викочуванні візка з попередньо відключеним вимикачем рознімні контакти відключаються, і вимикач при цьому буде відключений від збірних шин і кабельних вводів. Коли візок перебуває поза корпусом шафи, забезпечується зручний доступ до вимикача і його приводу для ремонту. Розміщення вимикача на викотному візку дозволяє значно зменшити розміри шафи в порівнянні зі збірними РУ, де камера вимикача повинна передбачати можливість доступу до апаратів і ремонт їх на місці.

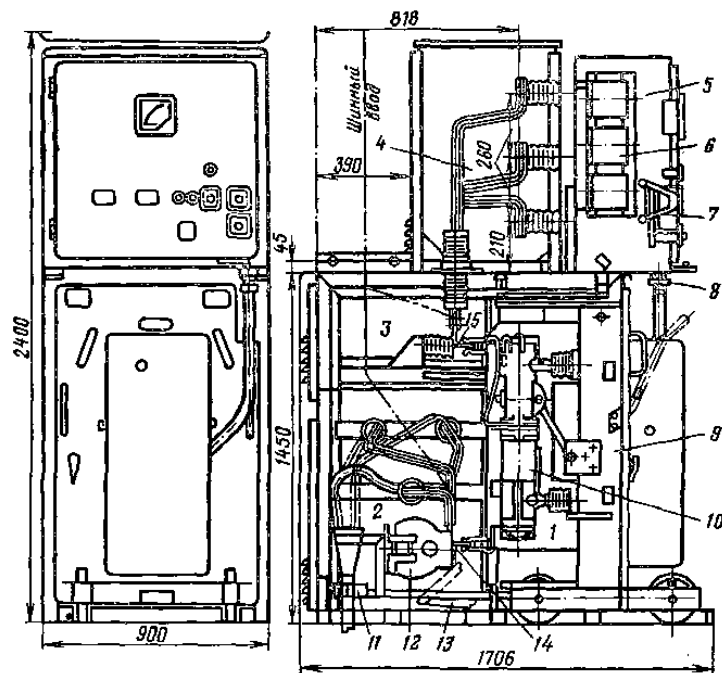


Рисунок 90 – Шафа КРУ з вимикачем ВМП-10 і приводом ПЭ-11:

1 – відсік візка; 2 – відсік трансформатора струму і кабельної збірки; 3 – відсік шинного роз'єднувального контакту; 4 – відсік збірних шин; 5 – шафа приладів; 6 – блок релейного захисту; 7 – поворотна рама для установки лічильників; 8 – штепсельний роз'єм вторинних з'єднань; 9 – візок; 10 – вимикач з приводом; 11 – трансформатор струму земляного захисту; 12 – трансформатор струму; 13 – заземлювальний роз'єднувач; 14 – нерухомий лінійний контакт; 15 – нерухомий шинний контакт

Викотний візок може займати три положення: робоче (візок перебуває в корпусі шафи, первинні й вторинні кола замкнуті); випробувальне (візок у корпусі шафи, але первинні кола розімкнуті, а вторинні замкнуті); ремонтне (візок перебуває поза корпусом шафи, первинні й вторинні кола розімкнуті). У робочому й випробувальному положеннях візок фіксується спеціальним пристроєм. Для полегшення переміщення візка в робоче положення є важільний механізм, керований знімною рукояткою. При викочуванні візка із шафи автоматично металевими шторками закриваються відсіки шинних і лінійного контактів, що роз'єднують. Таким чином, виключається випадковий дотик до струмоведучих частин, що залишилися під напругою. На викотному візку монтуються також трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, рознімні контакти з'єднань головного кола.

Відсік збірних шин установлюється на корпусі шафи. Верх відсіку має поворотну кришку для монтажу збірних шин зверху (після повної установки всіх шаф). Збірні шини пов'язані з контактом, що роз'єднує, шинами через прохідні ізолятори.

Шафа приладів 5 являє собою металеву конструкцію, на фасадних дверцятках якої розміщуються прилади виміру, лічильники, ключі керування й апаратури сигналізації. На задній стінці встановлений короб для шинок вторинних з'єднань (до 40). Блок для релейної апаратури поворотного типу встановлений усередині шафи й може вмістити до 22 приладів. Кола вторинних з'єднань візка й релейної шафи з'єднуються гнучким шлангом із багатоконтактним штепсельним розніманням. Таке з'єднання дозволяє швидко замінити один візок іншої якщо буде потреба. Корпус шафи має жалюзі для природної вентиляції відсіків. Шафи встановлюються в приміщенні й обслуговуються з однієї сто-

9 ВІДКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ (ВРУ)

9.1 Вимоги до конструкцій ВРУ

Розподільна установка, розташована на відкритому повітрі, називається відкритою розподільною установкою. Як правило, РУ напругою 35 кВ і вище споруджуються відкритими.

Так само як і ЗРУ, відкриті РУ повинні забезпечити надійність роботи, безпеку й зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення, максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення.

Відстань між струмоведучими частинами й від них до різних елементів ВРУ повинне вибиратися відповідно до вимог ПУЕ [1.12].

Всі апарати ВРУ звичайно розташовуються на невисоких підставах (металевих або залізобетонних). По території ВРУ передбачаються проїзди для можливості механізації монтажу й ремонту встаткування. Шини можуть бути гнучкими із багатодровових проводів або із твердих труб. Гнучкі шини кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а тверді – за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих стійках. Застосування твердої ошиновки дозволяє відмовитися від порталів і зменшити площу ВРУ.

Під силовими трансформаторами, масляними реакторами й баковими вимикачами 110 кВ і вище передбачається маслоприймач, укладається шар гравію товщиною не менш 25 см, і масло стікає в аварійних випадках у маслозбірники. Кабелі оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту, автоматики й повітропроводи прокладають у лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх у ґрунт або в металевих лотках, підвішених до конструкцій ВРУ.

Відкрите РУ повинне бути обгороджене.

Відкриті РУ мають наступні переваги перед закритими:

- менше обсяг будівельних робіт, тому що необхідні лише підготовка площадки, будівництво доріг, спорудження фундаментів й установка опор, у зв'язку із цим зменшуються час спорудження й вартість ВРУ;
- легше виконуються розширення й реконструкція;
- всі апарати доступні для спостереження.

У той же час відкриті РУ менш зручні в обслуговуванні при низьких температурах й у негоду, займають значно більшу площу, ніж ЗРУ, а апарати на ВРУ піддані запиленню, забрудненню й коливанням температури.

Конструкції ВРУ різноманітні й залежать від схеми електричних з'єднань, від типів вимикачів, роз'єднувачів й їхнього взаємного розташування.

Основне електричне обладнання електростанцій і підстанцій (генератори, трансформатори, синхронні компенсатори) і апарати в цих колах (вимикачі, роз'єднувачі й ін.) з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмопровідні частини електричної установки.

Розглянемо типи провідників, які застосовуються на електростанціях і підстанціях. На рисунку спрощено, без роз'єднувачів, показані елементи схем ТЕЦ.

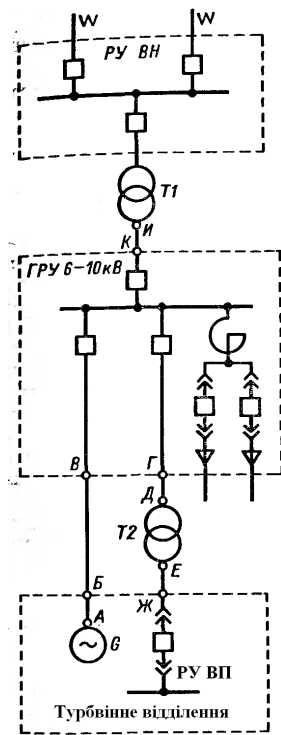


Рисунок 92 – Елементи схеми
ТЕЦ без роз'єднувачів.

Коло генератора на ТЕЦ. У межах турбінного відділення від виводів генератора G до фасадної стіни (ділянка A B) струмопровідні частини виконуються шинним мостом із твердих голих алюмінієвих шин або комплектним пофазно-екранованим струмопроводом (у колах генераторів потужністю 60 МВТ і вище). На ділянці $BВ$ між турбінним відділенням і головним розподільним пристроєм (ГРУ) з'єднання виконується шинним мостом або гнучким підвісним струмопроводом.

Всі з'єднання всередині закритого РУ 6 – 10 кВ, включаючи збірні шини, виконуються твердими голими алюмінієвими шинами прямокутного або коробчастого перерізу. З'єднання від ГРУ до виводів трансформатора $T1$ (ділянка IK) здійснюється шинним мостом або гнучким підвісним струмопроводом.

Струмопровідні частини в РУ 35 кВ і вище звичайно виконуються сталю-алюмінієвими проводами АС.

У деяких конструкціях ВРУ частина або вся ошиновка може виконуватися алюмінієвими трубами.

Коло трансформатора власних потреб. Від стіни ГРУ до виводів $T2$, встановленого поблизу ГРУ, з'єднання виконується твердими алюмінієвими шинами. Якщо трансформатор власних потреб встановлюється біля фасадної стіни головного корпусу, то ділянка $ГД$ виконується гнучким струмопроводом. Від трансформатора до розподільного пристрою власних потреб (ділянка $ЕЖ$) застосовується кабельне з'єднання.

У колах ліній 6 – 10 кВ вся ошиновка до реактора й за ним, а також в шафах КРУ виконана прямокутними алюмінієвими шинами. Безпосередньо до споживача відходять кабельні лінії.

У блоці генератор-трансформатор на КЕС ділянка $АБ$ і відпайка до трансформатора власних потреб $ВГ$ виконуються іншим способом. З'єднання залежить від взаємного розташування ВРУ головного корпусу й резервного $T3$. Так само як на ТЕЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ і вище виконується проводами АС.

Останні дві вимоги можуть бути виконані, якщо зовнішнє магнітне поле (поза кожухами) буде можливо повніше компенсоване струмами, індукованими в кожухах. Це й має місце в струмопроводах з безперервною замкнутою системою кожухів типу ТЕН (струмопровід екранований, безперервний).

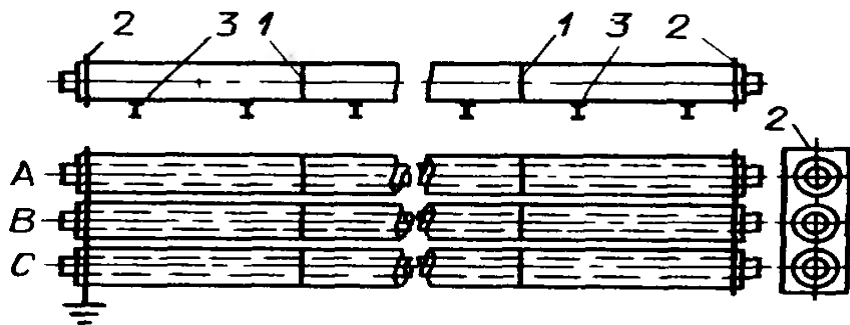


Рисунок 96 – Схеми зварювання секцій кожухів
1 – місце зварювання, 2 – алюмінієві перемички, 3 – поперечні балки

Як видно зі схеми (рис. 96), секції кожухів кожної фази з'єднані між собою зварюванням. По кінцях струмопроводу кожухи трьох фаз з'єднані за допомогою приварених алюмінієвих перемичок у вигляді плит або труб. Заземляють екрани в одній точці, для чого одну з перемичок приєднують до контуру заземлення електростанції.

Таким чином, кожухи створюють замкнуту трифазну систему. У робочому режимі в них індукуються струми, приблизно рівні струмам у провідниках, але спрямовані протилежно. Вони проходять уздовж кожухів, розподіляючись рівномірно периметром, і переходять із одного кожуха у два інших по кінцях струмопроводу. Їх геометрична сума дорівнює нулю. Ці струми надалі називаються циркулюючими на відміну, від вихрових струмів, що замикаються в межах кожуха кожної фази. Циркулюючі струми зменшують зовнішнє магнітне поле струмопроводу. Якби струми в кожухах у точності відповідали струмам у провідниках і були з ними у фазі, то зовнішнє магнітне поле було б відсутнє. Однак кожухи мають активний опір. Внаслідок цього струми в кожухах не точно збігаються за фазою зі струмами в провідниках і зовнішнє магнітне поле компенсується не повністю. Однак у робочому режимі індукція зовнішнього поля настільки мала, що небезпека нагрівання сталевих конструкцій індукованими в них вихровими струмами практично відсутня. Розглянемо екрануючу дію безперервної системи кожухів на електродинамічні сили, що діють на провідники й кожухи при КЗ. Відомо, що електродинамічна сила, яка діє на одиницю довжини провідника, дорівнює добутку його струму й індукції магнітного поля (біля розглянутого провідника), створеного струмами сусідніх провідників. Отже, для визначення сил, що діють на провідники струмопроводу, необхідно насамперед визначити магнітну індукцію усередині кожухів при КЗ. Струми, індуквані в кожухах, зменшують магнітну індукцію. Це зменшення не однакове для магнітних потоків від періодичної й аперіодичної складових струмів КЗ.

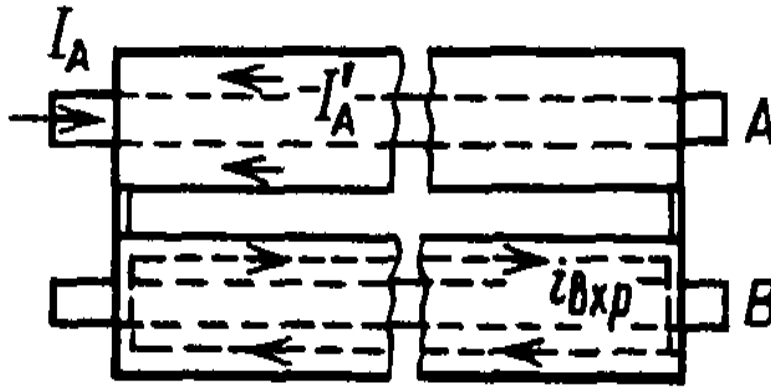


Рисунок 97 – Струми КЗ

Екрануючу дію, безперервної системи кожухів зручно простежити на прикладі однофазного (двохпровідного) струмопроводу. Припустимо, що струм I_A в провіднику фази А) відповідає періодичній складовій струму КЗ із постійною амплітудою. Потрібно визначити індукцію усередині кожуха фази В. У кожусі фази А індукується струм циркуляції I'_A близький за значенням до струму I_A , але зсунутий за фазою на деякий кут внаслідок впливу активного опору кожуха. Цей кут невеликий, оскільки активний опір кожуха значно менший індуктивного опору. Струм I'_A замикається через кожух фази В (на рисунку не показано). Магнітний потік, що охоплює кожух фази А, визначається геометричною сумою струмів I_A й I'_A , або так званим залишковим струмом, що не перевищує $0,1I_A$. Отже, магнітна індукція навколо кожуха фази А від періодичної складової струму КЗ не перевищує $0,1$ відповідного значення при відсутності кожуха. Цей зменшений магнітний потік індукує у кожусі фази В періодичні вихрові струми, які замикаються в межах кожуха. В одній половині кожуха вони спрямовані так само, як у провіднику фази А, в іншій половині – у протилежну сторону. Вихрові струми значно менші циркулюючих струмів, однак вони достатні, щоб перешкоджати проникненню магнітного поля в кожух. У результаті магнітна індукція біля провідника В не перевищує $0,01$ відповідної індукції при відсутності кожухів: вона зменшується в 10 разів циркулюючим струмом у кожусі фази А і ще в 10 разів вихровими струмами в кожусі фази В. Відповідно зменшується (тобто практично зникає) електродинамічна сила на провідник В, обумовлена періодичній складовій струму КЗ.

У перехідному режимі струм КЗ містить не тільки періодичну, але й аперіодичну складову, що загасає з постійної часу T_a . Оскільки при КЗ струми, які індукуються в кожухах, також містять аперіодичні складові, що зменшують аперіодичну складову індукції зовнішнього магнітного поля, а також поля в кожухах. Ці струми загасають із постійними часу, значно меншими постійної T_a (значення останньої прийняте тут $0,4$ с). У початковий момент аперіодична складова індукції навколо кожуха А дорівнює нулю, оскільки вона повністю компенсується аперіодичною складовою циркулюючого струму, який виникає в кожусі.

З викладеного видно, що безперервна замкнута система кожухів, що охоплює провідники зі струмом, забезпечує в робочому режимі майже повну компенсацію зовнішнього магнітного поля струмопроводу. В результаті, у навколишніх сталевих конструкціях не виникають скільки-небудь помітні втрати потуж-

ності від індукованих струмів і перемагнічування. При КЗ екрануюча дія, кожухів також досить помітна. Електродинамічні сили на провідники обумовлені в основному аперіодичною складовою струму КЗ. Вони в кілька разів менша електродинамічних сил на провідники при відсутності кожухів. Електродинамічні сили на кожухи ще менші. Ці позитивні якості екранованих струмопроводів виникають за рахунок значного збільшення витрати кольорового металу, додаткових втрат енергії в кожухах і погіршення умов тепловіддачі від провідників у навколишнє середовище. Останнє пояснюється тим, що нагрітий кожух є бар'єром, що перешкоджає передачу тепла від провідників у навколишнє середовище. Щоб забезпечити відвід тепла від провідників, температура їх повинна бути вищою температури кожухів. Номінальна температура для провідників у тривалому режимі встановлена рівної 120°C, тобто значно вище відповідної температури для неекранованих шин. Така температура може бути допущена за умови, що більша частина електричних з'єднань виконана зварюванням, а контактні поверхні болтових з'єднань покриті шаром срібла. Номінальна температура для кожухів встановлена рівною 80 °С при температурі повітря 35 °С.

У кожухах струмопроводу індукується ЕРС, яка рівна добутку струму в провідниках і взаємному індуктивному опорі між провідниками й кожухом. Ця ЕРС становить приблизно 3 – 4 мВ на 1 м довжини кожуха й на 1000 А робочого струму й не представляє небезпеки для обслуговуючого персоналу.

9.1.2 Конструкції пофазно-екранованих струмопроводів

У струмопроводах цього типу як провідники використовують виключно алюмінієві труби кільцевого перерізу. Діаметр труби й товщину стінки визначають із теплового розрахунку, керуючись встановленими максимальними температурами для провідників і кожухів. Кожухи струмопроводів виготовляють із листового алюмінію товщиною 4 – 6 мм у вигляді секцій довжиною 10–12 м. Діаметр кожухів визначається діаметром провідників і подвійною висотою ізоляторів. Останні вводять у кожухи зовні через отвори в стінках і закріплюють болтами. В разі необхідності будь-який ізолятор можна вийняти й замінити іншим. Відстань між ізоляторами по довжині струмопроводу становить 4 – 5 м, тобто значно більша звичайних відстаней у неекранованих струмопроводах збірного типу. Провідники щільно прилягають до голівок ізоляторів.

Виготовлені в такий спосіб секції збирають у трифазну систему на місці установки й зв'язують поперечними двотавровими балками. Поздовжня несуча конструкція для струмопроводів з безперервною системою кожухів не потрібна, оскільки кожухи мають значну жорсткість і можуть бути встановлені на опорах із прольотом до 15 – 20 м. Як провідники, так і кожухи окремих секцій з'єднують зварюванням. Щоб забезпечити вільну деформацію провідників і кожухів при зміні температури, передбачають теплові компенсатори. Щоб уникнути проникнення в кожухи пилу й вологи їх надійно герметизують.

У струмопроводи можуть бути вбудовані роз'єднувачі, заземлювачі, вимірювальні трансформатори струму й напруги. Струмопроводи для блокових агрегатів генератор – трансформатор виготовляють із відгалуженнями для приєднання трансформаторів власних потреб.

Більша частина струмопроводів з номінальним струмом аж до 15 – 20 кА працює із природним повітряним охолодженням. Є струмопроводи, виконані із проточною вентиляцією й водяними охолоджувачами. При цьому розміри провідників і кожухів можуть бути зменшені. Необхідність такої конструкції повинна бути перевірена відповідним техніко–економічним розрахунком з урахуванням місцевих умов.

Струмопроводи для напруг 6 – 10 кВ і робочого струму до 3 200 А

Струмопроводи цього виду призначені для розподілу енергії на промислових підприємствах і в системах власних потреб електростанцій. Їх виготовляють на струми електродинамічної стійкості $I_{дин}$ до 125 кА, зі сталевими й алюмінієвими кожухами, як правило, прямокутного й круглого перерізів з нерозділеними й розділеними фазами.

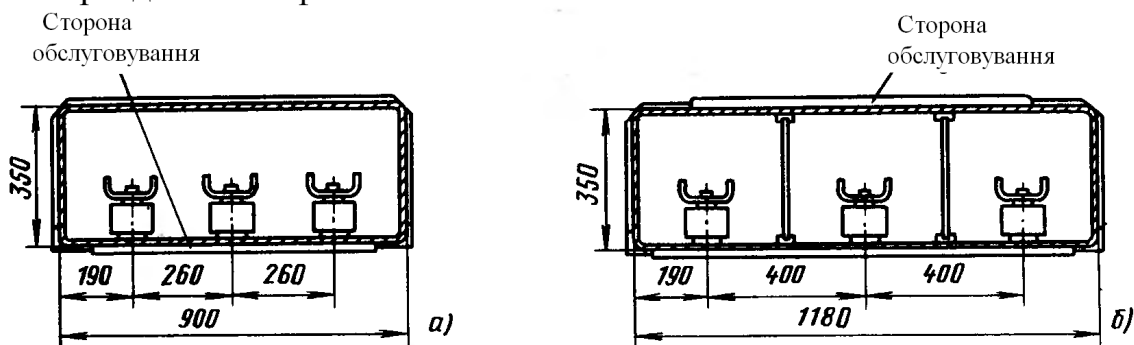


Рисунок 98 – Струмопровід КЗШ-6,
а) без міжфазних перегородок; б) з міжфазними перегородками

Як приклад на рисунку показане влаштування струмопроводів типу КЗШ-6 для номінальної напруги 6 кВ. При номінальному струмі до 2 000 А застосовують сталеві кожухи, а при більших струмах – алюмінієві, щоб зменшити втрати. У тому і іншому випадку кожухи виконують у двох варіантах: без міжфазних перегородок (рис. 99, а) і з ними (рис. 99, б). Міжфазні перегородки підвищують надійність роботи струмопроводів і застосовуються, наприклад, при зовнішній установці струмопроводів, тобто при несприятливих умовах зовнішнього середовища. Струм електродинамічної стійкості струмопроводів типу КЗШ становить 64, 100 і 125 кА.

9.1.3 Струмопроводи для напруг до 1 кВ

Струмопроводи цього виду повинні мати можливо менший індуктивний опір, щоб зменшити втрати напруги при передачі енергії. Цим вимогам відповідають струмопроводи зі спареними фазами. Такий струмопровід складається із шести плоских шин, згрупованих у три пари так, що в кожній парі перебувають шини різних фаз (рис. 99).

Варіанти розташування шин в низьковольтних струмопроводах зі спареними шинами

Взаємне розташування пар і шин у парах не має значення, важливо тільки, щоб у кожній парі знаходилися шини різних фаз.

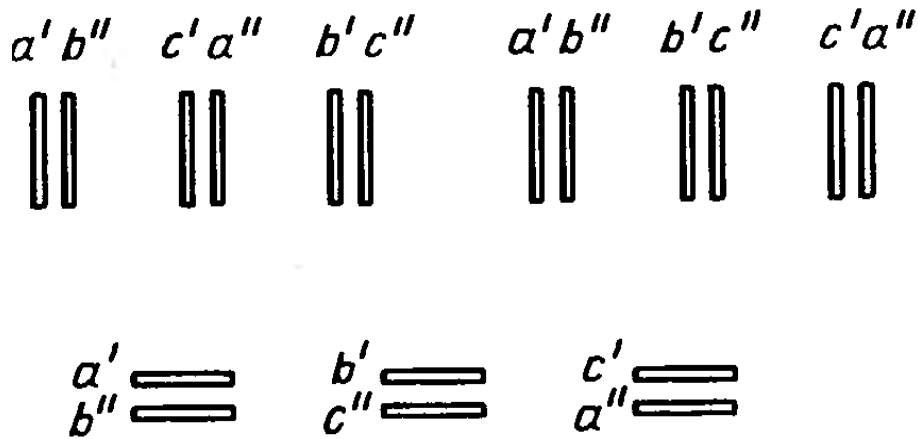
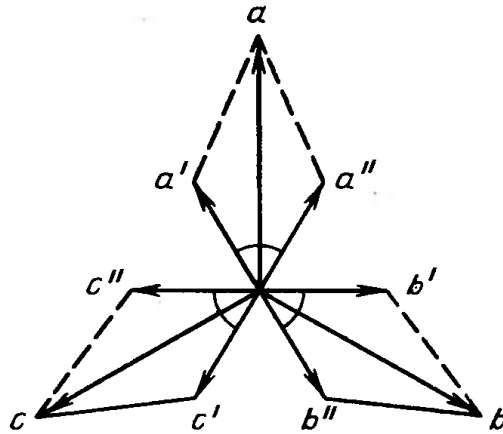


Рисунок 99 – Струмопроводи для напруг до 1 кВ

У будь-якому варіанті виконання струмопровід зі спареними фазами має ту чудову властивість, що струми в шинах однойменних фаз $a'a''$, $b'b''$, $c'c''$ зсунуті між собою на кут, близький до 60° , а струми в шинах кожної пари зсунуті на кут, близький до 180° (рис. 100).



$a'a''$, $b'b''$, $c'c''$ – струми в шинах однойменних фаз;
 $a'b''$, $c'a''$, $b'c''$ – струми в шинах кожної пари
 a, b, c – фазні струми

Рисунок 100 – Зсув струмів в струмопроводі зі спареними фазами

Отже, зовнішні поля кожної пари майже повністю компенсуються. Ця компенсація тим досконаліша, чим менша відстань між шинами в парах.

Відсутність зовнішнього магнітного поля навколо пар шин сприятливо позначається на властивостях струмопроводу, а саме:

- струми розподіляються рівномірно перерізом шин;
- зменшуються індуктивний опір і втрати напруги;
- зменшуються втрати в кожусі й сталевих конструкціях, що оточують струмопровід.

Щоб по можливості зменшити відстань між шинами в парах, їх ізолюють склотканиною й емаллю.

Товщина ізоляції становить 0,5 мм, пробивна напруга при температурі 18 °С – 8 кВ. Сталевий кожух струмопроводу виконують із отворами для вентиляції або сітчастим.

9.1.4 Струмопроводи з елегазовою ізоляцією

Струмопроводи цього виду – збірні шини, струмопроводи зв'язку із трансформаторами й інші набули застосування в комплектних РУ 110 кВ і вище з елегазовою ізоляцією. Провідники у вигляді труб містять у кожуху з алюмінію, заповнені елегазом під тиском. Розрізняють струмопроводи з індивідуальною оболонкою для кожної фази й загальною оболонкою для трьох фаз.

Останнім часом помітна тенденція до розширення області застосування струмопроводів з елегазовою ізоляцією. У США і Японії побудовані струмопроводи 1 000 – 1 100 кВ з елегазовою ізоляцією довжиною в декілька сотень кілометрів кожний. Ці струмопроводи повинні замінити повітряні лінії з опорами, розміри й маса яких дуже великі, тому що відстань між фазами становить 12 м.

Розроблені також конструкції елементів КРУ й підстанцій, зокрема: введів елегаз – повітря; секцій струмопроводів з вимірювальними трансформаторами струму; емнісних дільників напруги; силових трансформаторів з елегазовою ізоляцією; елегазових вимикачів із чотирма розривами на кожний полюс, з номінальним струмом відключення 48 кА; розрядників для КРУ з елегазовою ізоляцією; шунтувальних реакторів. Перераховані елементи електричного устаткування мають досить стислі розміри.

На зміну повітряним лініям звичайної конструкції приходять більше економічні лінії – струмопроводи з елегазовою ізоляцією.

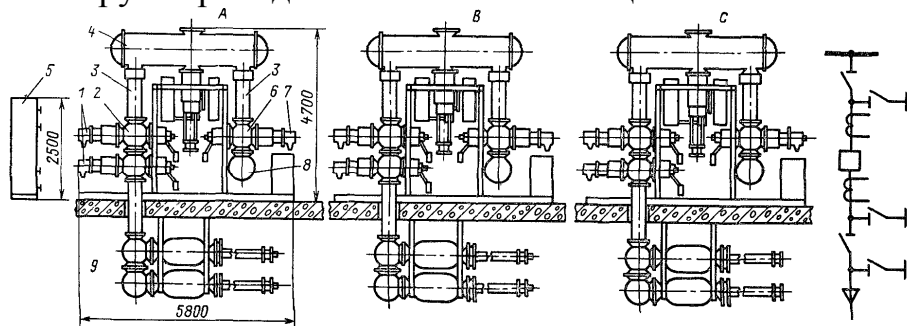


Рисунок 101 – Комплектна РУ 220 кВ з елегазовою ізоляцією типу ЯЕ-220 Л:

- 1 – блок заземлюючих ножів лінійного роз'єднувача; 2 – блок лінійного роз'єднувача;
- 3 – блок трансформаторів струму; 4 – вимикач; 5 – розподільна шафа; 6 – блок шинного роз'єднувача;
- 7 – блок заземлюючих ножів шинного роз'єднувача; 8 – блок збірної шини фази А; 9 – блок кабельного вводу

10 РОЗМІЩЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК НА ТЕРИТОРІЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

10.1 Розміщення РУ на території електростанції

Загальне компонування споруд на теплових електростанціях показано на рисунку 102.

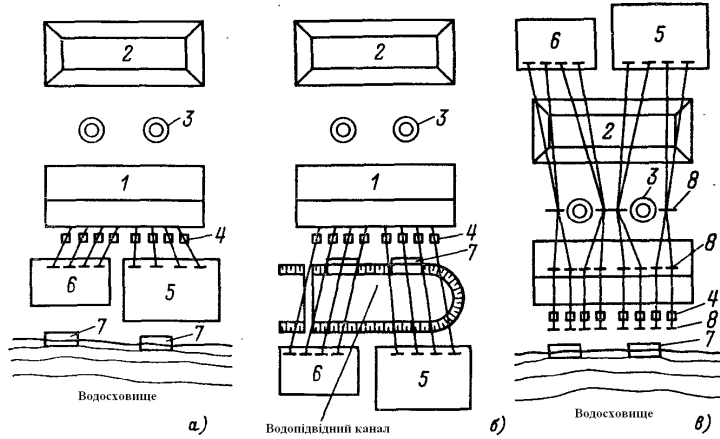


Рисунок 102 – Варіанти розташування основних елементів КЕС:

1 – головний корпус; 2 – склад палива; 3 – димові труби; 4 – трансформатори блоків;

5, 6 – розподільні установки; 7 – насосні станції; 8 – проміжні опори ліній

Слід лише зазначити, що на ТЕЦ ГРУ 6 (10) кВ звичайно перебуває перед фасадом головного корпусу з боку турбінного відділення, за ним – відкрита РУ. На блокових теплових електростанціях відкриті РУ розміщуються за водопідвідним каналом перед фасадом головного корпусу або з боку котельного відділення. В останньому випадку необхідне перекидання ліній від підвищувальних трансформаторів через головний корпус. Якщо на електростанції використовуються дві підвищених напруги, то автотрансформатор зв'язку звичайно встановлюється біля РУ вищої напруги. План розміщення ВРУ для ТЕС 4 800 МВт даний на рисунку 103.

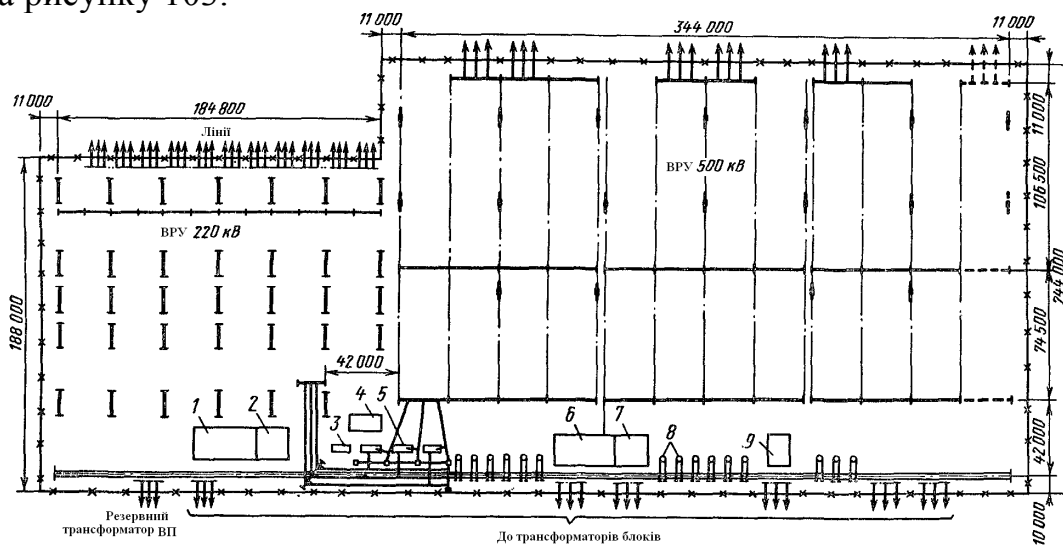


Рисунок 103 – План розташування ВРУ 500 і 220 кВ:

1 – приміщення для розміщення панелей реле ВРУ 220 кВ; 2 – приміщення акумуляторної батареї;
3 – резервна фаза автотрансформатора; 4 – ЗРУ; 5 – автотрансформатор; 6 – приміщення для розміщення панелей реле ВРУ 500 кВ; 7 – приміщення акумуляторної батареї і майстерні; 8 – реактори; 9 – компресори

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

Установка однофазних автотрансформаторів 500/220 кВ потужністю 3×267 МВ А показана на рисунку 104.

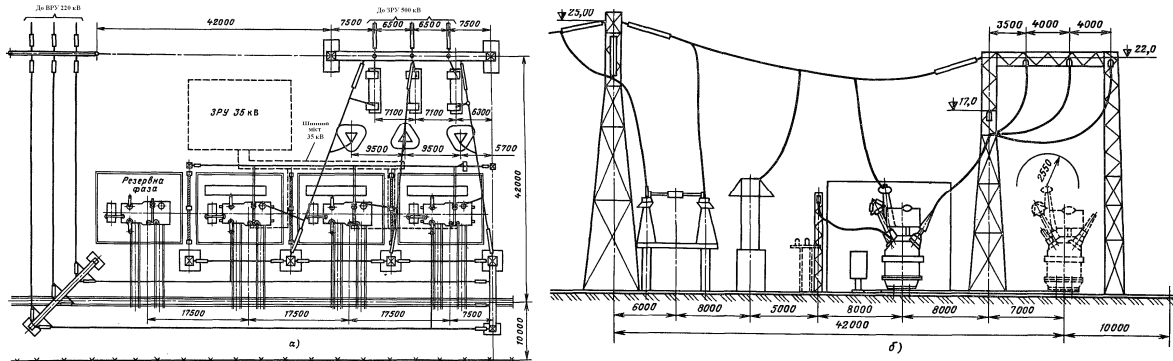


Рисунок 104 – Установка групи трансформаторів зв'язку 500/220 кВ 3×267 МВА
а) – план; б) – розріз

10.2 Розміщення РУ на територіях районних і вузлових підстанцій

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

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

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

Установка трансформатора ТРДН-40000/110 показана на рисунку 105.

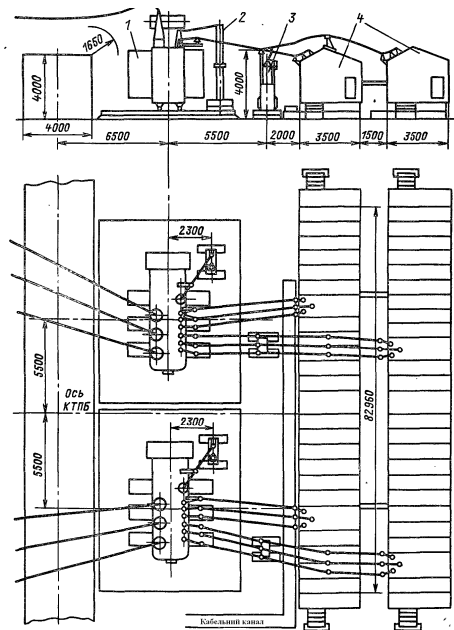


Рисунок 105 – Установка трансформатора ТРДН-40000/110

10.3 Заземлення нейтралей

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

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

Залежно від режиму нейтралі електричні мережі розділяють на чотири групи:

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

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

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

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

Режим роботи нейтралі визначає струм замикання на землю. Мережі, у яких струм однофазного замикання на землю менший 500 А, називають мере-

жами з малими струмами замикання на землю (в основному це мережі з незаземленими й резонансно–заземленими нейтралями). Струми більше 500 А відповідають мережам з великими струмами замикання на землю (це мережі з ефективно–заземленими нейтралями).

а) Трифазні мережі з незаземленими (ізольованими) нейтралями

У мережах з незаземленими нейтралями струми при однофазному замиканні на землю протікають через розподілені ємності фаз, які для спрощення аналізу процесу умовно заміняють ємностями, зосередженими в середині ліній (рис. 106). Міжфазні ємності при цьому не розглядаються, тому що при однофазних ушкодженнях їхній вплив на струми в землі не позначається.

У нормальному режимі роботи напруги фаз мережі відносно землі (U_A, U_B, U_C) симетричні й дорівнюють фазній напрузі, а ємнісні (зарядні) струми фаз щодо землі I_{coa}, I_{cob} і I_{coc} також симетричні й рівні між собою (рис. 106, а). Ємнісний струм фази

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

де C – ємність фази щодо землі.

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

У випадку металевого замикання на землю в одній точці напруги неушкоджених фаз щодо землі зростають в $\sqrt{3}$ разів і стають рівними міжфазній напрузі. Наприклад, при замиканні на землю фази А (рис. 106, б) поверхня землі в точці ушкодження набуває потенціалу цієї фази, а напруги фаз В і С щодо землі стають відповідно рівними міжфазним напругам $U_B = U_{BA}$ й $U_C = U_{CA}$. Ємнісні струми неушкоджених фаз В і С також збільшуються відповідно до збільшення напруги в $\sqrt{3}$ разів.

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

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

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

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

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

Приблизно струм I_C, A , можна визначити за наступними формулами:

для повітряних мереж

$$I_C = Ul/350$$

для кабельних мереж

$$I_C = Ul/10$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

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

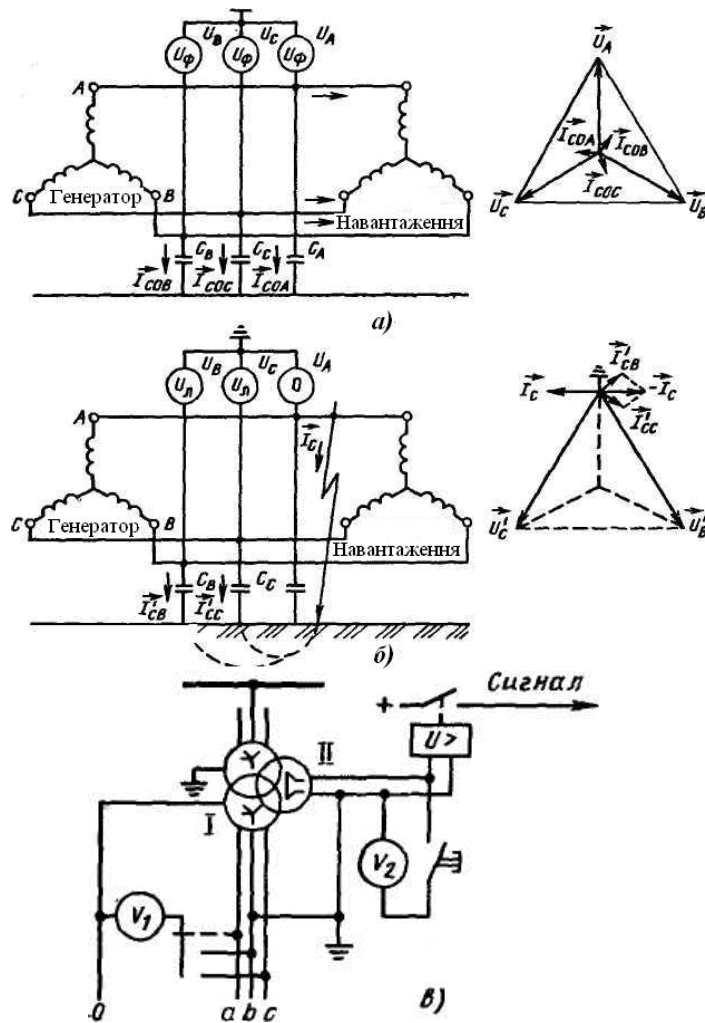


Рисунок 106 – Трифазна мережа з незаземленою нейтраллю.
 а) – нормальний режим; б) – режим замикання фази А на землю;
 в) – пристрій для виявлення замикань на землю

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

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

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

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

Друга точка замикання може перебувати на іншій ділянці електрично зв'язаної мережі. Таким чином, коротке замикання торкнеться декількох ділянок мережі, викликаючи їхнє відключення. Наприклад, у випадку, показаному на рисунку 107, можуть відключитися відразу дві лінії.

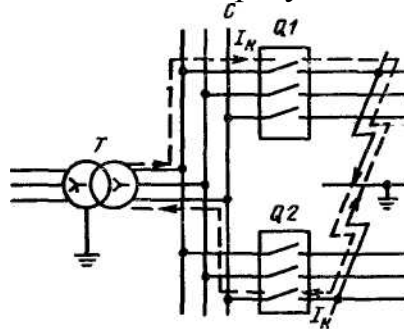


Рисунок 107 – Коротке замикання мережі.

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

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

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

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

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

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

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

Особливо небезпечні дуги всередині машин і апаратів, що виникають при однофазних замиканнях на заземлені корпуси або сердечники.

За певних умов у місці замикання на землю може виникати так звана перемежована дуга, тобто дуга, що періодично гасне й запалюється знову. Перемежована дуга супроводжується виникненням перенапруг на фазах щодо землі,

які можуть досягати $3,5 U_{\phi}$. Ці перенапруги поширюються на всю електрично зв'язану мережу, у результаті чого можливі пробої ізоляції й виникнення КЗ у частинах установки з ослабленою ізоляцією.

Найбільш імовірно виникнення перемезованих дуг при ємнісному струмі замикання на землю більшим $5 - 10$ А, причому небезпека дугових перенапруг для ізоляції зростає зі збільшенням напруги мережі. припустимі значення струму нормуються (§ 1.2.16 ПУЕ) і не повинні перевищувати наступних значень:

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

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

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

б) Трифазні мережі з резонансно-заземленими (компенсованими) нейтраллями

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

У нормальному режимі роботи струм через реактор практично дорівнює нулю. При повному замиканні на землю однієї фази дугогасний реактор виявляється під фазною напругою й через місце замикання на землю протікає поряд з ємнісним струмом I_C також індуктивний струм реактора I_L , (рис. 108). Оскільки індуктивний і ємнісний струми відрізняються за фазою на кут 180° , то в місці замикання на землю вони компенсують один одного. Якщо $I_C = I_L$ (резонанс), то через місце замикання на землю струм протікати не буде. Завдяки цьому дуга в місці ушкодження не виникає й усуваються пов'язані з нею небезпечні наслідки.

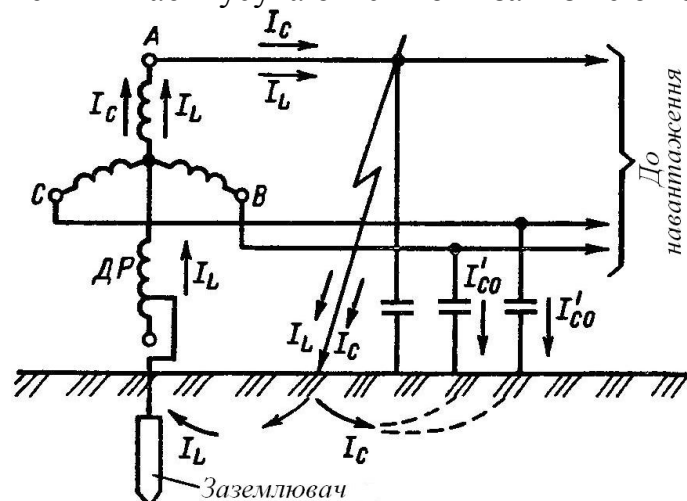


Рисунок 108 – Коротке замикання на землю.

10.4 Трифазна мережа з резонансно-заземленою нейтраллю

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

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

У мережах з ефективним заземленням нейтралі (рис. 109) однофазне замикання на землю приводить до короткого замикання. Струм короткого замикання (КЗ) проходить від місця ушкодження по землі до заземлених нейтралей трансформаторів Т1 і Т2 розподіляючись назад пропорційно опорам гілок. Ушкоджена ділянка виводиться з роботи дією захистів від замикань на землю. Через трансформатори (Т3 і Т4), нейтралі яких не мають глухого заземлення, струм однофазного КЗ не проходить.

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

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

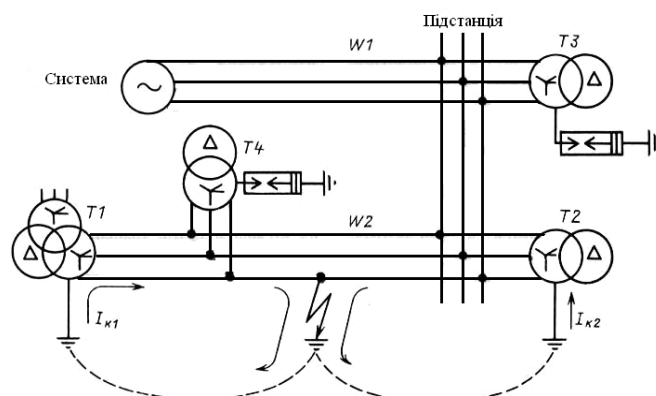


Рисунок 109 – Однофазне коротке замикання в мережі з ефективним заземленням нейтралі

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

Вибір зазначеного рівня ізоляції нейтралей трансформаторів, призначених для роботи в мережах з ефективно заземленою нейтраллю, технічно обґрунтовується значенням напруги, що може з'явитися на нейтралі при однофазному КЗ. А воно може досягти майже $1/3$ лінійної напруги (наприклад, для мереж 110 кВ близько 42 кВ – діюче значення). Очевидно, що ізоляція класу 35 кВ розземленої нейтралі необхідно захистити від підвищених напруг. Крім того, при неповнофазних відключеннях (або включеннях) ненавантажених трансформаторів з ізолюваною нейтраллю перехідний процес супроводжується короткочасними перенапругами. Досить надійним захистом нейтралей від короткочасних перенапруг є застосування вентильних розрядників або обмежників перенапруг (ОПН). Нейтралі трансформаторів 110 кВ захищаються розрядниками 2хРВС-20 з найбільшою припустимою діючою напругою гасіння 50 кВ, або ОПН-50. Однак практика показує, що на нейтралі трансформаторів можуть діяти не тільки короткочасні перенапруги. Нейтралі можуть виявитися під впливом фазної напруги промислової частоти (для мереж 110 кВ – 65 – 67 кВ), що небезпечно як для ізоляції трансформатора, так і для розрядника в його нейтралі. Така напруга може з'явитися й довгостроково (десятьки хвилин) залишатися непоміченим при неповнофазних режимах комутації викидачами, роз'єднувачами й віддільниками ненавантажених трансформаторів, а також при деяких аварійних режимах.

11 ДИСТАНЦІЙНЕ КЕРУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИМИ АПАРАТАМИ

При управлінні технологічним процесом виробництва, перетворення або розподілу електроенергії виникає необхідність дискретної дії на виконавчі органи. В електричних схемах такими органами є приводи вимикачів, комутаційні апарати в колах електродвигунів.

Ручне управління приводом того або іншого пристрою може здійснюватися або безпосередньо на місці установки шляхом фізичної дії апарату на привід, або за допомогою командоапарата з місцевого щита управління, або комірки КРУ чи з віддаленого пункту управління. Автоматичне управління здійснюється за допомогою пристроїв релейного захисту і автоматики.

Управління вимикачами здійснюється з щитів управління станції або підстанції, а також з диспетчерських пунктів. Найвідповідальніші об'єкти мають дубльоване управління. Спосіб управління з щитів станцій і підстанцій відрізняється від управління з щита енергосистеми. При відстанях в десятки метрів можливий безпосередній електричний зв'язок між командоапаратом і виконавчим органом, таке управління називається дистанційним.

При великих відстанях (управління з ДП) передача команд здійснюється засобами телемеханіки і це управління називається телемеханічним. Дистанційне керування комутаційними апаратами відбувається по ланцюжку: оператор – апаратура управління – привод комутаційного апарату. При цьому обов'язково повинен бути забезпечений зворотний зв'язок об'єкта управління з оператором – сигналізація положення апарату, що підтверджує виконання команди. Автоматичні і мимовільні комутації повинні супроводжуватися дією світлової і (або) звукової сигналізації.

Розрізняють три види дистанційного керування комутаційними апаратами:

- індивідуальне;
- індивідуальне за вибором;
- функціонально-групове (ФГУ)

При індивідуальному дистанційному керуванні кожен об'єкт має ключ управління і показчик положення. При управлінні за вибором на групу об'єктів встановлюється один загальний ключ управління, один показчик положення і один номеронабирач. Команда управління виконується в два етапи:

- 1) спочатку відбувається вибір об'єкта за допомогою номеронабирача;
- 2) потім подається команда на вибраній об'єкт (або групу об'єктів).

При ФГУ відбувається управління функціональними групами за певними логічними програмами. У разі відмови ФГУ є можливість управління по схемі за вибором або індивідуального управління.

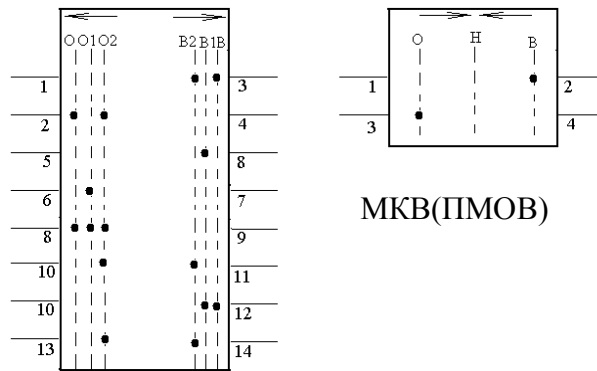


Рисунок 110 – Діаграма ключів. Крапка означає, що контакти замкнуті при відповідному положенні ключа

Для управління вимикачами застосовують вимикачі управління, наприклад ПМО або МК:

- ПМО – перемикач малогабаритний загального призначення;
- МК – малогабаритний ключ.

Ключі можуть бути з фіксацією положення рукоятки (буква Ф в позначенні), з самоповерненням рукоятки з оперативних положень «включити» «вимкнути» в фіксоване положення (буква В в позначенні), з вбудованою в рукоятку сигнальною лампою (буква С). Ключі з фіксацією рукоятки і самоповерненням МКВФ і ПМОФ мають шість положень: чотири фіксованих – «відключено» (0), «заздалегідь включено» (В1), «включено» (В), «заздалегідь відключено» (01) і два положення з поверненням в попереднє положення – «включить» (В2) і «відключити» (02).

Подачу кожної команди здійснюють в два етапи. Наприклад для вимикача рукоятку ключа поворотом рукоятки на 90 за годинниковою стрілкою переводять з положення «відключено» в проміжне положення «заздалегідь включено», а потім додатковим поворотом на 45⁰ ставлять в положення «включити». Після чого оператор відпускає рукоятку, механізм повернення переводить в положення «включено» співпадаюче з положенням «заздалегідь включено».

У ключів без фіксації (МКВ, ПМОВ) рукоятка має три положення:

- «ввимкнути» – поворот рукоятки на 45⁰ за годинниковою стрілкою,
- «вимкнути» – те ж, але проти годинникової стрілки і нейтральне.

У це положення ключ повертається з положення «ввимкнути» і «вимкнути».

Ключі управління мають два типи контактів:

- оперативні для подачі команд, які замикаються тільки на час подачі команд;
- сигнальні, призначені для сигналізації положення вимикача.

11.1 Управління вимикачами з електромагнітними приводами.

Силовими елементами приводу служать електромагніти з сердечниками, що втягуються. Електромагніт вмикаючого пристрою – потужний, вимикаючого – малопотужний. Для вмикання вимикача необхідно подати команду на електромагніт включення. Оскільки цей магніт споживає великий струм, то команда на включення подається через проміжний контактор з потужними контактами, у включеному положенні вимикач утримується за допомогою утримуючого механізму.

На електромагніт відключення з ключа управління команда подається на-пряму. Електромагніт відключення звільняє утримуючий установка і під дією відключаючих пружин вимикач вимикається.

Схема управління, що використовують реле команд і ключ управління МКВ, дозволяє понизити рівень сигналу, що поступає з щита управління в розподільну установку, оскільки реле розташовуються в ньому. (КСС– реле вмикання, КСТ– вимикання).

Обмотки електромагнітів включення і відключення розраховані на короткочасне протікання струму, тому тривалість команд повинна обмежуватися автоматичними пристроями.

Розглянемо роботу схеми. Живлення схеми управління здійснюється від шин управління ЕС після включення автомата SF1, а електромагніту від шини ЕУ після включення автоматичного вимикача SF2. Для вмикання необхідно повернути рукоятку ключа в положення «включено». При цьому замикається коло живлення контактора КМ. Контактор спрацьовує і своїми контактами замикає коло живлення електромагніту включення YAC. В кінці, процесу включення при провертанні валу приводу розмикається контакт SQ1 в колі КМ і контактор відключається знімаючи живлення з електромагніту включення. Таким чином забезпечується короткочасність подачі командного імпульсу. Одночасно з розмиканням кола живлення КМ контактами приводу SQ1 відбувається замикання контактів SQ2 в колі електромагніту відключення YAT, готуючи коло відключення

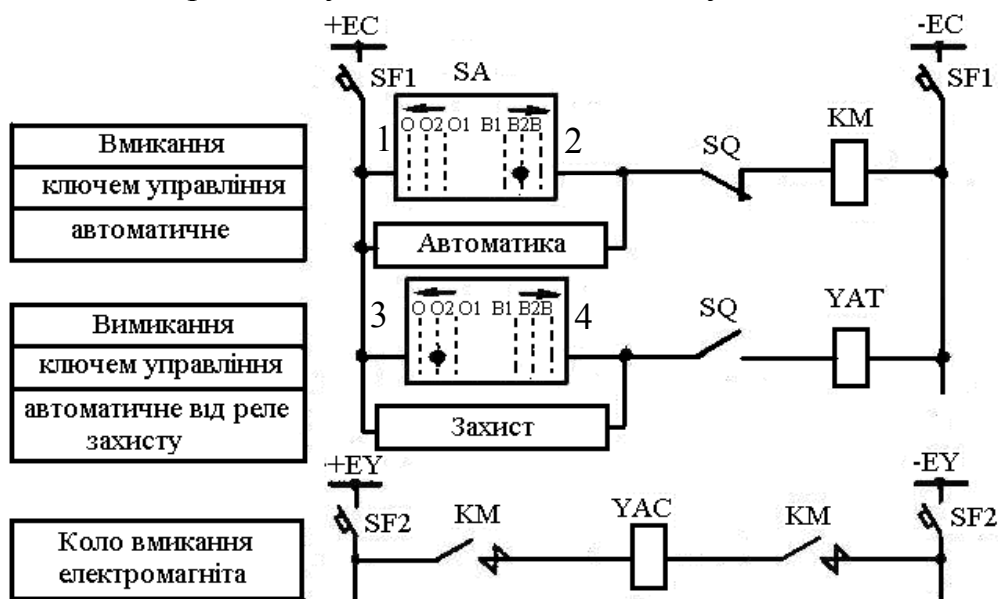


Рисунок 111 – Схема дистанційного управління вимикачем з електромагнітним приводом, виконана з застосуванням ключа типу ПМОФ

Для відключення необхідно повернути рукоятку в положення «відключено», при цьому замикаються контакти 2 – 4 внаслідок чого YAT одержує живлення і відключає вимикач. В кінці операції відключення розмикаються SQ2 і переривають сигнал на відключення. Контакти приводу SQ1 знов готують вмикання. Операції включення і відключення можуть бути виконані за сигналами релейного захисту і автоматики, оскільки контакти цих пристроїв підключені паралельно відповідним контактам ключа управління.

Схема управління з ключем МКВ відрізняється лише тим, що оперативні команди на включення подаються через реле команд КСС – включення і КСТ – відключення.

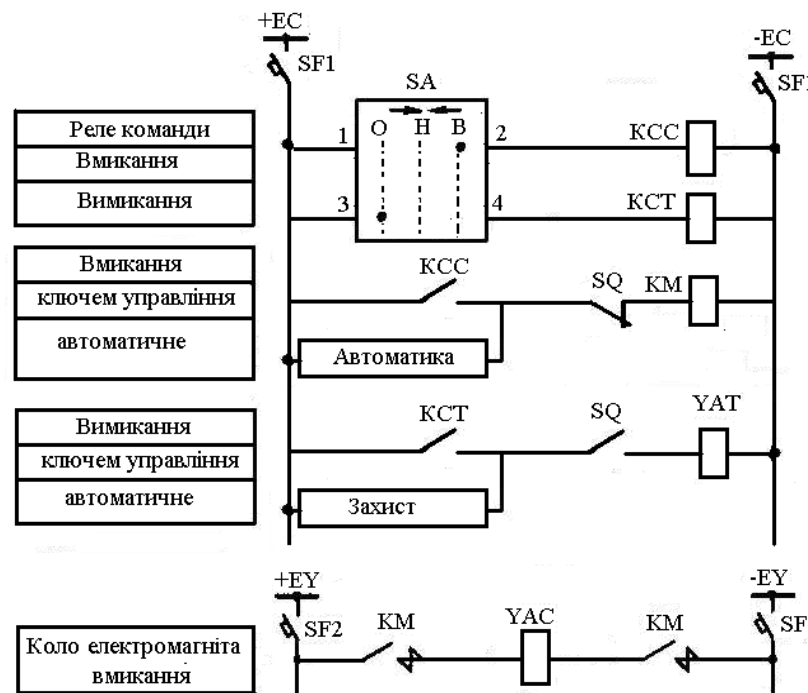


Рисунок 112 – Схема дистанційного управління вимикачем з електромагнітним приводом, виконана з застосуванням ключа типу МКВ

11.2 Блокування від багатократного включення на коротке замикання (захист від «стрибання»).

Подача тривалої команди включення на стійке коротке замикання небезпечна для вимикача, оскільки при цьому відбуваються багатократні включення і відключення струму КЗ. Для запобігання цьому передбачають блокування. Найчастіше застосовується електричне блокування.

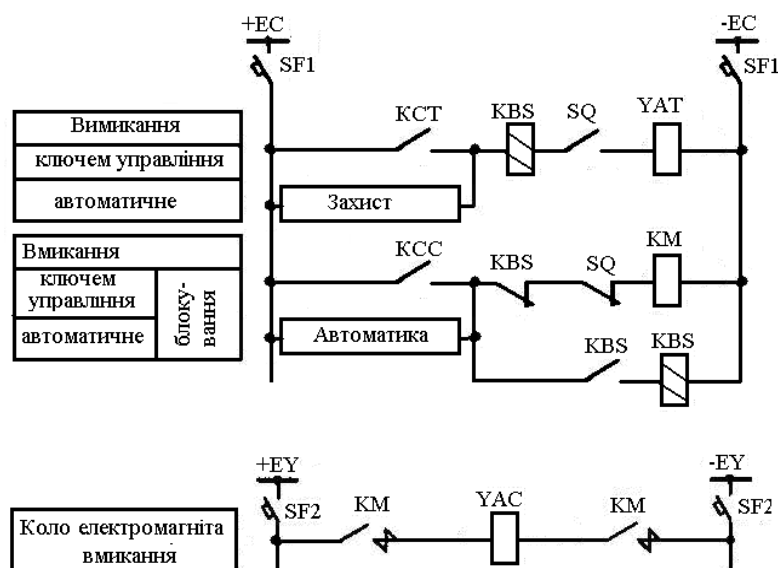


Рисунок 113 – Схема електричного блокування від багатократного вмикання на КЗ

В такій схемі передбачене проміжне реле KBS з двома обмотками – послідовною і паралельною. Реле має дві пари контактів – розмикаючих KBS1 і за-

микаючих KBS2. При спрацьовуванні релейного захисту, викликаному вмиканням на КЗ, через електромагніт відключення УАТ протікає струм, одночасно цей струм протікає і по послідовній обмотці KBS. Реле KBS спрацьовує і своїми контактами KBS1 розмикає коло живлення контактора включення КМ, запобігаючи повторному його включенню. Реле утримується у включеному стані до зняття команди на включення паралельної обмотки, після зняття команди схема повертається в вихідне положення.

11.3 Сигналізація положення вимикача.

Сигналізація при виконанні операції управління оператором повинна відрізнятися від сигналізації положення вимикача при дії автоматичних пристроїв або мимовільній дії. У першому випадку оператор потребує тільки світлової сигналізації положення вимикача, а у другому – необхідна ще і звукова, щоб оповістити про аварію. Світлова сигналізація нормального положення вимикача забезпечується або свіченням зеленої лампи у відключеному положенні і червоної у включеному положенні, або положенням рукоятки ключа управління що світиться: уперек мнемонічної схеми у відключеному положенні і вповдуж у включеному положенні.

Для світлової сигналізації аварійної зміни положення вимикача використовують додаткову ознаку – мигання лампи. Велике поширення набула дволампова схема сигналізації: червона HLR – положення «включено», зелена HLG – «відключено».

Якщо операція з вимикачем виконана ключем управління, то сигнальна лампа підключається до шинки, що має постійний позитивний потенціал, через коло, що фіксує відповідність положень вимикача і ключа (ключ з фіксацією) або останньої операції (ключ без фіксації). Якщо ж перемикач відбувається під дією захисту або автоматики, сигнальна лампа приєднується до шинки, на яку позитивний потенціал подається переривисто через коло, що фіксує невідповідність між положенням ключа або останньою операцією поданою ключем, і новим положенням вимикача.

В описаних схемах нормальне положення вимикача сигналізується постійним свіченням відповідної лампи. При аварійній зміні положення вимикача гасне лампа, колір якої відповідав колишньому стану вимикача, і починає мигати лампа, колір якої відповідає новому положенню вимикача. Переривистий позитивний потенціал подається за допомогою спеціального пристрою миготливого світла на шину +EP. Якщо використовується ключ з фіксацією рукоятки, то в коло сигнальних ламп включають сигнальні контакти ключа, що відображають положення його рукоятки, і допоміжні контакти вимикача.

Для сигналізації положення вимикача, керованого ключем без фіксації рукоятки, в коло сигнальних ламп вводять контакти реле фіксації команди KQQ і допоміжні контакти вимикача. Реле фіксації команди має дві обмотки 1 і 2 і шість перемикаючих контактів.

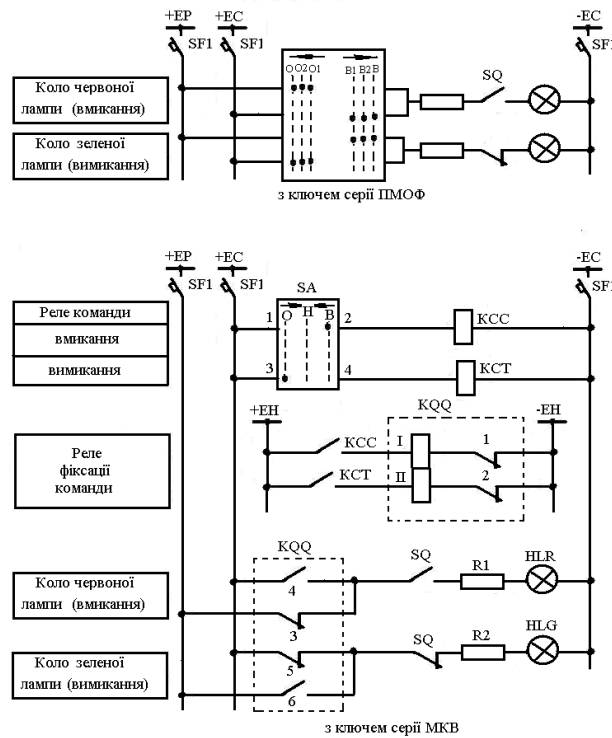


Рисунок 114 – Схема дволампової сигналізації положення вимикача

Положення перемикаючих контактів відповідає останній команді, поданій ключем. Якщо, наприклад, останньою була команда «відключить», то реле КСТ в період подачі команди своїми замикаючими контактами створює коло струму через обмотку 2 реле КQQ. При цьому контакти перемикаються: непарні – замикаються, а парні розмикаються (показано на схемі). Якщо положення вимикача відповідає останній команді ключем, то коло сигнальної лампи створюється від шинок +ЕС; якщо не відповідає – то від шинок +ЕР. Справний стан кіл управління постійно контролюється. Для цього передбачений світловий або звуковий контроль. При світловому контролі кола управління і кола дволампової сигналізації положення вимикача об'єднують, використовуючи сигнальні лампи одночасно для контролю цілісності оперативних кіл. З цією метою кола сигнальних ламп положення вимикача підключають через допоміжні контакти вимикача і електромагніти управління. Наприклад, горіння зеленої лампи означає, що вимикач відключений, а його коло включення справне. Аналогічно, при включеному вимикачі червона лампа контролює коло відключення. Порушення контрольованого кола приводить до згасання лампи. Світловий контроль вимагає постійного спостереження і тому витісняється зручнішим – звуковим.

Розглянемо схему управління маломасляним вимикачем ВКЭ-10. Управління вимикачем виконується через реле команд КСС і КСТ. В обох колах управління передбачений підхват команди контактами реле КВ4 і КВ3, забезпечуючий завершення команди. На випадок невиконання команди управління передбачене блокування за допомогою реле КВ1 і КВ2. Так, при включенні вимикача шунтується обмотка реле КАТ і його контакти з уповільненням на повернення замикають коло реле КВ1 (допоміжний контакт вимикача SQ – замкнутий). З витримкою часу замикається контакт КВ1 в колі КВ2. Якщо за цей час вимикач не відк-

лючився (допоміжні контакти SQ залишилися замкнутими), розімкнуться контакти KB2 і забезпечиться коло контактора КМ і електромагніту YAC.

Блокування від багатократних вмикань на КЗ виконане з використанням допоміжних контактів електромагніту відключення YAT. При тривалій команді включення на КЗ після першого відключення вимикача електромагніт відключення YAT залишається під напругою по колу: плюс – КСС, (автоматика) – KB4 – замикаючі контакти YAT – R. Розмикаючі допоміжні контакти YAT розривають коло включення. Резистор R обмежує струм YAT.

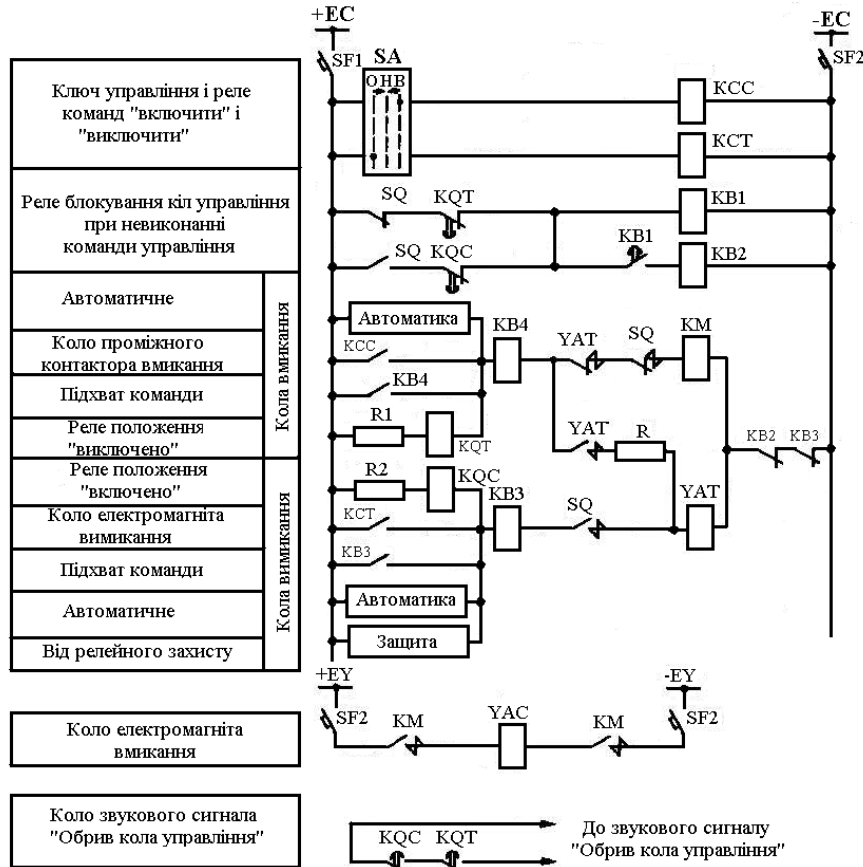


Рисунок 115 – Схема управління маломаляним вимикачем типу ВКЭ-10 з ключем серії МКВ і звуковим контролем кіл управління.

Для контролю кіл управління використані два проміжні реле: реле положення «включено» KQC, що контролює кола вмикання і реле положення «відключено» KQT, що контролює кола вимкання. Коло запуску звукової сигналізації обриву утворюється через послідовно включені розмикаючі контакти KQC і KQT відповідних реле. При справному стані оперативних кіл обмотка одного з двох реле обтікається струмом, а іншого – знеструмлена, внаслідок чого коло звукового сигналу розімкнене. У разі обриву кола подальшої операції обмотки обох реле виявляються знеструмленими і з'являється звуковий сигнал. Резистори R1 і R2 в колах KQC і KQT запобігають спрацюванню вимикача при випадковому закорочуванні обмотки реле під час роботи у вторинних колах. Складніші схеми управління повітряними вимикачами, оскільки вони мають пофазне виконання і пофазне управління. Крім того, в схему управління входять реле контролю і сигналізації тиску повітря.

11.4 Дистанційне керування роз'єднувачами.

Роз'єднувачі мають важільні, пневматичні або електродвигунові приводи. Дистанційне керування можливе при пневмо- і електродвигунових приводах. Схема дистанційного керування роз'єднувачем з електродвигуновим приводом ПД має вигляд:

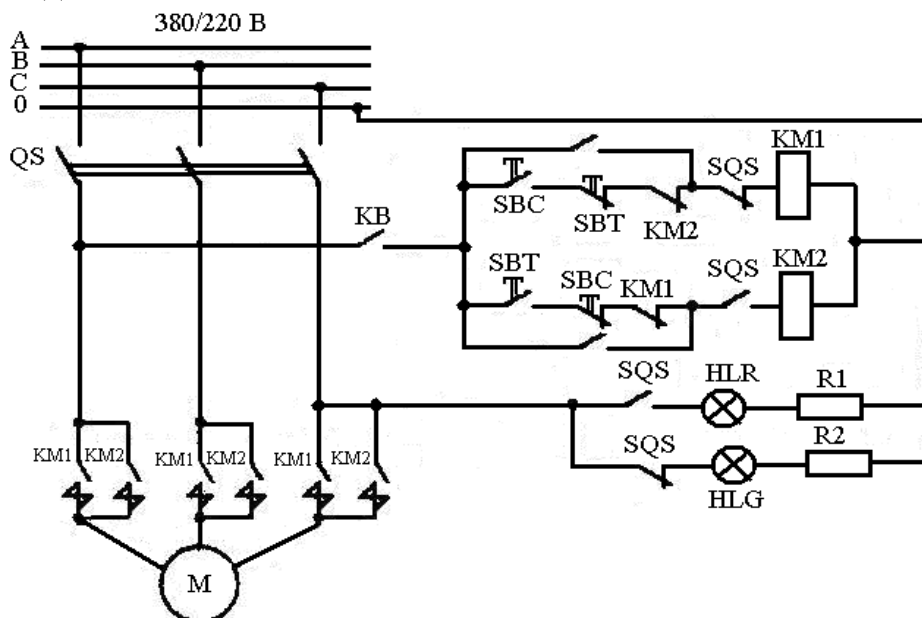


Рисунок 116 – Схема дистанційного управління роз'єднувачами з електродвигуновим приводом

Силевим елементом приводу є двигун трифазного змінного струму М, який може обертатися в двох напрямках. Реверсивність досягається зміною порядку чергування фаз за допомогою пускатрів KM1 і KM2. Коло живлення пускатча KM1 (включення) замикається кнопкою SBC, а KM2 (відключення) – кнопкою SBT. Тривалість операцій з роз'єднувачем близько 30 с. Для забезпечення необхідної тривалості команди кнопки SBC і SBT блокуються контактами пускатрів, відповідно KM1 і KM2. В кінці виконання операції розмикаються допоміжні контакти роз'єднувача і розривають коло живлення відповідного пускатча. Для виключення помилкових операцій з роз'єднувачем під навантаженням в коло управління приводом роз'єднувача введений контакт блокування KB, який замкнутий при відключеному стані вимикача. У місці управління роз'єднувачем передбачена дволампова сигналізація положення (HLR і HLG). При виконанні операції з роз'єднувачем горять обидві лампи, а після завершення – одна: включено – HLR, червона; відключено – HLG, зелена. Кола управління живляться від силових кіл електродвигуна.

11.5 Блокування

Розрізняють два види блокування:

- блокування безпеки;
- оперативні блокування.

Блокуваннями безпеки називаються пристрої, які попереджають вхід осіб експлуатаційного чи ремонтного персоналу в камеру розподільної установки чи випробувального обладнання в яких не виключене доторкування чи небезпечне

наближення до струмопровідних частин або частин обладнання, що знаходяться під напругою. Часто для цієї мети використовуються електромагнітні замки, які можна відімкнути тільки після зняття з обладнання напруги.

Оперативними блокуваннями є пристрої, які перешкоджають неправильній дії персоналу при виконанні перемикачів в схемах електричних з'єднань. Для цього широко використовуються механічні і електромагнітні блокування. Механічні блокування використовують при незначній кількості приєднань (звичайно до 10).

Механічні блокування являють собою систему фіксуєчих стержнів, або тяг, які не дозволяють оперувати приводами в разі неправильної послідовності операції (наприклад, вимкнути роз'єднувач не вимкнувши вимикач).

11.6 Блокування роз'єднувачів

Операції з роз'єднувачами допустимі тільки якщо відповідне коло знеструмлене або є надійний обхідний шлях, що забезпечує рівний потенціал на контактах роз'єднувача. Для усунення неправильних операцій з роз'єднувачами передбачається блокування між приводами вимикачів і роз'єднувачів, а також між заземлюючими і робочими ножами роз'єднувачів.

Механічне блокування може бути застосоване якщо приводи апаратів, що підлягають блокуванню, розташовані поряд. Їх з'єднують між собою механічною системою, яка замикає привід залежного апарату якщо незалежний апарат включений, і відмикає його при відключенні незалежного апарату (наприклад, блокування між робочими і заземлюючими ножами роз'єднувача).

Блокування роз'єднувачів з дистанційним приводом виконується введенням в коло управління розмикаючих контактів реле електромагнітного блокування. Роз'єднувачі з важільним приводом мають електричне і механічне блокування.

Електромагнітне блокування роз'єднувачів з важільним приводом виконується за допомогою електромагнітних замків.

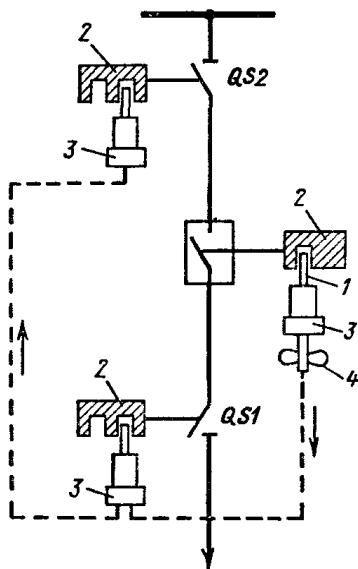


Рисунок 117 – Принципова схема механічного блокування:

1–рухомий стрижень; 2–стопорний отвір приводу;
3–корпус замка; 4–переносний ключ

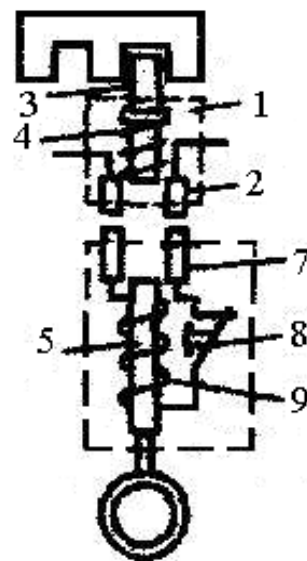


Рисунок 118 – Електромагнітний замок

Такий замок встановлюється у кожного приводу, а переносний ключ є загальним для всіх приводів. Замок складається з пластмасового корпусу 1, контактних гнізд 2 і сталевого замикаючого стержня 3 з пружиною 4. Замок вмонтовується у рукоятки приводу роз'єднувача так, щоб стержень входив в спеціальний отвір в приводі. Ключ є електромагнітом з рухомих сердечником 5 і обмоткою 6, кінці якої підключені до контактних штирів 7. Для операції з роз'єднувачами штирі ключа вставляють в гнізда замка. Якщо за схемою блокування операція з роз'єднувачем допустима, то на контактних гніздах замку є напруга, струм, що протікає обмоткою, намагнітить сердечник. Натисненням на виступаючу головку сердечника зближають його із стержнем замку. Стержень притягується і звільняє рукоятку приводу роз'єднувача. Після завершення операції з роз'єднувачами кнопкою 8 розмикається коло живлення гнізда електромагніту замку. Пружина повертає стержень в вихідне положення замикаючи привід в новому положенні. Після чого ключ виймається з гнізда замка. Схема блокування виконується відповідно з електричними схемами первинних кіл.

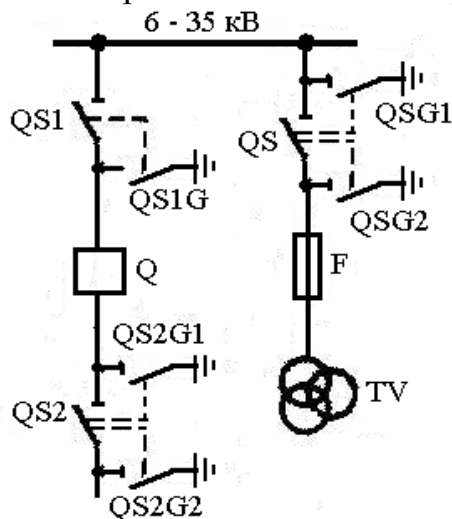


Рисунок 119 – Схема первинних кіл РУ

Розглянемо схему РУ з однією системою збірних шин.

Для здійснення електромагнітного блокування в коло контактних гнізд замка включають розмикаючі допоміжні контакти тих комутаційних апаратів, які при операції з даним роз'єднувачем вже повинні бути відключеними. Наприклад, до контактних гнізд замка шинного роз'єднувача YQS1 напруга буде подана у випадку якщо відключений вимикач Q, заземлювальні ножі QSG1 роз'єднувача трансформатора напруги збірних шин TV і заземлювальні ножі QSG1 лінійного роз'єднувача QSG2.

Заземлювальні ножі QS2G2 беруть участь лише в механічному блокуванні з лінійним роз'єднувачем QS2, тому його допоміжні контакти в схемі не задіяні. Із схеми видно, що електромагнітне блокування не допускає операції з роз'єднувачем під навантаженням, подачу напруги на заземлену ділянку кола або на заземлені збірні шини, вмикання заземлюючих ножів на ділянках кола, що знаходиться під напругою. Електромагнітне блокування універсальне і може бути застосована в будь-яких первинних схемах.

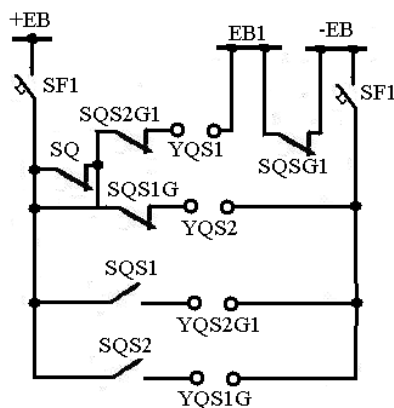


Рисунок 120 – Схема кіл блокування

11.7 Сигналізація в електроустановках.

Розрізняють такі види сигналізації:

- положення;
- попереджуюча;
- аварійна;
- нагадування;
- виклику.

Сигналізація положення вказує персоналу на стан виконавчих органів – комутаційних апаратів і ін.

Попереджуюча і аварійна сигналізації сповіщають персонал про виникнення ненормального або аварійного режиму роботи об'єкта або цілої ділянки установки.

Сигналізація, що нагадує, вказує на необхідність персоналу ознайомитися з тим, які види захисту і автоматики спрацювали.

Сигналізація виклику вимагає приходу персоналу в приміщення де встановлене устаткування, що працює без постійного чергового персоналу, якщо відбулося порушення нормального стану устаткування.

За способом дії розрізняють світлову і звукову сигналізації. Звукова сигналізація, як правило, виконується двохтональною. З цією метою встановлюється зумер або дзвінок.

Для аварійної і попереджуючої світлової сигналізації застосовуються пристрої «миготливого світла» які можуть бути контактними або безконтактними.

Припинення звукового сигналу здійснюється центральною кнопкою знімання звуку. Припинення мигання лампи також здійснюється кнопкою знімання, розташованою на одній панелі з ключем управління вимикача, який відключився.

Сигнальні лампи встановлюються безпосередньо біля органу управління апаратами: з зеленим – зліва, з червоним фільтром – справа.

На ПС повинні передбачатися наступні види сигналізації:

- світлова сигналізація положення комутаційних апаратів, обладнаних пристроями автоматичного управління;
- сигналізація аварійного відключення комутаційних апаратів при спрацьовуванні пристроїв РЗ і А;

12 УСТАНОВКИ ОПЕРАТИВНОГО ЗМІННОГО Й ВИПРЯМЛЕНОГО СТРУМУ

12.1 Споживачі електроенергії змінного й випрямленого оперативного струму

Застосування постійного оперативного струму, що вимагає установки акумуляторних батарей, збільшує вартість спорудження, експлуатаційні витрати, викликає необхідність спорудження розгалуженої мережі постійного струму.

Впровадження в установках змінного й випрямленого оперативного струму дозволяє відмовитися від дорогих акумуляторних батарей і зменшити розгалуженість оперативних кіл.

Змінний оперативний струм застосовується на підстанціях з вищою напругою 35 – 220 кВ без вимикачів ВН. На підстанціях з оперативним постійним струмом змінний оперативний струм застосовується на панелях щитів власних потреб (в. п.), а також компресорних, насосних і інших допоміжних пристроїв.

Змінний оперативний струм застосовується на ТЕС і АЕС у системі в. п. 0,4 кВ, крім кіл керування автоматичних вимикачів на вводах робочого й резервного живлення, а також у схемах керування роз'єднувачами й на місцевих ЩУ.

Випрямлений оперативний струм застосовується на підстанціях 110 кВ із одним- двома вимикачами ВН і на підстанціях 35 кВ із вимикачами ВН. На ТЕС і АЕС випрямлений струм застосовується для керування автоматичними вимикачами вводів 0,4 кВ РУ в. п., віддалених від головного корпусу, для блокування роз'єднувачів, технологічної сигналізації на блокових, групових і резервних ЩУ.

До особливої групи споживачів оперативного змінного струму, які вимагають підвищеної надійності електропостачання, відносяться пристрої контролю й автоматичного регулювання енергоблоку, а також аварійний захист ядерного реактора на АЕС.

12.2 Джерела оперативного змінного струму

Джерелами живлення змінним оперативним струмом є трансформатори струму, напруги й в.п.

Для захисту від КЗ найбільш надійним джерелом оперативного струму є трансформатори струму, тому що при протіканні струму КЗ вторинний струм їх забезпечує надійне відключення вимикача. Трансформатор напруги в цьому випадку не може служити джерелом оперативного змінного струму, тому що при КЗ різко знижується напруга. Трансформатори напруги використовуються для живлення зарядних пристроїв і блоків живлення, для релейного захисту від однофазних замикань на землю в мережі з незаземленою нейтраллю.

Трансформатори струму й напруги використовуються як індивідуальні джерела оперативного струму для даного приєднання, не пов'язані з колами керування інших приєднань, що забезпечує їхній високу надійність, а в електроустановці зменшує довжину вторинних кіл.

На сьогодні випускаються релейна апаратура й приводи вимикачів, короткозамикачів, віддільників на оперативному змінному струмі для електроустановок 3 – 110 кВ. Найбільш широке застосування вони знаходять на підстанціях.

Іншим джерелом оперативного змінного струму є трансформатори в. п. У цьому випадку використовується силова мережа вторинної напруги в. п. (фазна напруга 220 В). Живлення оперативних кіл здійснюється централізовано, для групи або всіх приєднань даного об'єкта. Для забезпечення надійності в схемах живлення оперативним змінним струмом виконується резервування від різних джерел, що забезпечує збереження живлення при можливих аварійних режимах (рис. 120).

Оперативні шинки 4 одержують живлення через стабілізатори напруги 1 від двох секцій в. п. 220 В. Резервування живлення здійснюється автоматичним пристроєм 2.

Шинки управління ШУ й сигналізації ШС дублюються для підвищення надійності. Для відключення приводів установлений зарядний пристрій 5 з випрямлячами й конденсаторами. Контроль ізоляції здійснюється пристроєм

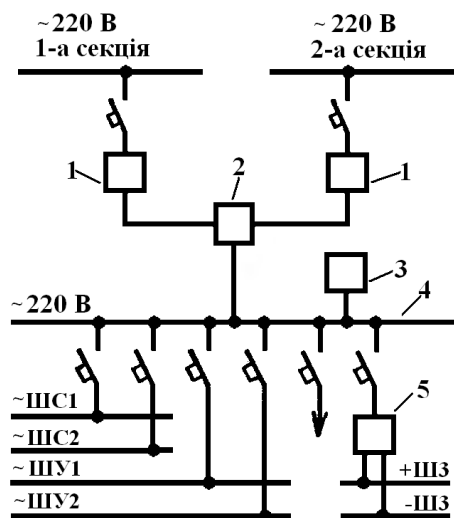


Рисунок 120 – Схема живлення мережі оперативного змінного струму

12.3 Установки випрямленого оперативного струму

Випрямлений оперативний струм дозволяє застосувати більше надійні схеми й апаратуру постійного струму й приводи з більше простою кінематикою.

Для одержання випрямленого напруги (струму) застосовують:

- силові випрямлячі для живлення електромагнітів включення приводів вимикачів;
- зарядні пристрої, запасена енергія яких служить для живлення різних апаратів навіть при зникненні напруги на об'єкті;
- блоки живлення, що включаються на трансформатори струму, напруги й в. п., для живлення вторинних кіл.

Блоки живлення широко застосовують у схемах релейного захисту.

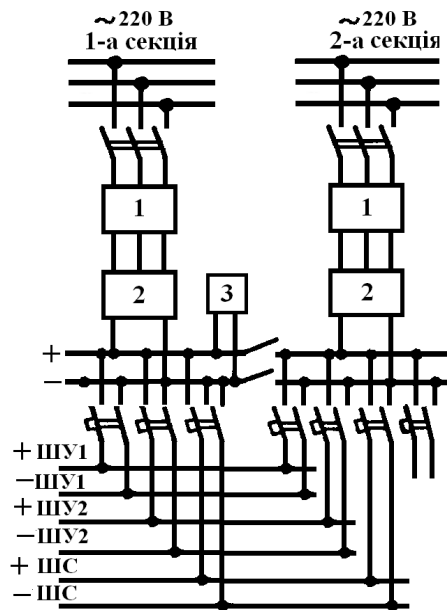


Рисунок 121 – Схема живлення випрямленим оперативним струмом:
 1 – стабілізатор напруги; 2 – блоки живлення; 3 – контроль ізоляції

На рисунку 120 показана схема живлення випрямленим оперативним струмом шин керування й сигналізації. Якщо випрямлений струм необхідний для керування електромагнітними приводами, то застосовується схема, аналогічна схемі (рис. 121), але замість блоків живлення встановлюються силові випрямлячі, у якості яких застосовуються напівпровідникові випрямлячі, з'єднані за трифазною мостовою схемою.

В електроустановках зі змінним оперативним струмом звичайно встановлюються вимикачі із пружинними приводами, для керування якими можуть використовуватися зарядні пристрої СГ. Принцип їхньої роботи полягає в тому, що в нормальному режимі роботи через випрямний пристрій заряджаються конденсатори (звичайно до 400 В), а в момент відключення або включення відповідний конденсатор розряджається на керуючий електромагніт. Ємність конденсатора C і напруга на його пластинах U підбираються так, щоб енергія, запасена в конденсаторі, $CU^2/2$ перевищувала енергію спрацьовування керуючого електромагніта; час першого імпульсу розряду повинен перевищувати час спрацьовування електромагніта. Для живлення електромагнітів відключення вимикачів із приводами типів ПС, ПЭ й для керування контакторами включення. Електромагніти включення в цьому випадку одержують живлення від трансформаторів в. п. через випрямні пристрої.

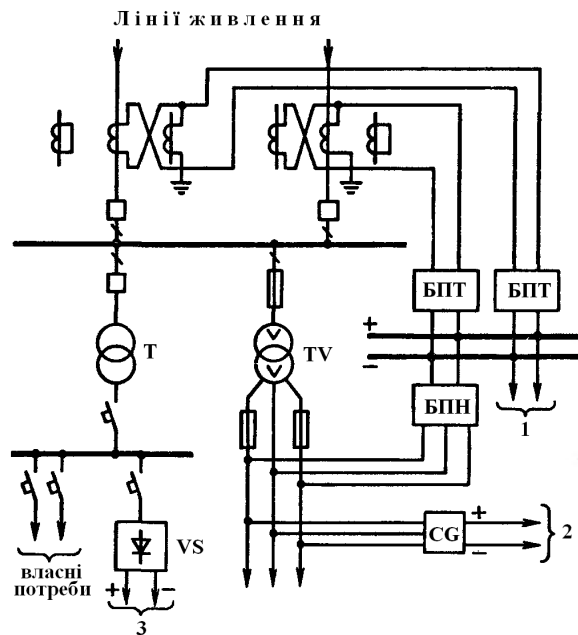


Рисунок 122 – Схема централізованого живлення оперативних кіл релейного захисту й сигналізації (1), кіл електромагнітів відключення (2) і включення (3)

Комбіноване живлення оперативних кіл від блоків живлення, зарядних пристроїв і випрямлячів забезпечує високу надійність роботи схем релейного захисту, автоматики, керування, сигналізації й блокування.

На рисунку 122 показана схема централізованого живлення оперативних кіл із застосуванням перерахованих вище джерел випрямленої напруги. Кола релейного захисту й сигналізації 1 одержують живлення від двох блоків БПТ, приєднаних до трансформаторів струму на живильних лініях, і одного блоку БПН, приєднаного до трансформатора напруги збірних шин. Дублювання блоків живлення забезпечує роботу релейного захисту при будь-яких ушкодженнях.

Кола живлення електромагнітів відключення 2 приєднуються до зарядного пристрою CG. Кола електромагнітів включення 3, що споживають значний струм при включенні, приєднуються до силового випрямляча VS, що живиться від трансформатора в. п., тому що потужність трансформатора напруги недостатня для електромагнітів включення.

Надійність живлення кіл 2 і 3 забезпечується установкою двох зарядних і випрямних пристроїв, що приєднуються до різних трансформаторів напруги й власних потреб.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. для вузов / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшков и др.; под ред. А. А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990;
2. Правила устройства электроустановок /Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Неклепаев Б. Н. Крючков В.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Уч. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –608 с.
4. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2004. - 656 с.
6. Проектирование электрической части станций и подстанций: Уч. пособие для вузов / Ю. Б. Гук , В. В. Кантан, С. С. Петрова – Львов.: Энергоатомиздат, 1985.
7. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Введ. с 01.07.97 – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 30 с.
8. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с

Навчальне видання

ГАРЯЖА Василь Миколайович,
КАРЮК Андрій Олександрович

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з курсу

**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ
ТА ПІДСТАНЦІЙ»**
(частина 1)

*(для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Відповідальний за випуск *М. К. Сухонос*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *К. А. Алексанян*

План 2015, поз. 89 Л

Підп. до друку 24.06.2016.
Друк на ризографі
Зам. №

Формат 60×84/16
Ум. друк. арк. 7,5
Тираж 50 пр.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002
Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.