

Міністерство освіти і науки України
Дніпродзержинський державний технічний університет

Хмельницький Є.Д.

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій»

**для студентів напрямку 6.050701 – електротехніка та
електротехнології**

Затверджено редакційно-видавничою
секцією науково-методичної ради
ДДТУ
29.05.2014 р., протокол № 10

Дніпродзержинськ
2014

Розповсюдження і тиражування без офіційного дозволу Дніпродзержинського державного технічного університету заборонено

Конспект лекцій з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» для студентів напряму 6.050701 – електротехніка та електротехнології / Укл.: к.т.н., доцент Хмельницький Є.Д. - Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2014, 104 стор.

Укладач: к.т.н., доцент Хмельницький Є.Д.

Рецензент к.т.н., доцент кафедри ЕТЕМ Количев С.В.

Відповідальний за випуск: зав.кафедрою ЕТЕМ
д.т.н., професор Садовой О.В.

Затверджено на засіданні кафедри ЕТЕМ
(протокол № 11 від 14.05.2014 р.)

Коротка анотація. В конспекті лекцій наведені принципи технологічного процесу виробництва електроенергії на різних типах електричних установок, включаючи нетрадиційні джерела енергії; базові закони в електроенергетиці в рамках виробництва перетворення, передачі, розподілу та споживання електроенергії, автоматичного керування електроенергетичними системами; методи аналізу та розрахунку струмів коротких замикань при різному складі джерел живлення, електричних мереж та електроприймачів.

ЗМІСТ

Тема 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА І УСТРІЙ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....

1.1. Типи електричних станцій	5
1.1.1. Призначення і класифікація підстанцій.....	9
1.1.2. Схеми електричних станцій і підстанцій	10
1.1.3. Власні потреби електричних станцій і підстанцій.....	11
1.1.4. Структура енергосистеми	14
1.2 Конструктивне виконання електроустановок	15
1.2.1. Відкриті розподільні пристрої	15
1.2.2. Закриті розподільні пристрої	17
1.2.3. Комплектні трансформаторні підстанції.....	19

Тема 2. ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ.....

2.1. Генератори електростанцій	21
2.1.1. Типи генераторів і їх параметри.....	21
2.1.2. Системи охолодження генераторів.....	23
2.1.3. Системи збудження.....	24
2.1.4. Гасіння поля генератора	27
2.1.5. Паралельна робота.....	27
2.1.6. Нормальні режими генераторів.....	28
2.2. Трансформатори і автотрансформатори.....	29
2.2.1. Типи трансформаторів і їх параметри.....	29
2.2.2. Охолодження трансформаторів	33
2.2.3. Регулювання напруги трансформаторів	35
2.2.4. Навантажувальна здатність	37
2.2.5. Паралельна робота трансформаторів.....	40
2.2.6. Струмообмежуючі реактори.....	40

Тема 3. СТРУМОПРОВІДНІ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК. ІЗОЛЯТОРИ І ЛІНІЙНІ ВВОДИ

3.1 Основні види провідників і місця їх установки.....	43
3.2. Нагрівання провідників при нормальному режимі.....	45
3.3. Нагрівачи провідників і перевірка на термічну стійкість при к. з.....	48
3.4. Перевірка жорстких шин на електродинамічну стійкість при к.з.	50
3.5. Ізолятори і лінійні вводи.....	51

Тема 4. ВИСОКОВОЛЬТНІ КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ

4.1. Комутаційні апарати без іонізуючих пристроїв.....	53
4.2. Запобіжники.....	57
4.3. Високовольтні вимикачі: типи, принцип роботи.....	59
4.3.1. Загальна характеристика.....	59
4.3.2. Масляні вимикачі.....	60
4.3.3. Повітряні вимикачі.....	62
4.3.4. Електромагнітні вимикачі.....	66
4.3.5. Вакуумні вимикачі.....	67

4.3.6. Елегазові вимикачі.....	69
4.4. Вимикачі навантаження (ВН).....	71
4.5. Приводи вимикачів.....	72
4.6. Розрядники. Типи, конструкції і основні параметри.....	73
Тема 5. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ І	
НАПРУГИ	78
5.1. Вимірювальні трансформатори струму.....	78
5.2. Вимірювальні трансформатори напруги	84
Тема 6. ГОЛОВНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ	
ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	89
6.1. Загальні положення.....	89
6.2. Елементи і види головних схем.....	90
6.3. Особливості головних схем підстанцій.....	93
Тема 7. ПРИСТРОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ...	96
7.1 Типи компенсуючих пристроїв.....	96
7.2. Конструктивне виконання і розміщення компенсуючих пристроїв	97
7.3. Особливості деяких компенсуючих пристроїв.....	102
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	103

Тема 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА І УСТРІЙ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

1.2. Типи електричних станцій

Електростанціями називаються підприємства або установки, призначені для виробництва електроенергії. Паливом для електричних станцій служать природні багатства — вугілля, торф, вода, вітер, сонце, атомна енергія та ін.

Для приведення в обертання електричних генераторів використовують первинні двигуни — парові машини, двигуни внутрішнього згоряння, газові, тепло— і гідротурбіни та ін. Залежно від виду енергії, споживаної первинним двигуном, електричні станції можуть бути розділені на наступні основні типи: теплові, атомні, гідроелектростанції, гідроакумуючі, газотурбінні.

Теплові електричні станції. Із загальної кількості електричної енергії, що виробляється, велика частина доводиться на вироблення електроенергії тепловими електростанціями.

Процес отримання електричної енергії на ТЕС полягає в послідовному перетворенні енергії спалюваного палива в теплову енергію водяної пари, що приводить в обертання *турбоагрегат* (парову турбіну, сполучену з генератором). Механічна енергія обертання перетвориться генератором в електричну. Паливом для електростанцій служать кам'яне вугілля, торф, горючі сланці, природний газ, нафта, мазут, деревні відходи.

По характеру обслуговування теплові електричні станції ділять на районні (ГРЕС), конденсаційні (КЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

Районні електростанції (ГРЕС), споживачів, що забезпечують, тільки електроенергією і розташовані в районі енергетичних запасів (вугілля, торфу, газу і т. д.).

Турбіни ГРЕС забезпечують конденсаційний режим, при якому пара проходить послідовно через усі сходи турбіни, після чого конденсується в конденсаторі;

конденсаційні, такі, що забезпечують споживачів тільки електроенергією, за принципом роботи відповідають ГРЕС, але віддалені від споживачів електроенергії. Вони передають потужність, що виробляється, на високій і надвисокій напрузі. У вітчизняній енергетиці на долю КЕС приходить до 60% вироблення електроенергії;

теплоелектроцентралі, що забезпечують споживачів електричною і тепловою енергією, розташовані в районі їх споживання. Вони відрізняються від ГРЕС і КЕС тим, що використовують теплоту пари, що «відпрацювала» в турбінах, для потреб промислового виробництва, а також для опалювання, кондиціювання повітря і гарячого водопостачання. ТЕС отримали широке розповсюдження в районах (містах) з великим споживанням теплоти і електроенергії. В цілому на ТЕЦ виробляється близько 25% усієї електроенергії, що виробляється в Україні.

Принципова схема ТЕЦ і системи теплофікації наведена на рис. 1.1. Тверде паливо, що поступає з паливного складу, за допомогою транспортера потрапляє в паливний бункер, а потім подрібнювальний пристрій (кульовий млин). Пілоподібне паливо пневмотранспортом вдувається до пальників топки котла. При згоранні палива виділяється газ з температурою 1200-1600оС. Ці гази омивають труби усередині котла 1, по яких протікає вода, віддають свою теплоту, і вода перетворюється на пару. Пара, що виробляється, з температурою 540-560оС і тиском 130-250 т.а. поступає по паропроводу в парову турбінку 2.

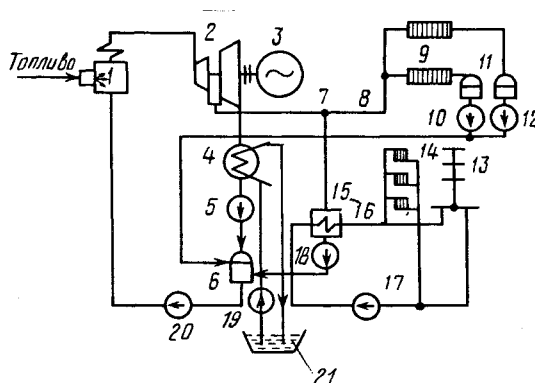


Рисунок 1.1 - Принципова схема ТЕЦ і системи теплофікації

Внаслідок різниці тисків пари, що поступає в турбіну і виходить з неї, а також різниці температур пар, розширюючись при проходженні через усі східці турбіни, здійснює механічну роботу, тобто обертає вал турбіни, а разом з ним і генератор 3. Відпрацьована пара в паровій турбіні з параметрами тиску 0,035 — 0,05 т. а. і температурою 120-140 °С спрямовується по трубах в конденсатор 4, де пара перетворюється на дистильовану воду, яка відкачується насосом 5 в деаератор 6 для звільнення конденсату від розчиненого в нім повітря. Інша частина відібраної пари відбирається з проміжного ступеня турбіни з тиском 13-40 т. а. і спрямовується в теплофікаційний колектор 7 для використання в системі теплопостачання промислових підприємств і комунально-господарських об'єктів. При водяній системі теплопостачання пар поступає в колектор 7 в пароводяні підігрівачі 15, де віддає теплоту воді, циркулюючій в тепловій мережі. Пара в пароводяних підігрівачах перетворюється на конденсат, який насосом 18 відкачується в деаератор. Нагріта вода поступає по лінії теплової мережі 16 до споживачів 13 та 14 і після охолодження в них по зворотній лінії теплової мережі потрапляє мережевими насосами 17 знову на підігрівання в пароводяні підігрівачі 15.

При паровій системі теплопостачання пар з вказаного колектора 7 спрямовується в парову лінію 8; з неї в теплоспоживаючі апарати 9, де перетворюється на конденсат, який зі збірних баків 11 насосами 12 через конденсатну лінію 10 перекачується в деаератор 6, а потім в котел 7 за допомогою поживних насосів 20.

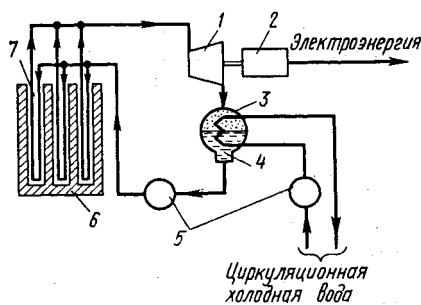
Відпрацьовані гази з топки котла з температурою 350— 450 °С не можна викидати в атмосферу, тому на шляху їх дотримання встановлений водяний економайзер, який додатково підігріває поживну воду. Продовжуючи свій

шлях, гази проходять через золовловлювач, а потім відсмоктувальним димососом викидають в димар. ГРЕС і КЕС мають невисокий ККД. Тільки 30-40% енергії палива перетворюється в електричну енергію, а інша частина втрачається з газами, що відходять, викидаються в атмосферу через димар, і з циркуляційною водою, що проходить через конденсатор турбіни. Таким чином, робота конденсаційних станцій на привозному паливі економічно не вигідна.

На ТЕЦ залежно від потреби в парі і гарячій воді змінюється кількість пари, що відводиться від проміжних східців турбіни. Чим більше пари відбирається для теплофікації, тим менше її поступає в конденсатор. При цьому вироблення електричної енергії знижується, та зате зменшуються втрати теплоти, що відноситься з циркуляційною водою. При економічній роботі ТЕЦ, тобто при одночасній відпустці споживачам оптимальних кількостей електроенергії і теплоти, ККД їх досягає 60-70%.

Атомні електричні станції. Атомна енергетика в останні роки розвивається швидкими темпами. Від першої Обнинської АЕС потужністю 5 МВт атомна енергетика пройшла шлях до АЕС потужністю 4000 МВт. Перспективи електроенергетики на тривалий період в європейській частині країни будувалися на форсованому розвитку атомних електростанцій. Проте рокова аварія на Чорнобильській АЕС в 1986 р. зробила проблематичною цю орієнтацію.

Атомні електростанції відрізняються від звичайної паротурбінної станції тим, що на АЕС в якості джерела енергії використовується процес ділення ядер урану, плутонію, торія та ін. У результаті розщеплення цих матеріалів в спеціальних пристроях — реакторах — виділяється велика кількість теплової енергії.



1— турбіна; 2—генератор; 3 - конденсатор; 4 — конденсат;
5— циркуляційні насоси; 6 — реактор; 7 — робочі канали

Рисунок 1.2 - Принципова схема одноконтурної АЕС

АЕС можуть виконуватися: одно- і двоконтурними. У одноконтурних АЕС контури теплоносія (води) і робочого тіла (пара) співпадають; у двоконтурних АЕС контури теплоносія і робочого тіла розділені.

Принципова схема одноконтурної АЕС представлена на рис. 1.2, з якої видно, що усе устаткування такої АЕС працює в радіаційному режимі, що ускладнює його експлуатацію, хоча і спрощує процес отримання теплової

енергії. В якості регулятора швидкості протікання реакції використовують вертикально розташовані в реакторі стержні з графіту, а в якості теплоносія — важку воду або рідкий гелій (-190°C). Теплова енергія, що виділяється в каналах реактора теплова енергія нагріває воду первинного контуру до температури $255-275^{\circ}\text{C}$. Нагріта пара поступає в парогенератор, де віддає свою теплоту воді вторинного контуру і перетворює її на пару з температурою $250-260^{\circ}\text{C}$ і тиском 1,25 МПа, який подається в турбіну. Охолоджена вода з парогенератора при температурі 190°C і тиску 10 МПа подається циркуляційним насосом назад в реактор. Ця вода, циркулюючи безпосередньо через реактор, є радіоактивною, тому устаткування цього контуру огорожують спеціальними залізобетонними, чавунними, свинцевими і іншими конструкціями. Вторинний замкнутий контур «парогенератор — турбіна — конденсатор» не представляє небезпечної радіоактивності і працює так само, як і в теплових паротурбінних станціях.

Нині собівартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на АЕС менша, ніж на ТЕЦ на органічному паливі.

Атомні електростанції витрачають незначну кількість пального, наприклад для вироблення 1 млн. кВт·год електроенергії витрачається близько 400 г урану. Такі станції можна споруджувати у будь-якому місці, оскільки вони не пов'язані з місцем розташування природних запасів палива. Крім того, довкілля не забруднюється димом, золою, пилом і сірчанним газом.

Гідроелектричні станції. *Гідроелектростанції* - це такі станції, де в якості первинного двигуна застосовують гідравлічні турбіни, вони розташовуються на рівнинних та гірських річках.

На ГЕС водна енергія перетворюється в електричну за допомогою гідравлічних турбін і сполучених з ними генераторів. Для цього, якщо по усьому перерізу (створу) річки встановити греблю, то рівень води перед греблею (верхній б'єф 1) виявиться вище за рівень після греблі 2 (нижній б'єф 3). Різниця рівнів між верхнім і нижнім б'єфами називається натиском. Потужність електростанції визначається значенням напору і кількістю води (витратами), що проходить через турбіни в одиницю часу. Гідравлічні турбіни встановлюються на рівні нижнього б'єфу 3, де по каналу вода спрямовується в спіральну камеру і з неї - на лопаті ротора гідротурбіни, на якій насаджений ротор електричного генератора. Таким чином, енергія води в гідротурбіні перетворюється спочатку на механічну, а потім в електричну енергію.

Розрізняють ГЕС з греблями і деривативні. Греблі ГЕС застосовують на рівнинних річках з невеликими натисками, деривативні (з обхідними каналами) — на гірських річках з великими ухилами і при невеликій витраті води. Слід зазначити, що робота ГЕС залежить від рівня води, визначуваного природними умовами.

Достоїнствами гідроелектростанцій є їх високий ККД і низька собівартість виробленої електроенергії. Проте слід враховувати велику вартість капітальних витрат при споруді ГЕС і значні терміни їх споруди, що визначає великий термін їх окупності.

Особливістю роботи електростанцій є те, що вони повинні виробляти стільки енергії, скільки її потрібно в даний момент для покриття навантаження споживачів, власних потреб станцій і втрат в мережах. Тому обладнання станцій має бути завжди готове до періодичної зміни навантаження споживачів впродовж дня або року.

Робота електростанцій в системі дає можливість за рахунок великої кількості паралельно працюючих генераторів підвищити надійність електропостачання споживачів, повністю завантажити найбільш економічні агрегати електростанцій, понизити вартість вироблення електроенергії. Крім того, в енергосистемі знижується встановлена потужність резервного устаткування; забезпечується вища якість електроенергії, що відпускається споживачам; збільшується одинична потужність агрегатів, які можуть бути встановлені в системі, і т. д.

1.1.2. Призначення і класифікація підстанцій

Електроустановка, що складається з трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільних пристроїв напругою до 1000 В і вище, яка призначена для перетворення і розподілу електроенергії, називається *підстанцією*.

Залежно від призначення підстанції виконують трансформаторними (ТП) або перетворювальними (ПП) - випрямлювальними.

Трансформаторні підстанції є основною ланкою системи електропостачання. Залежно від положення в енергосистемі, призначення, значення первинної і вторинної напруги їх можна підрозділити на районні підстанції, підстанції промислових підприємств, тягові підстанції, підстанції міської електричної мережі та ін.

Районні і вузлові підстанції живляться від районних (основних) мереж енергетичної системи і призначені для електропостачання великих районів, в яких знаходяться промислові, міські, сільськогосподарські і інші споживачі електроенергії. Первинна напруга районних підстанцій складає 750, 500, 330, 220, 150 і 110 кВ, а вторинна — 220, 150, 110, 35, 20, 10 або 6 кВ.

На території промислових підприємств розміщують трансформаторні підстанції наступних видів :

Заводські підстанції, які виконуються як : а) головні понижувальні підстанції і підстанції глибокого вводу з відкритим РП для прийому електроенергії від енергетичних систем напругою 110-35 кВ і перетворення її в напругу заводської мережі 6-10 кВ для живлення цехових і міжцехових підстанцій і потужних споживачів; б) підстанції і розподільні пункти із закритими РП, з установкою на них високовольного устаткування на 6-10 кВ типу КСО або КРП і трансформаторів на 6-10/0,4 кВ.

Цехові підстанції, призначені для живлення одного або декількох цехів, виконуються: а) окремо розміщеними, прибудованими і вбудованими з установкою трансформаторів в закритих камерах і розподільних щитів на напругу 0,4-0,23 кВ; б) внутрішньоцеховими в основному як комплектні типу

КТП з установкою на них одного або двох трансформаторів потужністю 400 КВ·А і вище, розміщуваними в окремому приміщенні цеху або безпосередньо в цеху залежно від умов довкілля і характеру виробництва.

1.1.3. Схеми електричних станцій і підстанцій

При проектуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії (потужності), на якій показуються основні функціональні частини електроустановки (розподільні пристрої, трансформатори, генератори) і зв'язку між ними. Структурні схеми служать для подальшої розробки детальніших і повніших принципів схем, а також для загального ознайомлення з роботою електроустановки.

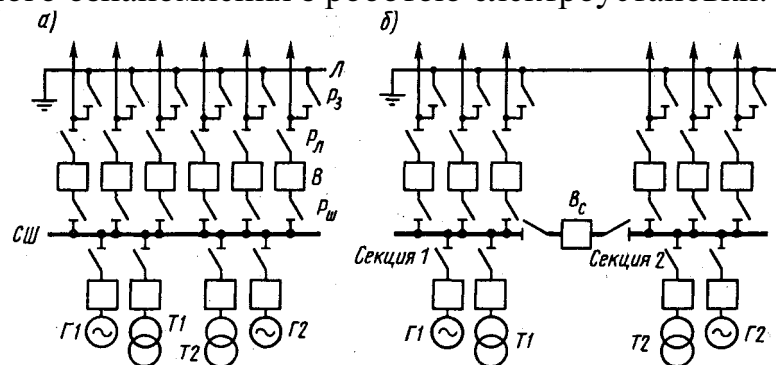


Рисунок 1.3 - Структурна схема електричної станції односекційної (а) і двосекційної (б) систем

На кресленнях цих схем функціональні частини зображені у вигляді прямокутників або умовних графічних зображень (рис. 1,3, а, б). Ніякої апаратури (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму і т. д.) на схемі не показують.

На рис. 1.3, а приведена схема електричних з'єднань станції, що видає усю потужність з шин генераторної напруги. Схема містить одну систему збірних шин СШ, до якої через вимикачі В і шинні роз'єднувачі Рш підключені генератори Г1 і Г2, трансформатори власних потреб Т1 і Т2 і лінії Л, що відходять. На лініях, що відходять, встановлені лінійні роз'єднувачі Рл із заземлювальними ножами РЗ, призначеними для відділення і заземлення лінії при її плановому відключенні.

Мінімальна необхідна кількість апаратів і пристроїв схеми збільшує надійність і економічність. Надійність схеми збільшується і за рахунок того, що усі операції відключення і включення елементів установки робляться лише силовими вимикачами.

На рис. 1.3, б) приведена структурна схема електричної станції двосекційної системи. Ділення схеми на дві секції секційним вимикачем Вс робить її гнучкішою в порівнянні з попередньою схемою і забезпечує безперебійність живлення споживачів. В цьому випадку при ревізії, огляді, очищенні ізоляторів або ремонті шин однієї з секцій втрачається потужність

лише частини станції. При аварії на одній з секцій або при відмові в роботі релейного захисту ліній, що відходять, спочатку відключається секційний вимикач, релейний захист якого має меншу витримку часу, чим захист генераторів; потім — генератори ушкодженої секції. Це призводить до локалізації аварії однієї секції і до збереження нормальної роботи інших.

При достатній генеруючій потужності, живленні відповідальних споживачів по двох лініях, підключених до різних секцій, і достатньому резерві по мережі розглянута схема задовольняє усім вимогам, що пред'являються до головної схеми електричних з'єднань станцій середньої потужності.

Вибір тієї або іншої структурної схеми електростанції або підстанції робиться на підставі техніко-економічного порівняння двох-трьох варіантів і після розрахунку електричного розвантаження промислових об'єктів вибирають потужність і кількість силових трансформаторів.

1.1.4. Власні потреби електричних станцій і підстанцій

На сучасних електростанціях виробничий процес повністю механізований за рахунок застосування різних механізмів, що встановлюються на основних агрегатах і допоміжних пристроях станцій і підстанцій.

До механізмів *власних потреб електростанцій* відносять приводні двигуни механізмів, їх джерела живлення, внутрішньостанційні електричні мережі, розподільні пристрої установок.

На ТЕЦ розрізняють наступні механізми власних потреб: паливopодачі і паливних складів (розвантажувальні крани, скрепери, перевантажувачі, транспортери і т. д.);

вугледробильної установки і приготування вугільного пилу (грохоти, дробарки, вугільні млини, живильники вугілля, мельничці вентилятори та ін.);

котельних агрегатів (живильники вугільного пилу, дуттьові вентилятори, димососи, поживні насоси, механізми золовидалення);

турбоагрегатів (насоси конденсатні, циркуляційні, масляні, газоохолодження та ін.);

установок (насоси мережеві бойлерного пристрою, конденсатні та ін.) теплофікацій;

допоміжного устаткування (дренажні і пожежні насоси, вентилятори, мостові крани, підйомники і ліфти, засувки, двигун-генератори та ін.);

допоміжних цехів станції (хімводоочищення, масляне господарство, компресорні установки, механічні майстрові та ін.).

На ГЕС розрізняють механізми власних потреб: гідротурбін і генераторів (масляні і водяні насоси систем регулювання і охолодження генераторів, мастила агрегатів та ін.); підйомних механізмів (крани, лебідки, тельфери, ліфти та ін.);

електрообігріву (грати, пази щитів і затворів, електричне опалювання;

допоміжного устаткування (дренажні і пожежні насоси, двигун-генератори та ін.);

допоміжних цехів станцій (механічні майстерні, масляне господарство, компресорні установки та ін.).

Установки власних потреб живляться, як правило, від генераторів станції, що забезпечує надійність їх роботи. Для великих двигунів потужністю 200 кВт і вище застосовується напруга 6 кВ, для інших двигунів — 380 В. На рис.1.8 приведена схема живлення механізмів власних потреб ТЕЦ, на якій встановлені турбогенератори $\Gamma 1$ і $\Gamma 2$ напругою 6-10 кВ і три парові котли (один резервний). Для живлення потужних електродвигунів $\Delta 1$ використовують напругу 6 кВ, для живлення інших двигунів і освітлювальних установок — 380/220 В.

При генераторній напрузі 6 кВ три секції власних потреб (по одній секції на кожен котел) живляться трьома кабельними реактивованими лініями -Л1 — Л3 через вимикачі $B1$ — $B3$. При генераторній напрузі 10 кВ вказані лінії живляться через трансформатори $T1$ — $T3$ напругою 10/6 кВ (вказані штриховою лінією).

Для забезпечення надійності живлення механізмів власних потреб передбачена резервна лінія $L_{рез}$, яка вимикачами $B4$ — $B6$ за допомогою пристрою автоматичного включення резерву (АВР) може підключатися до будь-якої з секцій власних потреб. Струмоприймачі, що підключаються на напругу 380/220 В, живляться через трансформатори $T4$ — $T6$ і можуть підключатися також через резервний трансформатор $T_{рез}$ і відповідні автомати на будь-яку секцію шин напругою 380/220 В. Електродвигуни напругою 6 кВ приєднують до збірних шин розподільного пристрою через масляні вимикачі. Електродвигуни $\Delta 2$ - $\Delta 7$ напругою 380 В приєднують до шин розподільного щита через запобіжники, рубильники і магнітні пускачі, а також через автомати.

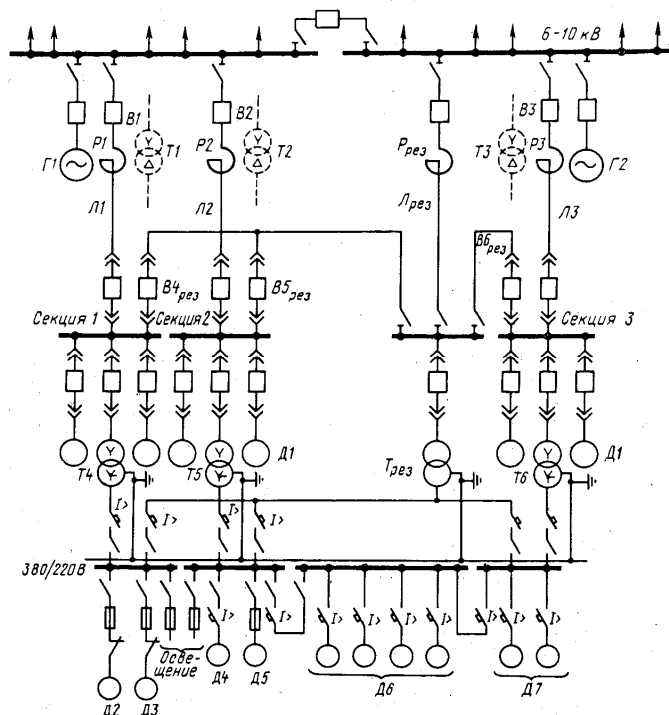


Рисунок 1.4 — Принципова схема живлення механізмів власних потреб
ТЕЦ

За призначенням і характеру роботи механізми власних потреб розділяють на відповідальні і невідповідальні.

Відповідальними вважаються механізми, зупинка яких викликає зниження вироблення електричної і теплової енергії, веде до зупинки основних агрегатів станції, псуванню устаткування і ін.

Невідповідальними вважаються механізми, зупинка яких не призводить до зниження вироблення електричної або теплової енергії, наприклад на теплових електростанціях — це механізми паливоподачі, компресорні і вентиляційні установки.

Як вказано раніше, до установок власних потреб відносять джерела постійного струму, призначені для живлення ланцюгів управління, сигналізації, автоматики, релейного захисту, мереж аварійного освітлення і резервних електроприводів особливо відповідальних механізмів. Таким джерелом постійного струму зазвичай є акумуляторна батарея напругою 220 В, що складається з послідовно сполучених свинцево-кислотних акумуляторів.

Акумуляторні батареї на електростанціях працюють в режимі постійного підзаряду. При цьому паралельно з батареєю включають зарядний (ЗА) і підзарядний (ПЗА) агрегати у вигляді двигун-генераторів, що живлять навантаження і батареї, що забезпечують постійний підзаряд. При аварійному відключенні мережі змінного струму батарея повністю переймає на себе живлення підключеного до неї навантаження. Акумуляторну батарею можна також заряджати від комплектних статичних пристроїв заводського виготовлення.

На рис. 1.5 приведена схема установки постійного струму з акумуляторною батареєю в режимі постійного підзаряду. Батарея підключена до щита через подвійний елементний комутатор з двома рукоятками — *РР* (для режиму розряду) і *РЗ* (для режиму заряду). Акумуляторні батареї розміщують в спеціальних приміщеннях з виходом через тамбур, обладнаних припливно-витяжною вентиляцією. Проводка в акумуляторних батареях виконується дротами з кислото-упорною оболонкою. У таких приміщеннях застосовують освітлювальну арматуру вибухобезпечного виконання.

На трансформаторних підстанціях споживачами власних потреб можуть бути: освітлювальні і вентиляційні установки, зарядні агрегати, компресорні і насосні станції, механізми механічних майстрових та ін.

На підстанціях невеликої потужності для живлення власних потреб зазвичай встановлюють один трансформатор, а на потужних підстанціях — два трансформатори.

Трансформатори власних потреб потужністю до 100 кВ - А підключають безпосередньо до виводів обмоток нижчої напруги.

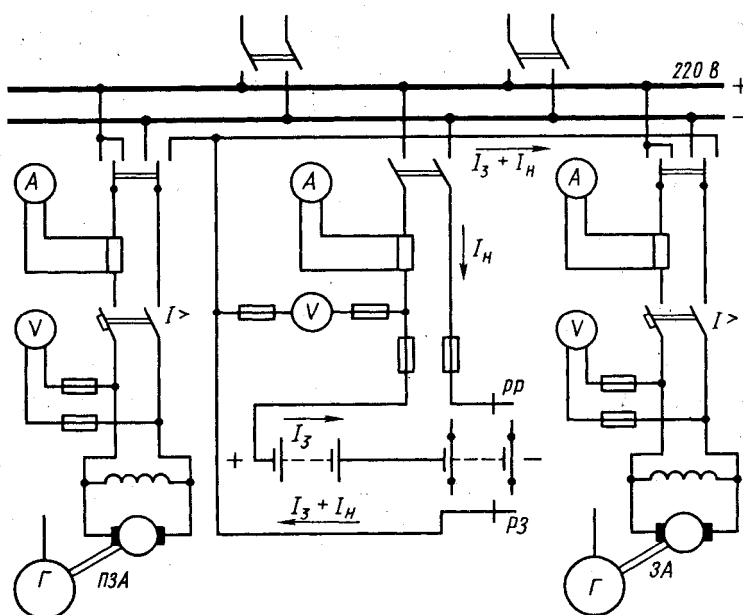


Рисунок 1.5 – Принципова схема установки постоянного струму з акумуляторною батареєю

1.1.5. Структура енергосистеми

Сукупність установок по виробленню, розподілу і споживанню електроенергії і теплоти, пов'язаних між собою електричними і тепловими мережами, називають *енергетичною системою*, а частина енергосистеми (генератори, розподільчі пристрої, лінії електропередачі і приймачі електроенергії) — *електричною системою*.

Тривалий досвід експлуатації енергетичних систем показав доцільність з'єднання окремих енергетичних систем між собою, оскільки це полегшує завдання резервування потужностей і підвищує загальний технологічний рівень експлуатації.

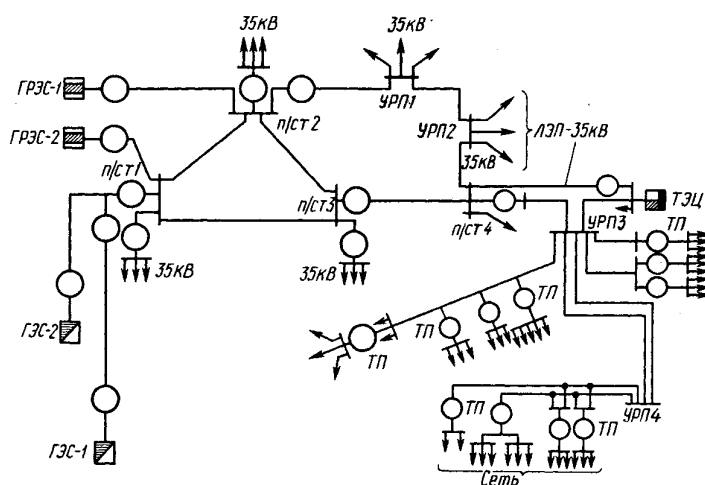


Рисунок 1.6 – Принципова схема електричної системи

На рис. 1.6 приведена принципова схема електричної системи. Якщо напруга генераторів ТЕЦ складає 6-20 кВ, то економічно доцільно забезпечувати електроенергією через розподільні підстанції УРПЗ міських і промислових споживачів, розташованих поблизу ТЕЦ. Для електропостачання споживачів, видалених на значні відстані, і зв'язки електростанцій з енергетичною системою застосовується напруга, що перевищує напругу генератора. Для цього на *ТЕЦ*, *ГЕС-1* і *ГЕС-2* і теплових районних електростанціях *ГРЕС-1* і *ГРЕС-2* встановлюють підвищувальні трансформатори для ліній напругою 35, 110, 220 і 500 кВ. Трансформаторні підстанції *n/cm1* *n/cm4* і розподільчі підстанції УРП1-УРП4 призначені для перетворення напруги і для зв'язку окремих частин системи і живлення потужних споживачів, а трансформаторні підстанції *ТП* - для живлення споживачів меншої потужності.

Щоб поліпшити техніко-економічні показники і підвищити надійність роботи системи, найдоцільніше завантажувати станції в такій послідовності:

- 1) теплоелектроцентралі, що працюють за необхідним підприємству тепловим графіком, повинні нести певне електричне навантаження; при цьому враховується, що ККД ТЕЦ значно вища, ніж у інших теплових електростанцій;
- 2) теплові конденсаційні електростанції працюють залежно від одиничної потужності агрегатів, їх параметрів, сорти палива, що спалюється на станції;
- 3) гідроелектроцентралі працюють, коли запаси води достатні для тривалої роботи станції з повним навантаженням;
- 4) гідроелектроцентралі з регульованим водостоком працюють, коли наявні запаси води використовуються тільки для зняття пікових навантажень і аварійного резерву системи.

При розподілі навантажень між станціями електросистеми враховують також пропускну спроможність ліній електропередачі, наявність і розміщення резервів в системі і техніко-економічні показники окремих станцій і агрегатів.

1.2 Конструктивне виконання електроустановок

Кожна підстанція має розподільні пристрої (РП), що містять комутаційні апарати, пристрої захисту і автоматики, вимірювальні прилади, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої.

За конструктивним виконанням РП ділять на відкриті і закриті. Вони можуть бути комплектними (зборка на підприємстві-виготівнику) або збірними (зборка частково або повністю на місці застосування). Розглянемо найбільш поширені на підстанціях промислових підприємств типи РП.

1.2.1. Відкриті розподільні пристрої

Розподільні пристрої напругою 35 — 110 кВ і вище, як правило, виконують відкритими і лише для виробництв з сильним забрудненням повітря

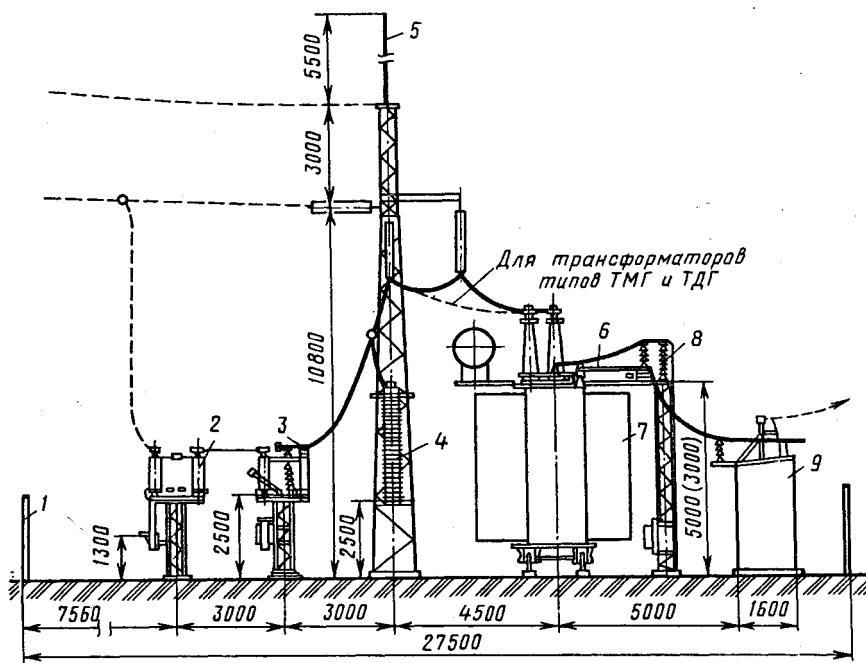
за відсутності вільної території, при дуже низьких температурах довкілля або у разі особливих вимог - закритими.

Застосування ВРП зменшує вартість і скорочує терміни спорудження підстанцій. При заміні і демонтажі електрообладнання ВРП в порівнянні із закритими більше маневроспроможні. Проте обслуговування ВРП дещо складніше, ніж закритих. Крім того, для зовнішньої установки потрібно дорожче електроустаткування, здатне витримати прямі атмосферні дії.

Для опорних конструкцій в КРИЧУ використовується залізобетон або метал, ошиновка виконується найчастіше гнучким проводом, який за допомогою гірлянд ізоляторів кріпиться до опор. Контактні з'єднання здійснюються зварюванням або на пресованих затисках. Ізоляція (опорна, підвісна, відтяжна) застосовується нормальна або грозостійка.

На рис. 1.7 приведений загальний вигляд ВРП одностансформаторної підстанції типу 1КТП-110/6-10 кВ з короткозамикачем і віддільником потужності від 6,3 до 16кВ-А. Підстанція є РП на 110 кВ, комплектуване силовими трансформаторами ТД-6300/110, ТД-10000/100, ТД-16000/110 і КРП Н, виконаного шафами серії К-ХШ.

Три полюси віддільника ОД-110 з приводом ШПО і короткозамикач КЗ-110 з приводом ШПК встановлені на трьохстійковій металоконструкції. Включення віддільника і відмикання короткозамикача робляться вручну. Відмикання віддільника і включення короткозамикача робляться пружинами, вбудованими в ці апарати.



1 — обгороджування; 2 — роз'єднувач РНДЗ-110; 3 — відокремлювач ОД-110; 4 — розрядник; 5 — блискавковідвід; 6 — кронштейн трансформаторний; 7 — силовий трансформатор; 8 — заземлюючий роз'єднувач; 9 — шафи КРП Н

Рисунок 1.7 — Відкритий РП одностансформаторної підстанції типу 1КТП-110/6 — 10 кВ потужністю до 16МВ А

Для ВРП на напругу 110-220 кВ розроблені КРП Е, тобто КРП, заповнені елегазом, які повинні при— мінятися на підприємствах чорної і кольорової металургії і хімії, в зонах із забрудненим середовищем і при високій щільності забудови підприємств.

Нині виготовляють елегазові ячейки типу ЯЭ-110Л-23УЧ на напругу 110 кВ і номінальний струм для збірних шин 1600 А, для відведень — 1250 А; струм відключення вимикача 40 кА.

1.2.2. Закриті розподільні пристрої

Комплектні розподільні пристрої. КРП напругою вище 1000 В. КРП, виконані на напругу до 10 кВ і струми до 3000 А, широко поширені при спорудженні промислових і міських підстанцій, головних РП електростанцій середньої і малої потужності, РУ власних потреб потужних електростанцій.

КРП різних конструкцій виготовляють на заводах електропромисловості і заводах електромонтажних організацій. Камери і шафи КРП виготовляють різних серій з різними схемами первинних і вторинних кіл. Наявність шаф з різними схемами первинних ланцюгів дозволяє комплектувати їх згідно з прийнятою схемою електричних з'єднань установки.

КРП внутрішньої установки виконують у вигляді камер типу КСО (камера стаціонарна, одностороннього обслуговування) або шаф типу КРП. Розглянемо конструктивні особливості камер КСО і шаф КРП.

Камери КСО-272 є модифікацією камери КСО-266 у зв'язку з випуском нових вимикачів ВМГ-10 натомість ВМГ-133. У камері КСО-272 забезпечується заборона доступу до вимикача за наявності напруги на кабелі, а також підвищена безпека обслуговування камери за рахунок пристрою стаціонарних заземлюючих ножів на шинних роз'єднувачах. Розміри КСО-272 такі ж, як і КСО-266, але висота її зменшилася на 200 мм за рахунок габаритів вимикача ВМГ-10.

Камери введень і ліній, що відходять, розраховані на струм 400, 600 і 1000 А. Їх комплектують (у зв'язку з припиненням випуску вимикача ВМГ-133) вимикачами нового типу ВМГ-10 і ВЭМ-10Э з приводами ПП-67 і ПЭ-11. У камерах КСО-272 можуть встановлюватися також вимикачі навантаження ВНП-16 і ВНП-17 із заземлюючими ножами, помилкові операції, що виключають при експлуатації.

На рис.1.8 приведена камера КСО-272 з вимикачем навантаження ВНП.

КРП внутрішньої установки виконувального виконання. Вони призначені для закритих РУ напругою 3-10 кВ, з одинарною системою збірних шин. Вони виконуються із сполучених між собою металевих шаф зі вбудованими в них електричними апаратами, приладами вимірювання і захисту з вмонтованими ланцюгами первинної і вторинної комутації.

КРП серії КРП 2-10Э і КРП 2г10П (рис.1.9) широко застосовуються в розподільних пристроях промислових підприємств.

КРП серії До-ХІІ/ 80 є модифікацією І *КРП серії К-ХН* за рахунок установки вимикача ВМП-10-31,5 на велику динамічну і термічну стійкість. У вказаних *КРП* введені додаткові пристрої оперативного блокування безпеки елементів викочувань і заземлюючих роз'єднувачів, що підвищило надійність їх роботи.

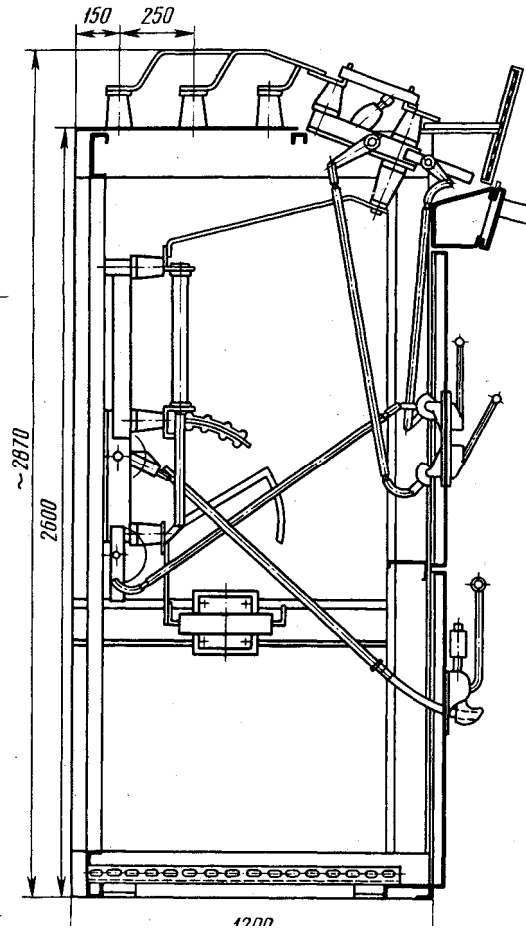
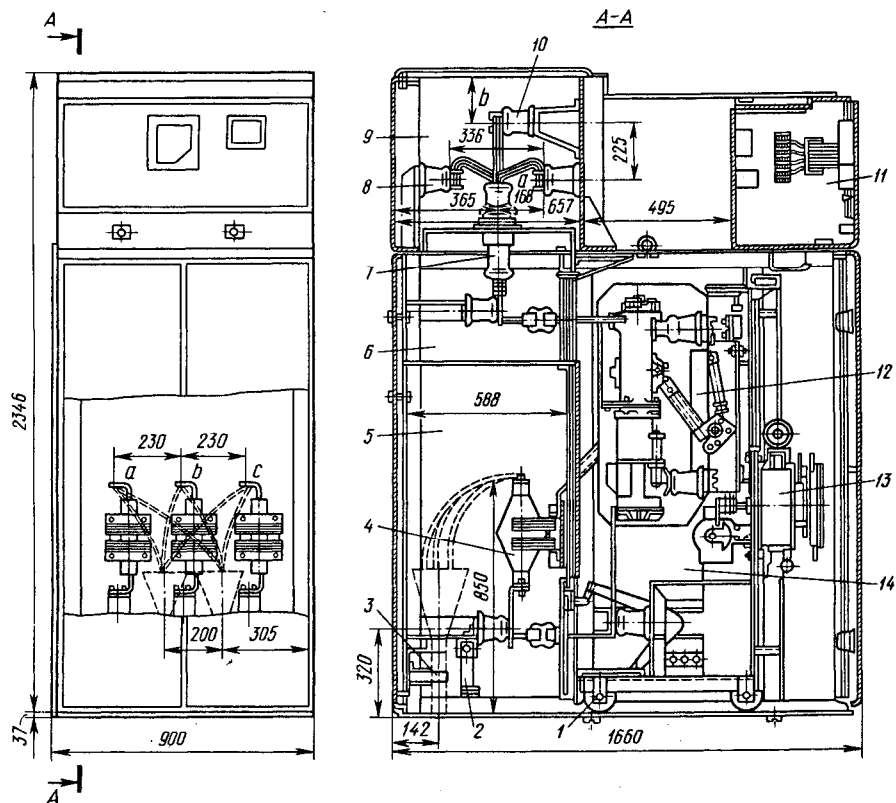


Рисунок 1.8 — Камера КСО-272 з вимикачем навантаження ВНП

КРП розглянутих серій укомплектовані вимикачами з електромагнітним гасінням дуги, розрахованими на часті включення і відключення.

КРП зовнішньої установки. *КРП Н* замінює закриті РП напругою 6-10 кВ. Нижче розглядаються деякі найбільш поширені на підстанціях промислових підприємств *КРП Н*.

КРП Н серії К-ХІІІ застосовують для комплектування підстанцій напругою 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ і 110/35/6-10 кВ. В шафах цієї серії, розрахованих на струми 600:-1500 А, встановлюються вимикачі типу ВМП-10К з приводом ПЭ-11 на постійному оперативному струмі або ПП-67 на змінному оперативному струмі, а також вимикачі типу ВМП-10П зі вбудованим пружинним приводом на змінному оперативному струмі. Шафи *КРПН* мають нагрівальні елементи для обігріву.



1 – візок викочування; 2 – заземляючий роз'єднувач; 3 – трансформатор земляного захисту; 4 – трансформатор струму; 5 – відсік трансформаторів струму і кабельного обладнання; 6 – відсік шинорозділяючого контакту; 7 – прохідний ізолятор; 8 – збірні шини; 9 – відсік збірних шин; 10 – прохідний ізолятор; 11 – відсік вторинної апаратури; 12 – вимикач ВМП-10; 13 – привід вимикача; 14 – відсік візка викочування

Рисунок 1.9 – Шафа КРП 2-10П з вимикачем ВМП-10 з приводом ПМП-10

1.2.3. Комплектні трансформаторні підстанції

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) поставляються із заводів повністю зібраними або підготовленими для зборки. КТП застосовують в постійних, а також в тимчасових електроустановках промислових підприємств, оскільки вони транспортабельні і прості для монтажу і демонтажу, що дозволяє перевозити їх на інші об'єкти. Комплектні трансформаторні підстанції виготовляють для внутрішньої (КТП) і зовнішньої (КТПН) установок; вони можуть бути закритими і відкритими.

У КТП і закритих КТПН, у яких усе електроустаткування і відкриті струмопровідні частини знаходяться усередині корпусу, передбачається установка одно чи двох трансформаторів.

Контрольні питання до теми 1

1. Перелічити типи електричних станцій і дати коротку характеристику технологічних процесів, що протікають.
2. Коротка характеристика одно- та двоконтурних АЕС.
3. Основні вимоги до схем електроживлення споживачів власних потреб теплової електростанції.
4. Характеристика відкритих розподільних пристроїв електроустановок.
5. Область застосування закритих розподільних пристроїв.

Тема 2

ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

2.1. Генератори електростанцій

Основним елементом електричної станції, в якому здійснюється перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію, є електричний генератор.

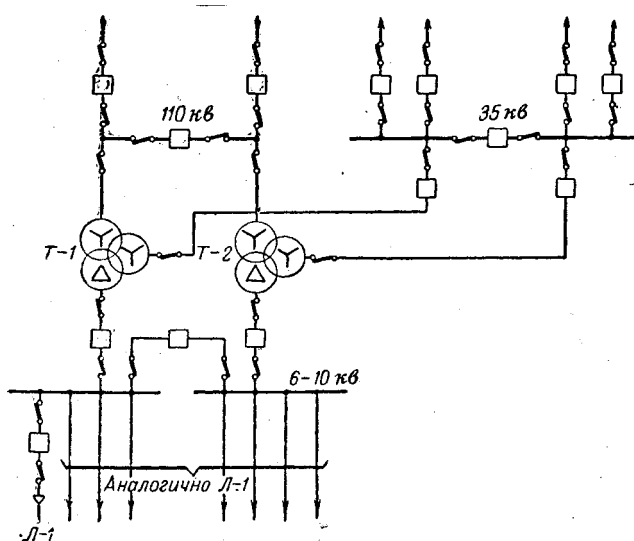


Рисунок 2.1 — Повна схема трансформаторної підстанції з триобмотковими трансформаторами

2.1.1. Типи генераторів і їх параметри

На сучасних електростанціях застосовуються майже виключно трифазні генератори змінного струму. Залежно від типу первинного двигуна вони підрозділяються на турбо- і гідрогенератори. Турбогенератори призначені для безпосереднього з'єднання з паровими або газовими турбінами і, оскільки

особливістю цих турбін є їх швидкохідність, мають високу частоту обертання. Чим вище частота обертання турбіни, тим менше її габарити і більше к.к.д., тому очевидне прагнення підвищити частоту рьертання турбогенераторів. Проте швидкохідність має межу, обмежену номінальною частотою мережі $f = 50$ Гц і мінімальним числом пар полюсів генератора $p = 1$:

$$n = 6 \cdot f / p \quad (2.1)$$

Таким чином, при частоті мережі 50 Гц, прийнятою в СНД і в країнах Західної Європи, максимальна частота обертання турбогенераторів дорівнює 3000 про/хв, а в США і Японії, де частота мережі дорівнює 60 Гц, найбільша частота обертання двополюсних генераторів 3600 об/хв.

Частота обертання гідрогенератора приймається рівній найвигіднішій частоті обертання гідротурбіни, що відповідає при заданих натиску і витраті води найкращим гідравлічним характеристикам турбіни і її найбільшій економічності:

$$n_{\text{турб}} = n_6 \cdot \frac{H^{5/4}}{\sqrt{P}} \quad (2.2)$$

де n_6 — коефіцієнт швидкохідності, залежний від типу турбіни, об/хв; H — натиск, м; P — потужність турбіни, МВт.

Оскільки натиски і витрати води на гідроелектростанціях відрізняються великою різноманітністю, частота обертання гідрогенераторів має різні значення, що знаходяться в широкому діапазоні, — від 50 до 750 об/хв.

Окрім частоти обертання, визначальної спільно з числом пар полюсів номінальну частоту генератора, синхронні генератори характеризуються рядом інших номінальних параметрів, *основним з яких* являється активна потужність (і по останніх ДСТУ — повна потужність). До них відноситься напруга статора U_H , струм статора I_H , напруга збудження ротора U_B , струм збудження ротора I_B , реактивна потужність генератора Q_R , коефіцієнт потужності $\cos \varphi$, коефіцієнт корисної дії (к. к. д.) і інші величини.

Номінальною напругою трифазного синхронного генератора називають лінійну напругу обмотки статора U_H . Ці напруги погоджені в ДСТУ з напругою електричних мереж і утворюють наступний ряд: 3,15; 6,3; 10,5; (13,8); (15,75); 18,0; 20,0; 21,0; 24,0 кВ. Напруга в круглих дужках відноситься до випущених раніше турбо- і гідрогенераторам і не рекомендується останніми ДСТУ.

Номінальна повна потужність синхронного генератора

$$S_H = \sqrt{3} U_H I_H, \quad (2.3)$$

а номінальна активна потужність

$$P_H = \sqrt{3} U_H I_H \cos \varphi. \quad (2.4)$$

Для номінальних потужностей турбогенераторів ДСТУ встановлює наступний ряд:

S , МВ·А: 3,125; 5,0; 7,5; 15,0; 40; 78,75; 125,0; 188,0; 235,0; 353,0; 588,2; 941,0 ($\cos \varphi = 0,85$); 888,9 ($\cos \varphi = 0,90$).

Номинальні реактивні потужності турбогенераторів не вказані в ДСТУ, а визначаються по номінальній повній або активній потужності за виразами:

$$Q_p = S_H \sin \varphi; \quad (2.5)$$

$$Q_p = P_H \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.6)$$

Для гідрогенераторів не може бути встановлена стандартна шкала номінальних потужностей, оскільки вони залежать від натиску і витрати води, а ці параметри відрізняються великим різновидом на різних гідроелектростанціях. Тому для кожної ГЭС номінальна потужність гідроагрегатів визначається спеціальним проектом.

Номинальний коефіцієнт потужності у турбогенераторів до 100 МВт включно рівний 0,8, у турбогенераторів 160-500 МВт дорівнює 0,85, у турбогенераторів 800 МВт — 0,85-0,90.

Номинальний коефіцієнт потужності для гідрогенераторів потужністю 125 МВ·А і нижче рівний 0,8; потужністю від 125 до 360 МВ·А включно — 0,85 і у гідрогенераторів потужністю понад 360 МВ·А — 0,9.

ДСТУ обмежує також втрати в синхронних генераторах. К.к.д. турбогенераторів 160-500 МВт при номінальній потужності має бути не нижче 98,6%, а турбогенератора 800 МВт — не нижче 98,65-98,75% (залежно від номінального $\cos \varphi$). Гідрогенератори практично мають такі ж к.к.д.

2.1.2. Системи охолодження генераторів

Граничний нагрів генераторів лімітується ізоляцією обмоток статора і ротора, оскільки під впливом тепла відбувається погіршення її електроізоляційних властивостей і пониження її механічної міцності і еластичності. Ізоляція висихає, кришиться і перестає виконувати свої функції. Досвідченим шляхом встановлено, що процес цього так званого старіння ізоляції протікає тим швидше, чим вище її температура. Математично це виражається формулою:

$$T = T_0 \exp(-at), \quad (2.7)$$

де T — термін служби ізоляції при температурі t ; T_0 — те ж при $t = 0^\circ \text{C}$ [за різними джерелами $T_0 = (1,5 \div 5) \cdot 10^4$ років]; a — коефіцієнт, що залежить від швидкості старіння ізоляції.

За так званим восьмиградусним правилом, встановленим експериментально і покладеному в основу розрахунків температурних режимів електроустаткування у нас в країні, при підвищенні температури ізоляції на 8°C термін її служби зменшується в два рази.

Турбогенератори виконуються з повітряним, водневим, воднево-рідинним або чисто рідинним охолодженням. Гідрогенератори мають повітряне, або повітряно-рідинне охолодження.

За способом відведення теплоти від міді обмоток системи охолодження підрозділяються на непрямі (поверхневі) і безпосередні.

При непрямому охолодженні (воно застосовується тільки при газах) газ, що охолоджує, не стикається з провідниками обмоток, а теплота, що виділяється в них,

передається газу через ізоляцію, яка таким чином виявляється переобтяженою в тепловому відношенні і значно погіршує теплопередачу.

При безпосередньому охолодженні водень, вода або масло (для повітря безпосередня система застосовується лише в гідрогенераторах) циркулюють по внутрішньопровідникових каналах і, стикаючись безпосередньо з нагрітою міддю, відводять від неї теплоту при максимальній ефективності теплопередачі.

Першим кроком підвищення інтенсивності охолодження був перехід на інше середовище (водень) при збереженні системи непрямого охолодження.

Подальше підвищення одиничної потужності турбогенераторів виявилось можливим тільки при переході на систему безпосереднього охолодження.

Турбогенератори з безпосереднім охолодження діляться на наступні: перша - з непрямым охолодженням і безпосереднім охолодженням ротора воднем; друга — з безпосереднім охолодженням статора і ротора воднем; третя — з безпосереднім рідинним охолодженням статора і безпосереднім водневим охолодженням ротора; четверта — з безпосереднім рідинним охолодженням статора і ротора.

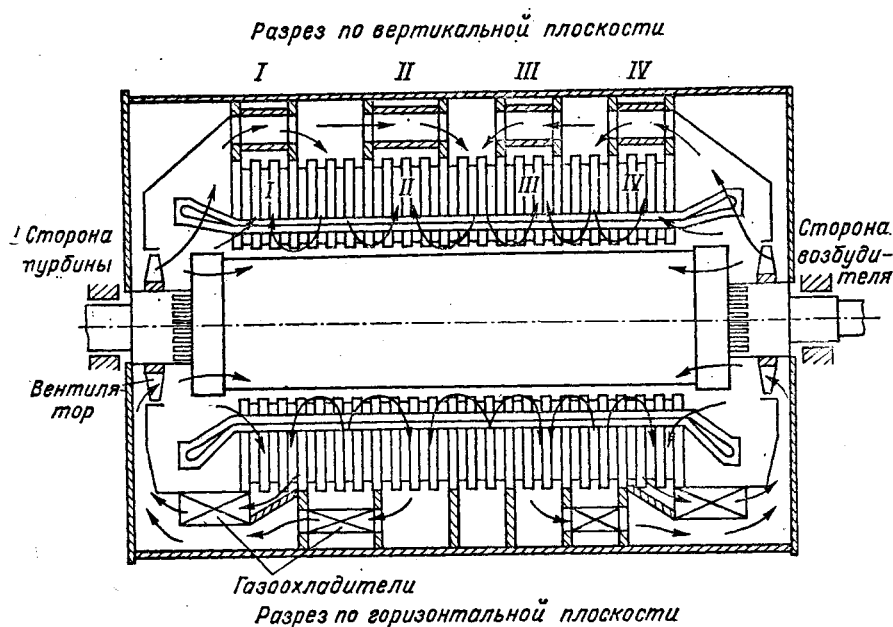


Рисунок 2.2 - Багатострумова система водневого охолодження турбогенератора

2.1.3. Системи збудження

Системи збудження відносяться до числа найбільш відповідальних елементів генератора. Не дивлячись на те, що відносна, потужність збудників невелика і складає усього 0,4-0,6% потужності генераторів, їх характеристики істотно впливають як на стійкість роботи генераторів, так і на стійкість моторного навантаження власних потреб електростанції.

Системи, збудження повинні відповідати наступним загальним вимогам: забезпечувати надійне живлення обмотки збудження синхронного генератора в

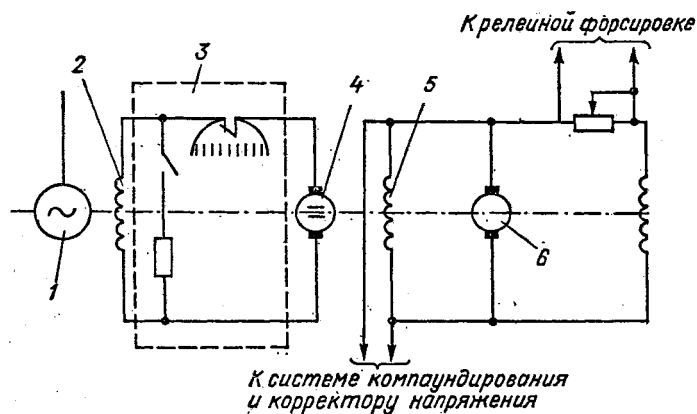
нормальних і аварійних режимах; допускати регулювання напруги збудження в заданих межах; забезпечувати швидкодіюче автоматичне регулювання збудження з високими кратностями форсування в аварійних режимах; здійснювати швидке розбудження і у разі потреби здійснювати гасіння поля в аварійних режимах.

Швидкодія системи збудження визначається кратністю форсування $k_f = U_{BT}/U_{B.H}$ (відношенню максимальної напруги збудження до її номінального значення) і швидкістю наростання напруги збудника (c^{-1}) при форсуванні:

$$\frac{du_B}{d\tau} = v_U = \frac{0,632(U_{BT} - U_{B.H})}{U_{B.H} \tau_1}, \quad (2.8)$$

де τ_1 — час наростання напруги збудника від номінальної $U_{B.H}$ до значення $U_{B.H} + 0,632(U_{BT} - U_{B.H})$. Збудники сучасних турбогенераторів мають $k_f \geq 2,0$ і не менше двох одиниць номінальної напруги ($U_{B.H}$) в секунду. Допустима тривалість форсувального режиму з граничним струмом збудження залежить від системи охолодження генератора і має бути не менше 50 с при непрямій системі охолодження, 30 с при безпосереднім охолодженні ротора і непрямому охолодженні статора, 20 с при безпосередньому охолодженні ротора і статора.

Системи збудження підрозділяються на електромашинні і вентильні. У електромашинній системі збудження джерелом постійного струму є допоміжний генератор постійного струму — збудник, безпосередньо пов'язаний з валом головного синхронного генератора або обертаємий незалежним двигуном, синхронним або асинхронним. У вентильній системі джерелом випрямленого струму є ртутні або напівпровідникові вентилі, що одержують живлення від допоміжного або головного синхронного генератора.



- 1 — синхронний генератор; 2 — обмотка збудження генератора;
3 — автомат гасіння поля; 4 — збудник;
5 — обмотка збудження збудника; 6 — підбудник

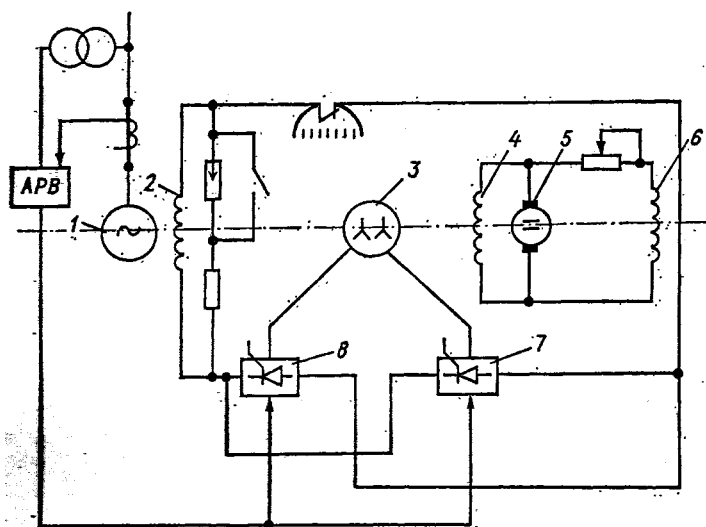
Рисунок 2.3 - Електромашинна система збудження з генератором постійного струму з підбудником

Залежно від джерела енергії, використовованого для збудження, усі системи розділяються на схеми незалежного збудження і самозбудження. Переважне застосування знайшли схеми незалежного збудження, в яких використовується механічна енергія на валу збуджуваної синхронної машини. В цьому випадку

збудник не пов'язаний з мережею системи і збудження може здійснюватися незалежно від режиму її роботи. Тут в якості збудника використовується генератор постійного струму або генератор змінного струму у поєднанні з вентильними випрямлячами.

При самозбудженні використовується енергія, що виробляється збуджуваною машиною або отримувана з мережі. В якості збуджувача використовується генератор постійного струму або вентильні випрямлячі.

Нині електромашинні збудники застосовують тільки на турбогенераторах потужністю до 100 МВт, на гідрогенераторах невеликої потужності і в якості резервних збудників, у тому числі і для генераторів з вентильними системами збудження.



1 — синхронний генератор; 2 — обмотка збудження; 3 — збуджувач — допоміжний генератор; 4 — обмотка збудження збуджувача; 5 — підзбудник;

6 — обмотка збудження підзбудника; 7, 8 — форсуюча і робоча групи керованих вентилів

Рисунок 2.4 - Незалежна система збудження з керованими вентилями

По своїй швидкодії ця система перевершує електромашинну з генератором постійного струму і забезпечує швидкість наростання напруги $\nu_U = 2 \div 4 \text{ с}^{-1}$.

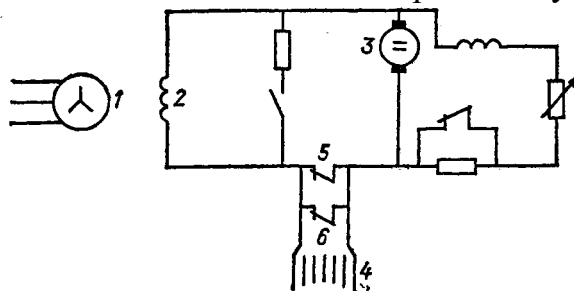
Безконтактна схема істотно підвищує надійність системи збудження і являється особливо перспективною для генераторів великої потужності з струмами збудження 3 кА і більше. Проте вона не позбавлена деяких недоліків, зокрема при цій системі гасіння поля відбувається порівняно повільно, а із-за інерційності високочастотного збудника не можуть бути отримані великі швидкості підвищення напруги при форсуванні.

2.1.4. Гасіння поля генератора

Відповідно до ПУЕ в колі збудження кожного синхронного генератора і синхронного компенсатора (за винятком дуже малих машин) встановлюються пристрої для швидкого і безпечного роззбудження — автомати гасіння поля (АГП). Необхідність в швидкому гасінні поля виникає, наприклад, при внутрішніх ушкодженнях в генераторі. В цьому випадку із-за тривалого за інерцією вибігання відключеної машини в її внутрішніх контурах продовжує наводитися е.р.с., яка підтримує електричну дугу в місці короткого замикання і викликає великі руйнування міді обмотки і сталі статора. Просте відключення кола збудження неприпустимо, оскільки при цьому із-за малої ємності C_B і великої індуктивності L_B в обмотці збудження генератора виникнуть небезпечні для її ізоляції перенапруження:

$$U_B = I_B \sqrt{\frac{L_B}{C_B}}. \quad (2.4)$$

АГП запобігають цим перенапруженням, перемикаючи обмотку збудження на гасильний опір, в якому розсіюється енергія поля або на спеціальні дугогасильну решітку (рис.2.4), в які втягується дуга з дугогасильних контактів автомата; тут вона швидко гасне, розбиваючись на декілька коротких дуг.



- 1 — синхронний генератор; 2 — обмотка збудження; 3 — збудник; 4 — дугогасильні решітки; 5 — головні контакти АГП;
6 — дугогасильні контакти АГП

Рисунок 2.5 - Схема гасіння поля з дугогасильною решіткою

Автомати гасіння поля повинні відповідати наступним вимогам: час гасіння поля має бути можливий малим, а перенапруження на обмотці збудження не повинні досягати небезпечних значень.

2.1.5. Паралельна робота

Вмикання генераторів на паралельну роботу з іншими генераторами може здійснюватися як способом точної синхронізації, так і способом самосинхронізації. Правилами технічної експлуатації спосіб самосинхронізації дозволяється для усіх

турбогенераторів з непрямим охолодженням, працюючих у блоковій схемі, а також для усіх гідрогенераторів і синхронних компенсаторів з розгінними двигунами.

У аварійних умовах при необхідності швидкого введення резерву потужності або за відсутності свідчень частотоміра вмикання на паралельну роботу усіх генераторів незалежно від способу охолодження може робитися самосинхронізацією.

Перед включенням генератора в мережу обов'язкова перевірка правильності чередування фаз мережі і генератора, що підключається. При неправильному чередуванні фаз включення генератора супроводжується виникненням електромагнітного моменту, протилежного моменту, що розвивається турбіною, а також появою надмірних струмів в статорі генератора. Результатом може бути не лише ушкодження генератора, але і поломка валу турбіни.

Перевірку правильності чередування фаз потрібно виконувати при першому включенні генератора, а також після проведення ремонтних робіт в його первинних ланцюгах.

Для потужних блокових станцій спосіб самосинхронізації допустимий, проте виграш в часі в порівнянні з тривалістю пуску теплового блоку зникаюче малий. Тому нині в нормальних умовах на усіх електростанціях, як правило, застосовується спосіб точної синхронізації, а, самосинхронізація може застосовуватися лише в аварійних умовах, наприклад після втрати генератором збудження, при включенні резервних гідрогенераторів, при трифазному АПВ.

2.1.6. Нормальні режими генераторів

Під нормальними режимами генератора мають на увазі такі режими, в яких він може тривало працювати без обмежень. До таких режимів відноситься, наприклад, номінальний режим, для якого генератор призначений і який вказаний на його щитку. До нормальних відносяться також усі режими з неповним (частковим) навантаженням і режими зі змінним регульованим навантаженням за умови, що в процесі зміни навантаження основні параметри генератора не відхиляються за межі допустимих значень.

Основними параметрами генератора є повна потужність S , напруга $U_{\text{ст}}$ і струм $I_{\text{ст}}$ статора, струм ротора $I_{\text{в}}$, коефіцієнт потужності $\cos\phi$, частота f , температура $t_{\text{охл}}$ і тиск $P_{\text{охл}}$ середовища, що охолоджує.

При тривалому сталому номінальному режимі усі ці параметри повинні підтримуватися практично незмінними. При відхиленні температури і тиску середовища, що охолоджує, у бік погіршення охолодження тривало допустимі струми статора і ротора мають бути зменшені настільки, щоб тепловий режим генератора залишився незмінним і температура його окремих елементів практично зберегла своє стає значення.

Напруга генератора має бути практично симетричною і синусоїдальною, тобто напруга зворотної послідовності не повинна перевищувати 1%, а коефіцієнт синусоїдальності — 5%. Відхилення напруги статора допускаються в межах $\pm 5\%$, і при цьому генератор повинен тривало працювати з повною номінальною

потужністю, хоча для досягнення цієї потужності при 95% напрузі підвищується струм статора, а при 105% — відповідно струм ротора.

Допустимість пониження напруги більше ніж на 5% обов'язково перевіряється з точки зору стійкості, і якщо при цьому генератор матиме достатній запас стійкості (не менше 10%), то все одно потужність його має бути понижена, оскільки струм статора за умовами нагріву обмотки статора не слід підвищувати понад 105% номінального значення.

Підвищення напруги понад 105% небезпечне, бо внаслідок великого насичення сталі в сучасних генераторах навіть незначний підйом напруги вище допустимого призводить до зростання магнітної індукції, різкого (у декілька разів) збільшення потоків розсіяння і появи в ребрах корпусу генератора і в інших конструктивних елементах дуже великих паразитних струмів.

Оскільки зміни частоти, що нормально допускаються в експлуатації, не повинні перевершувати $\pm 0,2\%$ за Правилами технічної експлуатації (ПТЕ), зменшення навантаження генераторів при цих відхиленнях частоти не потрібно.

Значно більший вплив на повну і активну потужність генератора роблять зміни коефіцієнта потужності — це можна бачити на діаграмі потужностей турбогенератора, в режимах зі зниженими коефіцієнтами потужності машина з навантаженням, обмеженим струмом ротора, може видавати лише знижену в порівнянні з номінальною повну потужність при зменшеному значенні струму статора через сильну розмагнічуючу дію реакції статора. При урахуванні насичення ця потужність ще зменшиться. Таким чином, в чисто компенсаторному режимі генератор здатний розвивати тільки близько 70% повної потужності.

2.2. Трансформатори і автотрансформатори

2.2.1. Типи трансформаторів і їх параметри

Силові трансформатори, як і синхронні генератори, є основним електричним устаткуванням, що забезпечує передачу і розподіл електроенергії від електричних станцій до споживачів.

На електричних станціях і підстанціях встановлюють трансформатори, що підвищують і знижують напругу для живлення споживачів і для зв'язку з енергосистемою.

Зважаючи на те, що в мережах енергосистем існує декілька ступеней трансформації, кількість трансформаторів і їх потужність у декілька разів перевершують кількість і встановлену потужність генераторів. Нині на кожен встановлений кіловат генераторної потужності доводиться 7-8 КВ-А трансформаторної потужності.

У енергетичних системах переважно застосовуються двох— і триобмоткові трифазні трансформатори. Триобмоточні трансформатори встановлюють в тих випадках, коли на електростанції (підстанції) живлення споживачів і видача потужності робиться на двох рівнях напруги — середньому і високому (СН і ВН) або середньому і низькому (СН і НН). Установка триобмоткових трансформаторів

замість двох двообмоткових економить площі, матеріали і капітальні вкладення, а також скорочує втрати енергії при експлуатації. Два двообмоткові трансформатори встановлюють тільки за відсутності перспективи розвитку навантаження на другій напрузі і при загальному її значенні, меншому 10-15% потужності трансформатора.

Також з економічних причин переважна установка трифазних трансформаторів. Їх вартість, витрата активних матеріалів (міді і сталі) на 20-25%, а втрати енергії при експлуатації на 12-15% менше, ніж в групі однофазних трансформаторів рівної потужності.

Нині разом з триобмотковими трансформаторами велике розповсюдження отримали автотрансформатори. Принципова схема АТ приведена на рис.2.6.

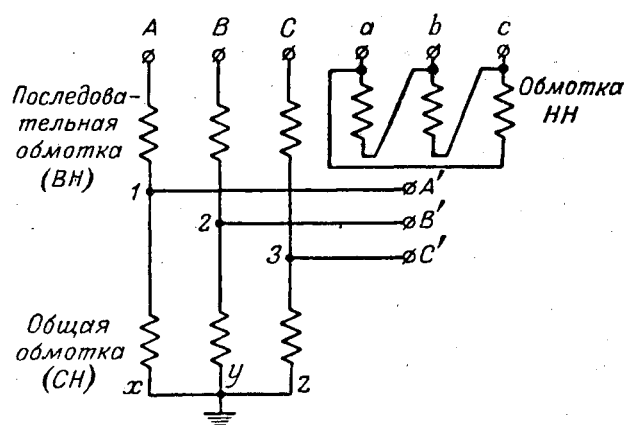


Рисунок 2.6 - Принципова схема автотрансформатора

Частина обмотки вищої напруги, що розміщена між точками А-1, В-2, С-3, називається послідовною обмоткою, інша частина 1-х, 2-у, 3-з носить назву загальної обмотки і відповідає середній напрузі. Крім того, є обмотка нижчої напруги. Таким чином, обмотки ВН і СН мають загальну нульову точку і пов'язані між собою електрично. Уявимо собі передачу потужності з боку ВН в системи СН і НН.

Номінальною потужністю автотрансформатора називається добуток з напруги $U_{ВН}$ на струм I_B , що проходить в послідовній обмотці, тобто.

$$S_H = \sqrt{3} U_{ВН} \cdot I_B. \quad (2.5)$$

Окрім номінальної потужності, автотрансформатори характеризуються типовою потужністю $S_{тип}$, яка відображає економічну сторону конструкції АТ, тобто витрата активних матеріалів

$$S_{тип} = S_H \left(1 - \frac{1}{k_{ВН-СН}} \right) = \alpha \cdot S_H; \quad (2.6)$$

де $k_{ВН-СН}$ — коефіцієнт трансформації між вищою і середньою напругами.

Величина, що знаходиться в дужках і прирівняна α , називається коефіцієнтом вигідності. Встановлено, що автотрансформатори мають економічні переваги перед триобмотковими трансформаторами, якщо коефіцієнт вигідності близький до 0,5 або менше. На сучасних великих електростанціях часто застосовують для зв'язку двох

вищих напруг автотрансформатори, що мають істотні техніко-економічні переваги у порівнянні із звичайними трансформаторами. Їх вартість, витрата активних матеріалів (міді і сталі) і втрати енергії при експлуатації значно нижчі, ніж у звичайних трансформаторів з тією ж номінальною потужністю. Гранична потужність автотрансформаторів також може бути значно більше, чим звичайних, оскільки їх маса і габарити менші. До недоліків автотрансформаторів відносять деяке ускладнення релейного захисту і регулювання напруги із-за наявності в них не лише електромагнітного, але і гальванічного зв'язку між обмотками різної напруги, а також необхідність глухого заземлення нейтралі, що призводить до збільшення струмів к.з., і велику небезпеку атмосферних перенапружень із-за електричного зв'язку обмоток ВН і СН.

Третя обмотка призначена для компенсації струмів третьої гармоніки і використовується для живлення споживачів, приєднання синхронного компенсатора або навіть генератора. Мінімальна потужність триобмоткових автотрансформаторів 220, 330 і 500 кВ рівна відповідно до 32, 63 і 125 МВ·А.

Для зв'язку між системами 110 і 35 кВ автотрансформатори не вигідні, оскільки

$$\alpha = 1 - \frac{1}{110:35} = 0,68.$$

Слід зазначити, що автотрансформатори на напругу 110/35 кВ не виконуються ще і з іншої причини, а саме внаслідок різних режимів роботи нейтралей, що використовуються у вказаних системах. При розземненні нейтралі АТ на стороні 110 кВ, як це показано нижче, в мережі 35 кВ може за визначених умов виникнути неприпустима підвищена напруга.

Існують два основні виконання АТ; у першому випадку обмотки ВН і СН, тобто послідовна і загальна, розраховуються на потужність, рівну S_H , у другому, розрахункова потужність обмотки СН складає 50-72,5% від S_H . Обмотка нижчої напруги обирається на 50-66,7% S_H . Таким чином, співвідношення потужностей обмоток АТ для першого варіанту може бути рівним 100%/100%/50 - 66,7%, а для другого 100%/50-72,5%/50%.

Як виняток розрахункова потужність обмотки НН може бути і менше 50%, це буває в тих випадках, коли обмотка НН використовується тільки як компенсаційна або коли споживання на стороні НН дуже мало. Але мінімальна розрахункова потужність обмотки НН не виконується нижче чим на 25% S_H .

Кожен трансформатор характеризується номінальними даними: потужністю, струмами первинної і вторинної обмоток, втратами холостого ходу ΔP_{xx} втратами короткого замикання $\Delta P_{кз}$ (чи втратами в міді), напругою короткого замикання $\Delta P_{к.з.}$ струмом холостого ходу $I_{х.х}$, а також групою з'єднання.

Напругою короткого замикання трансформатора називають напругу, яку необхідно підвести до однієї з обмоток при замкненій накоротко інший, щоб, в останній протікав номінальний струм. Ця напруга у відсотках від номінального, віднесена до потужності найбільш потужної обмотки, дається в каталогах і складає залежно від потужності трансформатора 4,5-12%.

Струмом холостого ходу називають струм, який при номінальній напрузі встановлюється в одній обмотці при розімкненій іншій. Втрати холостого ходу ΔP_{xx} визначаються струмом вираженим у відсотках від номінального струму відповідної обмотки.

Групою з'єднання називають кутовий (кратний 30°) зсув векторів між однойменною вторинною і первинною лінійною напругою обмоток трансформатора. На електричних станціях і підстанціях найбільше поширення отримали наступні схеми і групи з'єднань двообмоткових трансформаторів : «зірка — зірка» -Y/Y-0 Y/Y-6; «зірка — трикутник» -Y/ Δ -1, Y/ Δ -11, Y/ Δ -7, Y/ Δ -5. В триобмоткових трифазних трансформаторах найчастіше застосовується з'єднання «зірка — зірка — нуль — трикутник» Y/Y — 0/ Δ — 11.

Номінальна напруга первинної і вторинної обмоток трансформатора відповідає напрузі холостого ходу. При роботі під навантаженням з напругою первинної обмотки, рівній номінальній, напруга вторинної обмотки буде менше на величину втрати напруги в трансформаторі.

Коефіцієнт трансформації трансформатора визначається по відношенню номінальної напруги первинною і вторинною обмоток. У триобмоткових трансформаторах коефіцієнт трансформації визначається для кожної пари обмоток : ВН і НН; ВН і СН; СН і НН.

Номінальними струмами трансформатора є струми, що відповідають роботі трансформатора з номінальними потужностями і напругою.

Напруга короткого замикання u_k характеризує повний опір трансформатора Z і зазвичай виражається у відсотках номінальної напруги :

$$u_k\% = \frac{U_k}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{u_a^2 + u_p^2}}{U_H} \cdot 100. \quad (2.7)$$

Оскільки реактивний опір трансформатора значно вищий за активний, то приблизно вважають

$$u_k \approx u_p \approx x_{tr}. \quad (2.8)$$

Струм холостого ходу I_{xx} є також важливою характеристикою трансформатора, оскільки по його номінальному значенню можна судити про споживання реактивної потужності на намагнічення. Звичайне значення струму холостого ходу задається у відсотках номінального струму трансформатора. Відносно його значення падає зі збільшенням потужності і напруги: у трансформаторів 10—35 кВ струм I_{xx} рівний 2,0-2,5%, у трансформаторів 220-500 кВ — 0,5-0,3%.

Не менш важливими є показники економічності роботи трансформатора. Оскільки к.п.д. трансформатора залежить від навантаження, прийнято характеризувати його економічність окремо постійними втратами (втрати в сталі) $\Delta P_{x,x}$ і втратами в міді при повному навантаженні $\Delta P_{k,3}$. В заводських каталогах і в ДСТУ значення втрат вказується безпосередньо в кіловатах.

Таблиця 2.1 - Технічні дані двобмоткових трансформаторів 110 кВ

Тип трансформатора	Номінальна потужність, Мва	Низька напруга, кВ	Напруга к.з., % U _н	Втрати к.з., кВт	Втрати холостого ходу, кВт	Струм холостого ходу, % I _н	Розміри, м		
							довжина	ширина	висота
Трифазні									
ТМГ-5600/110	5,6	3—35	10,5	62,5	25,5	4,5	5,0	4,45	4,7
ТМГ-7500/110	7,5	3—35	10,5	77	33	4	5,5	4,4	5,0
ТДГ-10000/110	10	3—35	10,5	97,5	38,5	3,5	5,4	4,4	5,2
ТДГ-15000/110	15	6—35	10,5	133	50	3,5	5,9	4,5	5,65
ТДГ-20000/110	20	6—35	10,5	163	60	3	5,6	4,45	5,9
ТДГ-31500/110	31,5	6—35	10,5	200	86	2,7	6,45	4,6	6,0
ТДГ-40500/110	40,5	6—35	10,5	222	115	2,6	6,85	4,7	6,6
ТДГ-45000/110	45	6—35	10,85	246	116	2,25	7,0	5,0	6,35
ТДГ-60000/110	60	6—35	11,5	300	150	3,6	7,5	5,0	7,0
ТДГ-70000/110	70	6—13,8	13	390	135	3,5	8,5	5,0	7,25
ТДГ-75000/110	75	6—13,8	10,5	400	165	4	7,85	5,6	7,4
ТДЦГ-90000/110	90	10—13,8	10,5	410	190	3,65	6,9	4,3	7,2
ТДЦГ-120000/110	120	10—13,8	10,5	500	220	3,5	7,7	4,25	6,85
ТДЦГ-180000/110	180	13,8—18	10,5	680	420	3,2	8,5	5,1	7,3
ТДЦГ-240000/110	240	13,8—18	10,5	700	540	3,5	9,4	5,45	6,8
Однофазні									
ОДГ-10500/110	10,5	3—10	10,5	81,5	29,5	3,3	4,1	4,4	5,45
ОДГ-20000/110	20	6—10	10,5	129	47	2,85	5,55	4,7	6,1
ОДГ-40000/110	40	6—13,8	10,5	216	84	2,5	6,4	4,5	7,1
ОДГ-50000/110	50	10—13,8	10,5	222	107	2	6,1	4,7	7,4

Таблиця 2.2 - Технічні дані триобмоткових трансформаторів 110/35/6-10 кВ із співвідношенням потужностей обмоток 100%/100%/100%

Тип трансформатора	Номінальна потужність, Мва	Втрати к.з., кВт	Втрати холостого ходу, % U_H	Струм холостого ходу, % I_H	Розміри, м		
					довжина	ширина	висота
Трифазні							
ТМТГ-5600/110	5,6	69,5	30	5	5,49	4,6	5,1
ТМТГ-7500/110	7,5	82	35	4,6	6,46	4,6	5,2
ТДТГ-10000/110	10	97	45	4,4	5,73	4,6	5,3
ТДТГ-15000/110	15	132	63	4	5,88	4,7	5,4
ТДТГ-20000/110	20	163	76	3,5	6,0	4,7	5,6
ТДТГ-31500/110	31,5	233	110	3	6,5	4,9	6,4
ТДТГ-40500/110	40,5	300	130	3	6,92	4,9	7,1
ТДТГ-60000/110	60	410	150	3	8,12	5,2	7,7
ДДТГ-75000/110	75	530	170	4	8,76	5,76	7,86
Однофазні							
ОДТГ-10500/110	10,5	96,5	35,5	3,6	4,02	4,6	5,5
ОДТГ-13500/110	13,5	116	41	3	4,16	4,7	5,5
ОДТГ-20000/110	20	147	59	2,8	5,25	4,8	5,8
ОДТГ-40000/110	40	248	100	2,6	6,7	4,7	7,0

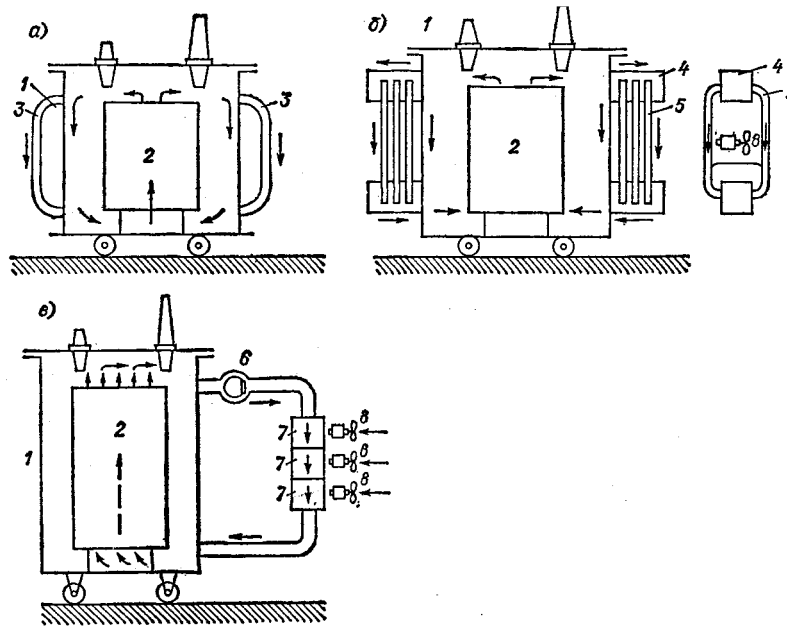
2.2.7. Охолодження трансформаторів

Втрати енергії, що виділяються в сталі магнітопровода і в міді обмоток трансформаторів при їх роботі, перетворюються на теплоту і викликають нагрів їх частин. Так само як в генераторах, граничний нагрів трансформаторів обмежується ізоляцією, термін служби якої залежить від температури нагріву — ГОСТ 11677-75.

У трансформаторах застосовуються виключно системи поверхневого охолодження, причому середовищем, що охолоджує, є масло або повітря.

Природне повітряне охолодження, при якому теплота нагрітих магнітопровода і обмоток відводиться в довкілля шляхом конвекції і випромінювання, застосовується обмежено зважаючи на його малу ефективність. Потужність сухих трансформаторів з такою системою охолодження не перевершує 1,6 МВА при напрузі до 15 кВ. Ці трансформатори мають підвищені габарити і з цієї причини не мають широкого поширення.

Більша частина трансформаторів охолоджується маслом, яке одночасно виконує ізолюючі функції. Виймальна частина трансформатора поміщається у бак спеціальної конструкції, заповнений маслом, яке, нагріваючись теплотою, що виділилася в обмотках і магнітопроводі, піднімається вгору, під кришку бака.



1 — бак; 2 — виймальна частина; 3 — поверхня, що охолоджує; 4 — колектор; 5 — трубчастий радіатор; 6 — насос; 7 — радіатори; 8 — вентилятори

Рисунок 2.7 — Системи охолодження трансформаторів : а — типу М; б — типу Д; в — типу ДЦ

Залежно від потужності в трансформаторах застосовують різні види охолодження : природне масляне (М); масляне з повітряним дуттям (Д); те ж, з примусовою циркуляцією масла (ДЦ); масляно-водяне з природною циркуляцією масла (МВ), то ж, з примусовою циркуляцією масла (Ц); з природним повітряним охолодженням в трансформаторах з сухою ізоляцією (С), з негорючим діелектриком (Н).

Види охолодження вказуються в позначеннях заводського типу трансформаторів. При цьому букви і цифри означають: Т-трифазний або О — однофазний; Р - наявність розщепленої обмотки НН; Н — виконання однієї з обмоток з пристроєм РПН. Після буквеного позначення типу трансформатора в чисельнику дробу вказується номінальна потужність (кВ·А), в знаменнику - величина напруги обмотки ВН (кВ). Наприклад, трансформатор типу ТРДН-25000/110 представляє собою двообмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою НН, охолодження масляне з дуттям і природною циркуляцією масла, з пристроєм РПН потужністю 25000 кВА, напругою обмотки ВН 110 кВ.

2.2.8. Регулювання напруги трансформаторів

Під регулюванням напруги трансформаторів за величиною слід розуміти зміну номінального коефіцієнта трансформації. Воно досягається зміною числа включених витків на стороні вищої напруги трансформатора, шляхом застосування на стороні вищої напруги ВН декількох додаткових виводів як у бік підвищення, так і пониження напруги.

У обмотці нижчої напруги додаткові виводи не робляться, оскільки великі струми на стороні НН викликали б ускладнення конструкції перемикаючих пристроїв.

Величина напруги, що виражається зазвичай у відсотках, між двома сусідніми виводами обмотки ВН називається ступенем регулювання.

Регулювання напруги трансформатора за величиною називається інакше подовжнім регулюванням, воно може робитися після відключення трансформатора або під час його роботи. У першому випадку має місце регулювання напруги без навантаження, у другому — під навантаженням. Розглянемо спочатку перше з цих виконань.

У трансформаторах з високою напругою, що не перевищує напруги генераторів, тобто до 20 кВ включно, окрім основного виводу, в обмотці ВН передбачають тільки два додаткові виводи із шагом в 5%, і номінальний коефіцієнт трансформації таких понижувальних трансформаторів зображується, наприклад, наступним чином:

$$6\pm 5\%/0,4—0,23;$$

Відгалуження виконуються зазвичай в нейтралі (рис.2.8) і виводяться на кришку бака.

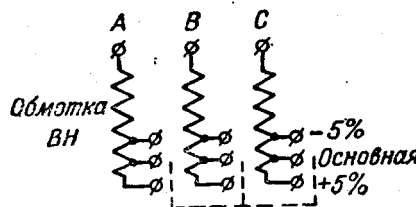


Рисунок 2.8 - Додаткові виводи невеликих трансформаторів, виконані в нульовій точці

Потужніші трансформатори 35 кВ і усі трансформатори на 110 кВ і вище обладнаються чотирма додатковими виводами із ступенем 2,5%, з яких два ступені у бік підвищення напруги і дві — у бік пониження.

У таких трансформаторів є можливість змінювати напругу у бік підвищення на 2,5% і на 5%, у бік пониження на 2,5% і на 5%. Для понижувальних трансформаторів розподіл додаткових виводів може бути виконаний інакше: + 2,5% та -3×2,5%. Для зручності перемикачів з одного виводу на інший при чотирьох додаткових виводах застосовується спеціальний перемикач, схема якого для однієї фази А приведена на рис. 2.9. Обмотка ВН розділена на дві частини, в кожній з них зроблено по три виведення А6-А4-А2 у верхній половині і А3-А5-А7 — в нижній. Висновки. А4 і А5, будучи сполучені, відповідають номінальному коефіцієнту трансформації трансформатора пій холостому ході, т. е. представляють вивід.

Перемикання на виводи А2 і А3 пов'язане зі збільшенням числа включених витків і напруга на стороні ВН підвищуватиметься, перемикання на А6 і А7 відповідає пониженню напруги, оскільки число витків обмотки ВН, що відмикаються при цьому, зменшиться.

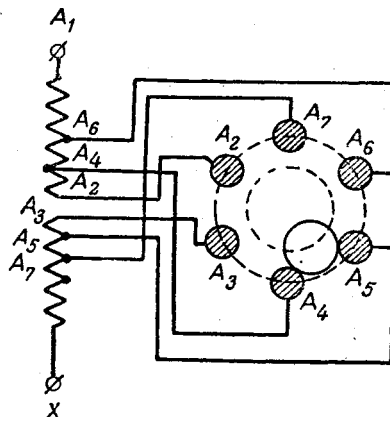


Рисунок 2.9 - Схема перемикача додаткових виводів у великих трансформаторів

Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) застосовують на електричних станціях і районних підстанціях. Регулювання напруги трансформаторів при відключеному навантаженні (ПБВ) роблять на підстанціях промислових підприємств.

Регулювання напруги без навантаження можливе тільки при сезонному регулюванні, оскільки при різких коливаннях добових навантажень відключення трансформатора по декілька разів на добу практично нездійсненно.

При вбудованому РПН перемикач відгалужень розміщується в самому баку трансформатора або автотрансформатора. Пристрої РПН виконуються на значно більший діапазон регулювання (до $\pm 20\%$), чим ПБВ, і на більше число ступіней. Збільшення числа ступіней підвищує плавність регулювання і полегшує роботу контакторів, що комутують струм навантаження.

2.2.9. Навантажувальна здатність

Номінальні струми обмоток трансформатора вказують в каталогах. Під номінальним слід розуміти навантаження, рівне номінальному струму (номінальній потужності), яку трансформатор може нести безперервно впродовж усього терміну служби за номінальних температурних умов. Ці умови відповідають максимальній температурі ($+40^{\circ}\text{C}$) і середньорічний ($+5^{\circ}\text{C}$) при установці трансформатора на відкритому повітрі.

В процесі роботи трансформатора ізоляція його зношується. На старіння і термін служби ізоляції трансформатора основний вплив чинить температура нагріву його обмоток, залежна від навантаження і умов охолодження. Для трансформаторів, що встановлюються в місцевостях з максимальною температурою повітря $+40^{\circ}\text{C}$, температура (перегрів) обмоток не повинна перевищувати температуру повітря більш ніж на $+65^{\circ}\text{C}$. Таким чином, найбільша допустима температура нагріву обмоток складає $40 + 65 = 105^{\circ}\text{C}$.

Якби трансформатор увесь час працював при температурі нагріву обмоток, рівній 105°C , то термін його служби був би менше двох років. У дійсних умовах

роботи трансформаторів температура навколишнього повітря змінюється як протягом доби, так і по сезонах. Якщо при цьому температура нагріву обмоток змінюється від $+105^{\circ}\text{C}$ до деякого меншого значення, то зменшується знос ізоляції обмоток, а термін служби трансформатора збільшується. За номінальних температурних умов охолодження і номінального навантаження термін служби трансформатора складає приблизно 20-25 років. Температура нагріву трансформатора зазвичай контролюється по температурі верхніх шарів масла. Ця температура за правилами технічної експлуатації не повинна перевищувати $+95^{\circ}\text{C}$ для систем охолодження М та Д.

Можливість перевантажень трансформатора — витікає з того, що останній практично ніколи не несе стабільне навантаження, рівне його номінальній потужності, а в певні години доби буває недовантажений. Цим самим довготривалість роботи його ізоляції недовикористовується.

Можливість експлуатаційних перевантажень заснована не лише на наявності добових, але і сезонних тривалих недовантажень. Звідси виведено два види допустимих експлуатаційних перевантажень. Перший з них заснований на викладеній вище природній перевантажувальній здатності трансформатора внаслідок неповного його використання протягом доби.

Величина перевантаження першого виду визначається за кривими, зображеними на рис.2.10. На них дано сімейство кривих, що відносяться до різних коефіцієнтів навантаження добового графіку. По осі абсцис відкладена тривалість перевантаження у годинах. На осі ординат відлічується допускаємий коефіцієнт завантаження трансформатора, що дорівнює k_3 .

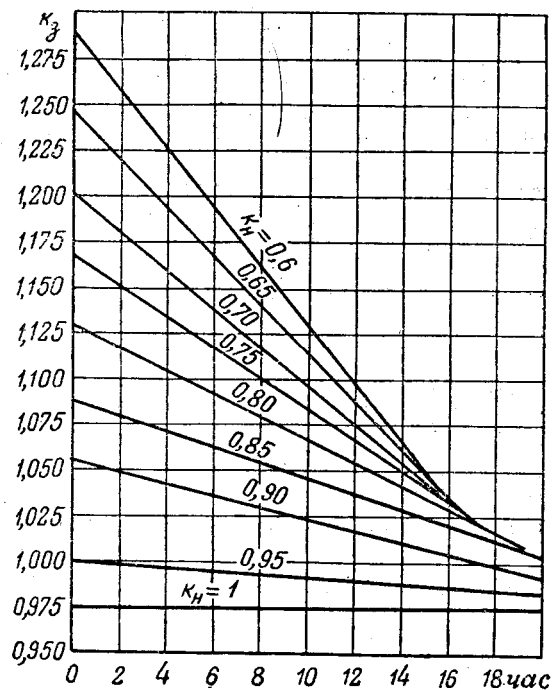


Рисунок 2.10 - Криві для визначення перевантаження трансформаторів

Визначивши його, можна знайти навантаження, що допускається, в кіловольт-амперах

$$S_3 = k_3 S_H.$$

Визначення цього виду перевантаження за перевантажувальними кривими зручно при проектуванні нових установок. В експлуатації можна користуватися табл.2.3, приведений в правилах технічній експлуатації, де для того або іншого перевантаження дається допустима її тривалість залежно від температури верхніх шарів масла у баку трансформатора.

Другий вид перевантаження, що враховує перевантаження трансформаторів в періоди літніх максимумів, іноді називають одновідсотковим правилом, оскільки на 1% літнього недовантаження до S_H трансформатора в зимові максимуми його можна перевантажити на 1% понад S_H , проте не більше 15%.

Перевантаження по обох видах підсумовуються але загальне перевантаження не повинне перевищувати 30% понад S_H .

Експлуатаційні перевантаження мають місце в тих випадках, коли встановлюється один трансформатор на підстанції або один трансформатор зв'язку на ТЕЦ. При короткочасних, до 3 годин, зимових максимумах недоцільно вибирати номінальну потужність трансформатора по цьому максимуму, оскільки в інші години доби трансформатор дуже слабо використовуватиметься.

При зниженому передаварійному навантаженні тривале аварійне перевантаження може бути збільшене, наприклад в ГОСТ 14209-69 є така вказівка:

«...у аварійних випадках, якщо коефіцієнт початкового навантаження не більше 0,93, трансформатори з системами охолодження М, Д, ДЦ і Ц допускають протягом не більше 5 діб перевантаження на 40% понад номінального струму на час максимуму навантаження загальної тривалості не більше 6 годин...».

Таблиця 2.3 — Допустима тривалість перевантаження трансформатора
(години — хв)

Навантаження трансформатора по відношенню до S_H	Перегрівання верхніх шарів масла безпосередньо перед включенням збільшеного навантаження						
	18° С	24° С	30° С	136° С	42° С	48° С	54° С
1,00	—	-	(тривало)		—	—	—
1,05	5—50	5—25	4—50	4—00	3—00	1—30	-
1,10	3—50	3—25	2—50	2—10	1—25	0—10	-
1,15	2—50	2—25	1—50	1—20	0—35	-	-
1,20	2—05	1—40	1—15	0—45	—	-	-
1,25	1—35	1—15	0—50	0—25	-	-	-
1,30	1—10	0—50	0—30	-	-	-	-
1,35	0—55	0—35	0—15	-	-	-	-
1,40	0—40	0—25	-	-	-	-	-
1,45	0—25	0—10	—	—	-	-	-
1,50	0 15	-	-	-	-	-	-

Застосовуючи цю вказівку на практиці слід обов'язково перевіряти режим трансформатора по допустимій граничній температурі.

Тому при перевантаженні трансформатора на 40% необхідно в літній час приймати міри для додаткового охолодження (змочування бака водою, установка додаткових радіаторів).

2.2.10. Паралельна робота трансформаторів

При паралельній роботі двох або декількох трансформаторів мають бути виконані наступні умови.

1. Номінальна напруга на високій і низькій стороні має бути однакою. Допускається різниця коефіцієнтів трансформації не більше 0,5%.
2. Групи з'єднання обмоток мають бути однаковими.
3. Напруга короткого замикання має бути однакою. Допускається відхилення від середнього значення u_k не більше ніж на $\pm 10\%$.
4. Не рекомендується паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей, більше у три рази.

Група з'єднань обмоток визначається кутом зсуву векторів лінійної і фазної напруги первинних і вторинних обмоток. Початковою є векторна діаграма напруги на первинній стороні.

2.2.6. Струмообмежуючі реактори

Вони призначені для обмеження струму короткого замикання. Реактор є котушкою з великим індуктивним і малим активним опорами і характеризується номінальним струмом $I_{p,ном}$ номінальною напругою $U_{p,кому}$ і індуктивним опором $x_p\% = (\sqrt{3} x_p \cdot I_{p,ном} / U_{p,кому}) 100\%$, де $x_p = \omega L_p \cdot 10^{-3}$ Ом — індуктивність реактора, мГн).

Щоб індуктивність котушок реакторів не залежала від величини струму, що протікає по обмоткам, реактори виконують без сталевих сердечників. Це необхідно, оскільки насичення сердечника при великих струмах призводило б до зменшення індуктивного опору, а отже, до зниження обмеження струму короткого замикання.

Реактори бетонні типу РБ складаються з трьох однакових котушок з мідним дротом; котушки зміцнюють на каркасі. Обмотку бетонного реактора РБАМ виконують з гнучкого багатожильного алюмінієвого проводу, ізолюваного кабельним папером і бавовняним обплетенням, укладають її на спеціальному каркасі горизонтальними і вертикальними рядами і зміцнюють на бетонних колонах. Після затвердіння бетону котушку реактора сушать у вакуумі і потім просочують лаком.

Бетонні реактори РБА, РБАМ, РБАС, РБАСМ призначення для установки в закритих приміщеннях РП напругою 6-10 кВ. Коливання температури в приміщенні реакторів мають бути такими, щоб реактори не покривалися вологою (інеєм, росою і т. п.).

Установка реакторів тільки в закритих приміщеннях обмежує їх застосування в комплектних розподільних пристроях зовнішньої установки (КРУН). Тому були розроблені конструкції реакторів для зовнішньої установки, де застосовують дроти з ізоляцією з поліетилену, склотканини, фторопластової стрічки, а бетон покривають

спеціальною емаллю, кремнійорганічною рідиною або іншими атмосферостійкими покриттями.

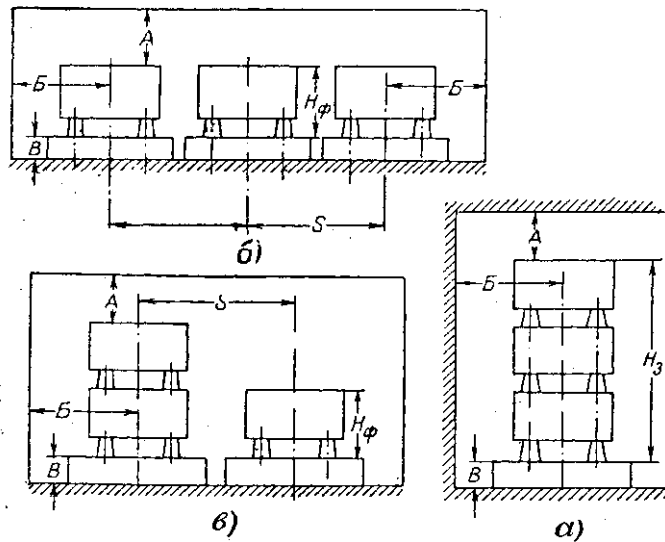
Останнім часом застосовують здвоєні реактори РБАС і РБАСМ. Конструкція їх аналогічна конструкції звичайного реактора, з тією лише різницею, що у перших є вивід від середньої точки його обмотки, що розділяє її на дві половини з однаковим числом витків. У здвоєних реакторах джерело живлення може бути приєднане до середньої точки, а споживачі крайнім, або навпаки.

Перевагою здвоєного реактора є також те, що залежно від вживаної схеми включення і направлення струмів реактивний опір його може збільшуватися або зменшуватися. Цю властивість здвоєного реактора зазвичай використовують для зменшення падіння напруги в нормальному режимі і обмеження струмів при короткому замиканні.

Слід зазначити, що застосування на підстанціях енергетичних систем трансформаторів з розщепленими обмотками дозволяє відмовитися від установки реакторів на лініях. При розподілі електроенергії на генераторній напрузі (ТЕЦ і станції, не пов'язані з системами) установка реакторів значно знижує величини струмів короткого замикання на лініях, зменшує вартість високовольтного устаткування і струмопровідних частин і підвищує надійність електропостачання.

Таблиця 2.4 - Технічні дані багатоамперних реакторів серії РБА

Тип реакторів	Расчетные данные			Устойчивость		Размеры			Конструкция	
	Реактивное сопротивление, Ом	Потери мощности одной фазы, кВт	Прокладная мощность, кВт	Термическая, ккал/сек	Динамическая, ккал	Наружный диаметр по бетону, мм	Высота фазы, мм	Высота трехфазного комплекта, мм	Вес фазы, кг	Способ установки
РБА-6-1500-5	0,116	6,1	15 570	62,7	61,5	1 245	—	3 030	1 030	В
РБА-6-1500-6	0,138	6,7	15 570	62,7	53,0	1 335	—	2 940	1 040	В
РБА-6-1500-8	0,185	8,5	15 570	64,0	41,4	1 235	—	3 120	860	В
РБА-6-1500-10	0,231	9,6	15 570	61,1	34,0	1 345	—	2 850	1 090	В
РБА-6-2000-6	0,104	8,3	20 760	93,8	66,9	1 515	710	—	940	Г
РБА-6-2000-8	0,138	10,8	20 760	89	53,0	1 235	1 070	—	970	Г
РБА-6-2000-10	0,173	12,4	20 760	83,5	43,8	1 330	1 070	—	1 010	Г
РБА-6-2000-12	0,208	13,5	20 760	93	37,4	1 440	1 070	—	1 050	Г
РБА-6-3000-8	0,092	12,9	31 140	144	73,4	1 620	890	—	1 090	Г
РБА-6-3000-10	0,116	15,5	31 140	137	61,5	1 555	890	—	1 200	Г
РБА-6-3000-12	0,138	18,1	31 140	136	53,0	1 475	1 160	—	1 300	Г
РБА-6-4000-8	0,069	16,0	41 520	191	90,9	1 620	1 070	—	1 260	Г
РБА-6-4000-10	0,087	18,1	41 520	139	77,1	1 780	1 070	—	1 450	Г
РБА-6-4000-12	0,104	22,0	41 520	172	129	1 565	1 070	—	1 530	Г
РБА-10-1500-6	0,231	10,1	25 950	59,4	53,2	1 295	—	3 975	1 320	В
РБА-10-1500-8	0,308	12,3	25 950	60,5	41,4	1 335	—	3 930	1 340	В
РБА-10-1500-10	0,385	14,8	25 950	61,6	48,2	1 310	—	3 930	1 220	В
РБА-10-2000-8	0,231	14,1	34 600	93,0	53,0	1 480	1 100	—	1 210	Г
РБА-10-2000-10	0,289	16,9	34 600	91,0	43,8	1 475	1 100	—	1 290	Г
РБА-10-2000-12	0,346	18,9	34 600	85,5	37,4	1 475	1 100	—	1 490	Г
РБА-10-3000-8	0,154	19,0	51 900	133	73,4	1 545	1 190	—	1 500	Г
РБА-10-3000-10	0,192	23,2	51 900	124	61,5	1 495	1 190	—	1 650	Г
РБА-10-3000-12	0,231	25,7	51 900	124	53,0	1 595	1 190	—	1 930	Г
РБА-10-4000-8	0,116	22,8	69 200	174	90,9	1 630	1 100	—	1 770	Г
РБА-10-4000-10	0,144	25,2	69 200	180	77,1	1 760	1 100	—	1 850	Г
РБА-10-4000-12	0,173	33,6	69 200	157	66,9	1 535	1 460	—	2 160	Г



а — вертикальна установка трьох фаз; б — горизонтальна установка трьох фаз;
в — змішана установка

Рисунок 2.11 - Монтажні розміри при установці реакторів

Вибір реакторів

Реактори вибирають по номінальних параметрах — напрузі U_n , тривалому номінальному струму $I_{дл.н.}$ і індуктивному опору x (у відсотках), а також перевіряють на термічну і динамічну стійкість при к. з.

Номінальний струм реактора вибирають по форсованому режиму. При визначенні номінального струму гілки здвоєного резистора рекомендується виходити з максимального навантаження цієї гілки з урахуванням форсованого режиму частини фідерів, приєднаних до реактора.

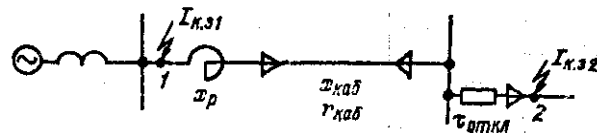


Рисунок 2.12 - Схема для вибору реактора

Головний параметр реактора — його індуктивний опір — вибирається з умови обмеження струмів к.з. до значення, при якому забезпечується термічна стійкість кабелів 6-10 кВ, що захищаються реактором, і динамічна і термічна стійкість комутаційних апаратів, встановлених на споживчих підстанціях.

Якщо $I_{к.32}$ — струм короткого замикання на шинах споживчої підстанції в точці 2 (рис.2.12), при якому забезпечується термічна і динамічна стійкість кабелів і комутаційних апаратів, $I_б$ — базисний струм, що дорівнює номінальному струму реактора, то повний опір кола к. з.

$$Z_{к.33} = I_б / I_{к.32}, \quad (2.9)$$

а реактивне

$$x_{к.32} = \sqrt{Z_{к.32}^2 - r_{к.32}^2}. \quad (2.10)$$

Звідси необхідний опір схеми до реактора (у відсотках) :

$$X_p^{\%} = (x_{к.32} - x_{к.31} - x_{каб}) 100, \quad (2.11)$$

де $x_{к.31}$ - індуктивний опір схеми до реактора, %;

$x_{каб}$ - індуктивний опір кабелю, %.

Залишкова напруга (у відсотках) на шинах при к.з. в точці 2.

$$U_{ост} = x_p \frac{I_{к.32}}{I_{дл.н}}. \quad (2.12)$$

Індуктивний опір секційних реакторів вибирається з умови підтримки напруги на шинах на допустимому рівні при к.з. на сусідній секції. Звичайне значення цього опору знаходиться в межах 8-12%.

Динамічна стійкість перевіряється тільки у тих бетонних реакторів, індуктивний опір яких менше 3%.

Таблиця 2.5 – Умови вибору реакторів

Параметр реактора	Умова вибору
Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_n$
Тривалий номінальний струм	$I_{роб.форс} \leq I_{дл.н}$
Номінальний струм динамічної стійкості	$I_y \leq I_{дин.с}$
Термічна стійкість	$\sqrt{B_k} \leq I_{т.н} \sqrt{\tau_{т.н}}$
Індуктивний опір	За умовами обмеження струмів короткого замикання

Контрольні питання до теми 2

1. Типи турбогенераторів та їх номінальні параметри.
2. Перелічити системи охолодження турбогенераторів.
3. Вимоги до систем збудження генераторів.
4. Принципова схема електромашинної системи збудження з генератором постійного струму
5. Призначення та принцип роботи автоматів гасіння поля.
6. Умови вмикання генератора на паралельну роботу з мережею.
7. Номінальні параметри трансформаторів електростанцій.
8. Системи охолодження трансформаторів.
9. Умови вмикання трансформаторів на паралельну роботу.
10. Конструкція та принцип роботи автотрансформаторів електростанцій.
11. Номінальні параметри реакторів.

Тема 3

СТРУМОПРОВІДНІ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК. ІЗОЛЯТОРИ І ЛІНІЙНІ ВВОДИ

3.1 Основні види провідників і місця їх установки

1. Жорсткі шини, смугові або коробчасті; при великих номінальних струмах на кожну фазу береться дві або три смуги, що становлять пакет шин. Коробчасті шини складаються з двох швелерів на фазу.

2. Гнучкі дроти, переважно сталевалюмінієві використовуються для ошиновки в колах підвищеної напруги від 35 кВ і вище для відкритих розподільних пристроїв.

3. Кабельні з'єднання з прокладенням усіх станційних і підстанцій силових кабелів в тунелях або каналах. Вертикальні прокладення виконуються в кабельних шахтах. Одиначні кабелі можуть прокладатися під перекриттями або по стінах на недоступній висоті. Ділянки таких кабелів, розташовані в доступних місцях, захищаються коробами або трубами. Оскільки усі вони прокладаються відкритим способом, то основним типом кабелів для вказаних з'єднань є броньовані кабелі у свинцевій або алюмінієвій оболонці, з мідними або алюмінієвими жилами зі знятим джутовим обплетенням, яке може спалахнути і викликати пожежу.

До споживачів кабелі прокладаються в основному в землі в траншеях, проте виведення їх в межах РП здійснюється часто в тунелях, розташованих в підземному поверсі РП. Для споживчих кабелів застосовуються броньовані кабелі типу СБ і АСБ-6 і 10 кВ з джутовим обплетенням, яке в межах кабельного тунелю РП знімається.

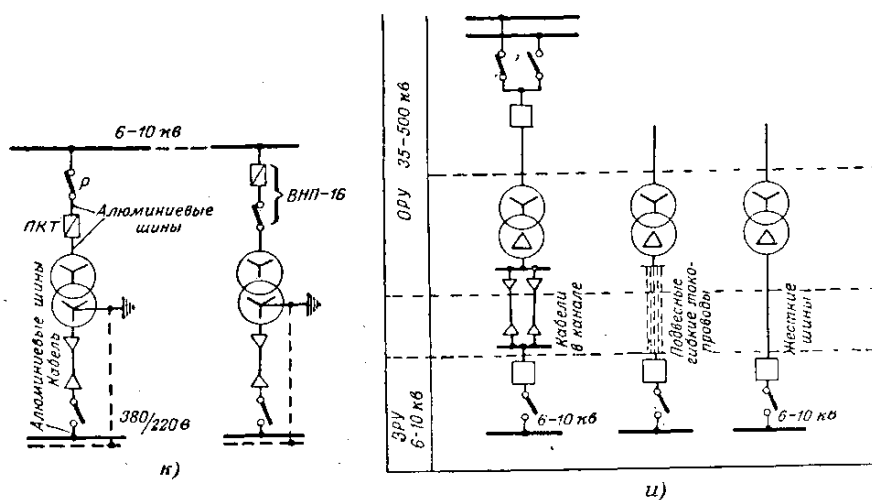
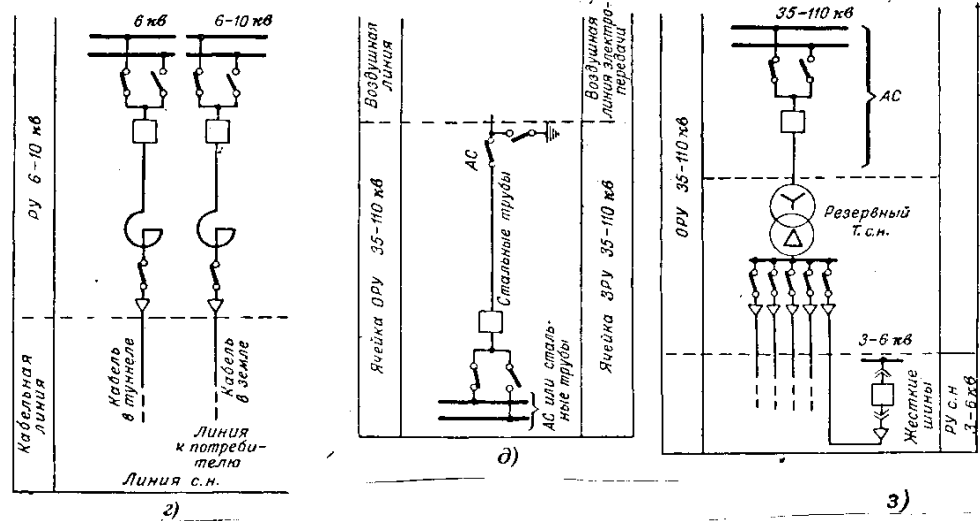
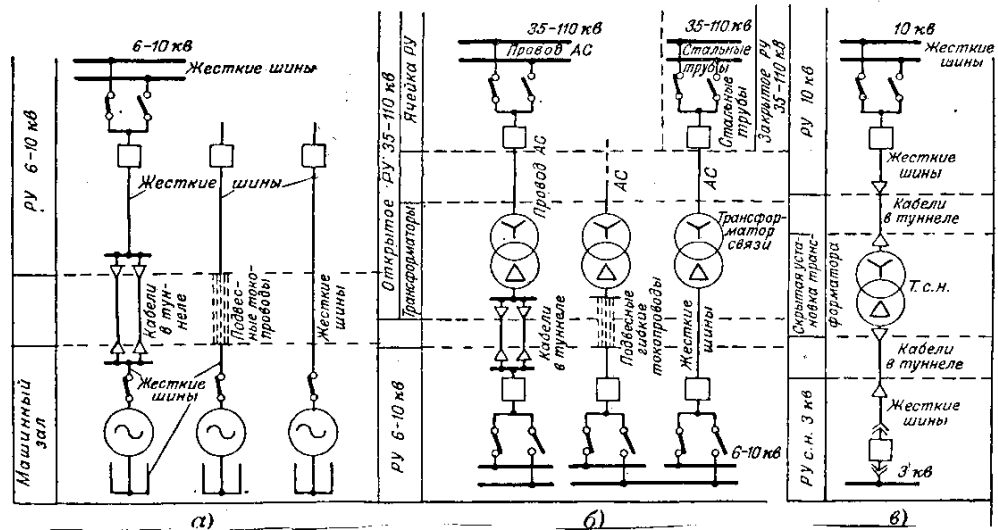
4. Підвісні гнучкі струмопроводи збираються із сталевалюмінієвих і алюмінієвих дротів і служать для багатоамперних з'єднань в колах генераторів і силових трансформаторів.

Вказані чотири типи провідників мають бути вибрані або перевірені за наступними основними параметрами.

Жорсткі шини — в загальному випадку обираються по чотирьох параметрах: 1) за економічною щільністю струму; 2) вибраний економічний переріз $S_{ЕК}$ перевіряється за допустимим струмом по таблицях електричних навантажень і, якщо $S_{ЕК}$ недостатньо по нагріву при нормальному режимі, воно має бути відповідно збільшене; 3) шини розраховуються на механічну міцність при взаємодії від струмів к.з. Інакше цей параметр називається перевіркою шин на електродинамічну стійкість при к. з.; 4) останнім параметром є термічна стійкість шин при к.з.

Гнучкі сталевалюмінієві дроти у відкритих розподільних пристроях 35, 110, 220, 330 і 500 кВ в загальному випадку повинні вибиратися також за чотирима основними параметрами:

- 4) по економічній щільності струму;
- 4) по струму, що допускається, у відповідності до таблиць, що допускаються електричних навантажень;
- 4) на коронірування;
- 4) на термічну стійкість при к. з.



а — коло генератора; б — коло трансформатора зв'язку; в — коло трансформатора власних потреб ТЕЦ; г — кола ліній 6-10 кВ; д — кола ліній 35-110 кВ; е — кола блоку генератор — триобмотковий трансформатор; ж — коло робочого трансформатора власних потреб на РЕС; з — коло резервного трансформатора В.П. на РЕС; и — коло силового трансформатора на підстанції; к — коло трансформатора В.П. на підстанції

Рисунок 3.1 - Типи провідників, що використовуються в різних колах

Перевірка гнучких дротів на електродинамічну стійкість не робиться з двох причин: по-перше, ці дроти підвішуються в двох точках і мають визначену стрілу провисання; у разі взаємодії дроту різних фаз можуть вільно переміщатися; по-друге, і це являється основним, зусилля, що виникають у фазах при к. з., у край незначні, тому що абсолютні значення самих струмів к. з. при підвищеній напрузі дуже малі, відповідно, і зусилля $F_{м.ф}$ незначні.

Силові кабелі вибираються за наступними параметрами:

4) по номінальній напрузі, яка має бути не нижче номінальної напруги установки;

4) по економічній щільності струму;

4) по струму навантаження нормального режиму, що допускається;

4) перевірка на термічну стійкість кабелю при к. з.

Перед вибором має бути вирішене питання про спосіб прокладення кабелю.

Підвісні гнучкі струмопроводи вибираються в основному по економічній щільності струму.

Перевірка їх на термічну стійкість є зайвою зважаючи на явний великий запас.

3.2. Нагрівання провідників при нормальному режимі

Таблиці електричних навантажень

При проходженні по провідникові, що має опір R , струму I_1 за час t в ній виділяється тепло Q_1 , що дорівнює :

$$Q_1 = 0,24 \cdot I_1^2 R t .$$

Якщо, I_1 виражене в амперах, R — в омах, t — в секундах, то тепло Q_1 вимірюється в калоріях. Частина цього тепла витрачається на нагрівання провідника; якщо температура оточуючого середовища ϑ_0 , а провідник нагрівся до температури ϑ_1 , то різниця $\vartheta_1 - \vartheta_0$ називається перегріванням провідника. Друга частина тепла ϑ_0 віддається в довкілля. Якщо задатися будь-якою граничною температурою, що допускається, для цього провідника $\vartheta_{доп}$ і температурою середовища, то, застосувавши нескладні теплові розрахунки, можна знайти граничний струм $I_{доп}$, що допускається.

За цим принципом складені таблиці струмів, що допускаються, інше кажучи, електричних навантажень для різних типів провідників з урахуванням їх перетинів і середовища, в якому вони працюють.

У табл.3.1, 3.2 приведені електричні навантаження, що допускаються, на силові броньовані кабелі, що прокладаються в повітрі, тобто у каналах або тунелях, або в землі; на мідні і алюмінієві смугові шини і голі дроти різних марок.

При складанні таблиць були прийняті наступні початкові дані:

температура повітря $\vartheta_0 = +25^\circ\text{C}$; землі $\vartheta_0 = +15^\circ\text{C}$.

Гранична температура нагріву для голих шин і дротів прийнята $+70^\circ\text{C}$. Ця температура встановлена на підставі досвіду експлуатації.

Таблиця 3.1 – Шини мідні і алюмінієві прямокутного перетину пофарбованні

Размеры шин, мм	Сечение одной полосы, мм ²	Вес 1 м одной полосы, кг		Допускаемые токи, а					
				1 полоса		2 полосы		3 полосы	
		Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
15×3	45	0,400	0,122	210	165	—	—	—	—
20×3	60	0,534	0,162	275	215	—	—	—	—
25×3	75	0,668	0,203	340	265	—	—	—	—
30×4	120	1,066	0,324	475	365	—	—	—	—
40×4	160	1,424	0,432	625	480	—	—	—	—
40×5	200	1,780	0,540	700	540	—	—	—	—
50×5	250	2,225	0,675	860	665	—	—	—	—
50×6	300	2,670	0,810	955	740	—	—	—	—
60×6	360	3,204	0,972	1 125	870	1 740	1 350	2 240	1 720
60×8	480	4,272	1,295	1 320	1 025	2 160	1 680	2 790	2 180
60×10	600	5,340	1,620	1 475	1 155	2 560	2 010	3 300	2 650
80×6	480	4,272	1,295	1 480	1 150	2 110	1 630	2 720	2 100
80×8	640	5,698	1,728	1 690	1 320	2 620	2 040	3 370	2 620
80×10	800	7,12	2,160	1 900	1 480	3 100	2 410	3 990	3 100
100×6	600	5,340	1,620	1 810	1 425	2 470	1 935	3 170	2 500
100×8	800	7,120	2,160	2 080	1 625	3 060	2 390	3 930	3 050
100×10	1 000	8,900	2,700	2 310	1 820	3 610	2 860	4 650	3 650
120×8	960	8,460	2,600	2 400	1 900	3 400	2 650	4 340	3 380
120×10	1 200	10,650	3,245	2 650	2 070	4 100	3 200	5 200	4 100

Примітка: Струми навантаження, що тривало допускаються, на голі шини дані для змінного струму 50 Гц, при температурі нагріву 70°C, що допускається, і при температурі повітря 25° С.

Таблиця 3.2 — Кабелі на напругу 1-10 кВ з мідними і алюмінієвими жилами з паперовою просоченою ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються в землі при температурі, 15° С

Номинальное сечение жилы, мм ²	Допускаемые токи, а					
	Одно-жильные кабели 1 кв	Двух-жильные кабели 1 кв	Трехжильные кабели с поясной изоляцией			Четырех-жильные кабели 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
Максимальная допускаемая температура жилы кабеля, °С						
	80	80	80	65	60	80
1,5	45	35	30/—	—	—	—
2,5	60	45	40/31	—	—	—
4	80	60	55/42	—	—	50/—
6	105	80	70/55	—	—	60/46
10	140	105	95/75	80/60	—/55	85/65
16	175	140	120/90	105/80	95/75	115/90
25	235	185	160/125	135/105	120/90	150/115
35	285	225	190/145	160/125	150/115	175/135
50	360	270	235/180	200/155	180/140	215/165
70	440	325	285/220	245/190	215/165	265/200
95	520	380	340/260	295/225	265/205	310/240
120	595	435	390/300	340/260	310/240	350/—
150	675	500	435/335	390/300	355/275	395/—
185	755	—	490/380	440/340	400/310	450/—
240	880	—	570/440	510/390	460/355	—
300	1 000	—	—	—	—	—
400	1 220	—	—	—	—	—
500	1 400	—	—	—	—	—
625	1 520	—	—	—	—	—
800	1 700	—	—	—	—	—

Таблиця 3.3 — Кабелі на напругу 1-10 кВ з мідними і алюмінієвими жилами з паперовою просоченою ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються на відкритому повітрі при температурі повітря 25°

Номинальное сечение жилы, мм ²	Допускаемые токи, а					
	Одно- жильные кабели 1 кв	Двух- жильные кабели 1 кв	Трехжильные кабели с поясной изоляцией			Четырех- жильные кабели 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
			Максимальная допускаемая температура жилы кабеля, °С			
80	80	80	65	60	80	
1,5	30	25	18/—	—	—	—
2,5	40	30	28/22	—	—	25/—
4	55	40	37/29	—	—	35/—
6	75	55	45/35	—	—	45/35
10	95	75	60/46	55/43	50/39	60/45
16	120	95	80/60	65/50	60/46	80/60
25	160	130	105/80	90/70	85/65	100/75
35	200	150	125/95	110/85	105/80	120/95
50	245	185	155/120	145/110	135/105	145/110
70	305	225	200/155	175/135	165/130	185/140
95	360	275	245/190	215/165	200/155	215/165
120	415	320	285/220	250/190	240/185	260/—
150	470	375	330/255	290/225	270/210	300/—
185	525	—	375/290	325/250	305/235	340/—
240	610	—	430/330	375/290	350/270	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1 020	—	—	—	—	—
625	1 180	—	—	—	—	—
800	1 400	—	—	—	—	—

Примітки: І. У чисельнику вказані струми, що допускаються, на кабелі з мідними жилами, а в знаменнику — на кабелі з алюмінієвими жилами.

Таблиця 3.4 – Дроти голі мідні, алюмінієві, сталєалюмінієві і сталеві

Медные			Алюминиевые			Сталеалюминиевые			Стальные		
Марка провода	Наружный диаметр провода, мм	Допускаемые токи, а	Марка провода	Наружный диаметр провода, мм	Допускаемые токи, а	Марка провода	Наружный диаметр провода, мм	Допускаемые токи, а	Марка провода	Наружный диаметр провода, мм	Допускаемые токи, а
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
М-4	2,2	50	А-10	—	75	АС-16		105	ПСО-3	3	23
М-6	2,7	70	А-16	5,1	105	АС-25		135	ПСО-3,5	3,5	26
М-10	3,5	95	А-25	6,3	135	АС-35	8,3	170	ПСО-4	4	30
М-16	5,1	130	А-35	7,5	170	АС-50	9,9	220	ПСО-5	5	35
М-25	6,3	180	А-50	9,0	215	АС-70	11,7	275	ПС-25	5,6	60
М-35	7,5	220	А-70	10,6	265	АС-95	13,9	335	ПС-35	7,8	75
М-50	9,0	270	А-95	12,4	325	АС-120	15,3	380	ПС-50	9,2	90
М-60	10,4	315	А-120	14,0	375	АС-150	17,0	445	ПС-70	11,5	125
М-70	10,6	340	А-150	15,8	440	АС-185	19,1	515	ПС-95	12,6	140
М-95	12,4	415	А-185	17,4	500	АС-240	21,5	610			
М-120	14,0	485	А-240	20,1	610	АС-300	24,4	700			
М-150	15,8	570	А-300	22,2	680	АС-400	27,8	800			
М-185	17,5	645	А-400	25,6	830	АСО-332	25,2	745			
М-240	20,0	770	А-500	29,1	980	АСО-480	30,2	925			
М-300	22,2	890	А-625	32,5	1140	АСУ-300	25,2	710			
М-400	25,6	1085				АСУ-400	29,3	865			
МП-240	30	950									
МП-300		1050									

Умова вибору перерізу провідника: розрахункове значення максимального струму навантаження ($I_{\text{розр. max}} < I_{\text{доп}}$), що менше допускаемого для цього перерізу (вказані в таблицях).

3.3. Нагрівачи провідників і перевірка на термічну стійкість при к. з.

Тривалість к. з. вимірюється зазвичай частками секунди і лише в колах, захищених максимальними струмовими захистами, може бути дорівнювати декільком секундам. Унаслідок цього тепло, що виділяється в провіднику при проходженні струму к. з., не встигає передаватися в довкілля і цілком йде на нагрів провідника. Процес виділення тепла без отримання його ззовні і без віддачі в довкілля називається адіабатичним.

Найвища температура нагріву при к. з. дорівнює ϑ_k , температура нормального режиму, різниця

$$\vartheta_k - \vartheta_n = \tau_k \quad (3.1)$$

представляє перегрівання провідника при к.з.

Перегрівання провідника τ_k можна визначити за формулою

$$\tau_k = \frac{\rho_{\text{ср}}}{C} \left(\frac{1_{\infty}}{S} \right)^2 t_{\text{ф}}, \quad (3.2)$$

де $\rho_{\text{ср}}$ — середній питомий опір провідника, ом-м/мм^2 ; $C = \frac{\gamma_2 C_1}{0,24}$ — питома теплоємність матеріалу провідника; $\text{кал/г}^{\circ}\text{C}$; S — переріз провідника, мм^2 .

Проте визначення τ_k по приведеній формулі дає значні похибки, оскільки питомий опір провідника змінюється зі зміною температури провідника. Тому в цілях уточнення і спрощення розрахунку провідників був зроблений точний математичний аналіз, з урахуванням зміни ρ залежності кінцевої температури провідника при к. з.

По осі ординат відкладаються абсолютні температури нагріву провідників, по осі абсцис — величина A , пропорційна, як відомо, теплу, що виділилося в провіднику.

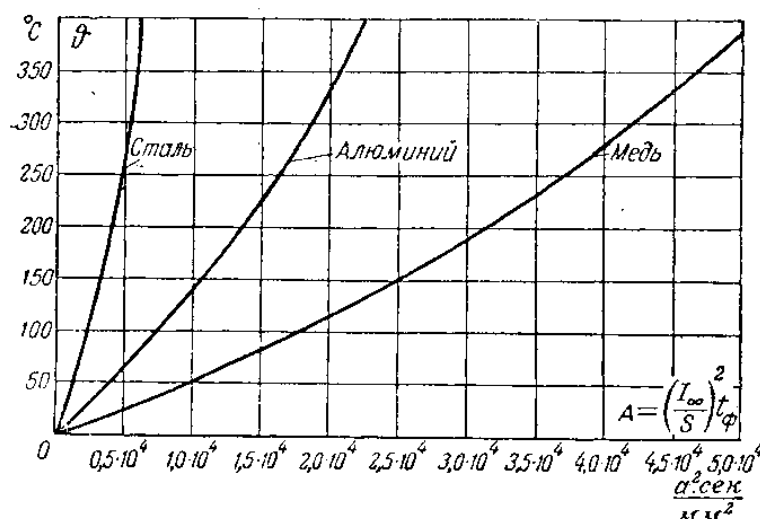


Рисунок 3.2 - Криві нагріву для визначення температури провідників при к. з.

Якщо виходити з температури, що гранично допускається, при к. з. ϑ_k , то A_k буде характеризувати гранично допустиме при цьому тепло в провіднику. При заданому сталому струмі к. з. I_∞ ми можемо знайти переріз провідника S , який при допустимій ϑ_k буде, очевидно, мінімальним, бо подальше зниження S привело б до перевищення граничної ϑ_k . Отже,

$$S_{\min} = I_\infty \sqrt{\frac{t_\phi}{A_B - A_H}}. \quad (3.3)$$

Слід підкреслити, що в (3.3) струм I_∞ виражається в амперах, перетин — у квадратних міліметрах.

Величина t_ϕ (фіктивного або приведенного) часу залежить від часу дії захисту і визначається по графіку. Умова перевірки вибраного перерізу провідника при к. з. записується у виді

$$S_{\text{вибр}} \geq S_{\min}.$$

Примітка: фіктивний час періодичної складової є час, за який сталий струм к.з. виділить таку ж кількість тепла, яке змінна по величині періодична складова струму к. з. робить за дійсний час.

3.4. Перевірка жорстких шин на електродинамічну стійкість при к.з.

Жорсткі шини під впливом зусиль, що виникають в них при проходженні струмів к. з., піддаються вигину і розраховуються як багатопролітні балки, що лежать на декількох опорах.

Односмугові шини. Найбільше зусилля, діюче при розташуванні смуг в одній площині на середню фазу, рівне:

$$F_{\text{мф}} = 1,76 i_y^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{кГ}, \quad (3.4)$$

де $i_y^{(3)}$ - виражене в кілоамперах, а l і a — в сантиметрах.

Момент, що вигинає, при числі прольотів не більше двох дорівнює:

$$M_{\text{мф}} = \frac{Fl}{8}, \text{кГ} \cdot \text{см}. \quad (3.5)$$

Якщо число прольотів більше двох, то теорія опору матеріалів дає для цього випадку вираження для моменту в наступному виді:

$$M_{\text{мф}} = \frac{Fl}{10}, \text{кГ} \cdot \text{см}. \quad (3.6)$$

Момент опору смуги залежить від того, по якій осі діє сила F .

Для обох випадків розташування шин по I варіанту момент опору смуги, працюючої на вигин по осі х-х, дорівнює:

$$W_I = \frac{bh^2}{6}, \text{см}^3. \quad (3.7)$$

У II варіанті смуги залежно від розташування фаз кріпляться так, що в обох випадках працюють по осі у-у, тобто по осі найменшого опору смуг.

У цих випадках

$$W_{II} = \frac{hb^2}{6}, \text{см}^3. \quad (3.8)$$

Напруга в матеріалі шин від вигину при міжфазній взаємодії дорівнює:

$$\sigma_{\text{мф}} = \frac{M_{\text{мф}}}{W_{(I \text{ або } II)}}, \frac{\text{кГ}}{\text{см}^2}. \quad (3.9)$$

Згідно ПУЕ в шинах допускаються наступні граничні напруги від вигину:

мідні шини: $\sigma_{\text{доп}} = 1\,400 \text{ кГ/см}^2$;

алюмінієві шини: $\sigma_{\text{доп}} = 700 \text{ кГ/см}^2$;

сталеві шини: $\sigma_{\text{доп}} = 1\,600 \text{ кГ/см}^2$.

Очевидно, що повинне виконуватись рівняння

$$\sigma_{\text{мф}} \leq \sigma_{\text{доп}}.$$

Таблиця 3.5 - Вибір шин і кабелів

Параметри шин, кабелів і ізоляторів	Умова вибору
Номінальна <i>напруга</i> (для кабелів)	$U_{уст} \leq U_n$
Тривалий струм, що допускається	$I_{роб.форс} \leq I_{дл.н}$
Номінальний струм (для прохідних ізоляторів)	$I_{роб.форс} \leq I_{дл.н}$
Економічний переріз	$q_{розв.ек} = I_{роб}/i_{ек}$
Напруга, що допускається, в матеріалі (для шин) при коротких замиканнях	$\sigma_{розр.} \leq \sigma_{доп}$
Максимальна температура, що допускається, при короткочасному нагріві	$\vartheta_k \leq \vartheta_{доп.кр}$
Навантаження, що допускається, на ізолятор	$F_{розр.} \leq F_{доп}$

3.5. Ізолятори і лінійні вводи

Струмопровідні частини електроустановок кріплять і ізолюють один від одного і по відношенню до землі за допомогою ізоляторів. Ізолятори для електроустановок напругою вище 1000 В виготовляють з фарфору, оскільки він має високу механічну і електричну міцністю і достатню теплоємність. Ізолятори діляться на підвісні (лінійні), опорні і прохідні.

Опорні ізолятори внутрішніх установок типу ОФ, ИО, ПОР на 6, 10, 20, 35 кВ служать для кріплення шин і апаратури розподільних пристроїв. Виготовляють їх з овальною, круглою або квадратною основою; металеві частини (арматура), призначені для кріплення ізоляторів, закладаються зовні фарфорового корпусу або усередині у вигляді фасонних гайок. Опорні ізолятори зовнішніх установок виготовляють опорно-штировими типу ОНШ на 10, 35 кВ і опорно-стержневими типу ОНС на 10, 35, 110 кВ. Для підвищення електричної міцності ці ізолятори виконують з розвиненішою, ніж у ізоляторів для внутрішньої установки, поверхнею.

Вибір ізоляторів.

Технічні дані опорних і прохідних ізоляторів приведені в табл. 3.6.

Кріплення жорстких шин робиться на опорних ізоляторах. Вони вибираються за наступними двома параметрами:

- номінальна напруга;
- навантаження на голівку ізолятора.

При механічному розрахунку шин визначалося міжфазне зусилля, діюче на проліт $F_{мф}$. Це зусилля має бути:

$$F_{мф} \leq F_{доп}, \text{ кГ},$$

де $F_{доп}$ — зусилля, що допускається, на голівку ізолятора. Воно, як відомо, складає 60% зусилля, що руйнує ізолятор $F_{разр}$.

Таблиця 3.6 - Технічні дані фарфорових ізоляторів для внутрішньої установки

Опорные					Проходные				
Тип	Номинальное напряжение, кВ	Нагрузка, кГ		Высота, мм	Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Нагрузка, кГ (минимальная)	
		разрушающая	допускаемая					разрушающая	допускаемая
ОА	6	375	225	165	ПА-6/250	6	250	375	225
ОБ	6	750	450	185	ПА-6/400	6	400	375	225
ОА	10	375	225	190	ПБ-6/400	6	400	750	450
ОБ	10	750	450	215	ПБ-6/600	6	600	750	450
ОВ	10	1 250	750	225	ПБ-6/1000	6	1 000	750	450
ОД	10	2 000	1 200	235	ПБ-10/250	10	250	750	450
ОА	20	375	225	295	ПБ-10/400	10	400	750	450
ОД	20	2 000	1 200	315	ПБ-10/600	10	600	750	450
					ПБ-10/1000	10	1 000	750	450
					ПБ-10/1500	10	1 500	750	450
					ПШД-10	10	—	2 000	1 200
					ПШЕ-10	10	—	3 000	1 800
					ПШД-20	20	—	2 000	1 200
					ИПШ-III	20	3 000	2 000	1 200
					ИПШ-III	20	6 000	2 000	1 200

Прохідні ізолятори (для внутрішніх і зовнішніх установок) призначені для виведення струмопровідних частин з будівель і прокладення шин через стіни і перекриття. Найбільше застосування мають прохідні ізолятори внутрішньої і зовнішньо-внутрішньої установки типу ИП, з струмопровідними стержнями круглого і прямокутного перерізу на напругу 6, 35 кВ і струми 400-10 000 А, використовувані в розподільних пристроях.

Вибір цих ізоляторів робиться за трьома параметрами:

- номінальна напруга;
- номінальний струм;
- навантаження на голівку ізолятора.

Номінальний струм в каталогах дається тільки на прохідні ізолятори з прохідним болтом, тобто для номінальних струмів до 600 А. При великих номінальних струмах застосовуються шинні прохідні ізолятори, струмове навантаження на які визначається номінальним струмом шин, що проходять через нього.

Що стосується перевірки прохідних ізоляторів на механічне навантаження, то розрахунковим зусиллям тут є не повна сила $F_{мф}$, діюча на довжині прольоту ℓ , а тільки половина її, тобто

$$F_{расч} = \frac{F_{мф}}{2}. \quad (3.10)$$

Це зусилля має дорівнювати або бути меншим $F_{доп}$, яке у свою чергу, так само як і для опорних ізоляторів, дорівнює 60 % $F_{разр}$.

Маслонаповнені лінійні введення призначені для виведення дротів високої напруги з баків трансформаторів, високовольтих вимикачів або проходу дротів високої напруги через стіни будівель. Введення виготовляють на напругу від 110 до 220 кВ і струми від 1000 до 2000 А і мають, наприклад, позначення: ГБМЛ-110/1000 - герметичний, з паперово-масляною ізоляцією, на напругу 110 кВ, струм 1000 А; БМЛ-110/1000 — негерметичний, з паперово-масляної ізоляцією, лінійний на напругу 110 кВ, струм 1000 А.

У позначенні електроустаткування по ГОСТ 15150-69 і ГОСТ 15543-70 вказується кліматичне виконання У (помірний клімат), ХЛ (холодний клімат) і категорія виконання 1-5.

Контрольні питання до теми 3

1. Перелічити струмоведучі частини електроустановок та область їх застосування.
2. Структура таблиці електричних навантажень струмоведучих частин.
3. Принципи перевірки провідників на нагрівання у разі струмів к.з.
4. Принципи перевірки жорстких шин на електродинамічну стійкість у разі струмів к.з.
5. Номінальні параметри лінійних вводів.
6. Класифікація ізоляторів та умови їх вибору.
7. Ізолятори для відкритих розподільних пристроїв.

Тема 4

ВИСОКОВОЛЬТНІ КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ

4.1. Комутаційні апарати без іонізуючих пристроїв

4.1.1. Роз'єднувачі, відділювачі, короткозамикачі

Роз'єднувачі використовують в системах електропостачання напругою вище 1000 В для роз'єднання і перемикання ділянок мережі, що знаходяться під напругою. Роз'єднувачі створюють необхідний видимий розрив електричного кола, потрібний умовами експлуатації електроустановок.

За умовами техніки безпеки при ремонті обладнання розподільних пристроїв в струмопровідних частинах електроустановки з усіх боків, звідки може бути подана напруга, має бути видний розрив ланцюга. Вказана вимога виконується установкою роз'єднувачів у розподільчих пристроях.

Роз'єднувачі не мають спеціальних пристроїв для гасіння дуги. Відключення роз'єднувачем великих струмів може викликати небезпечне коротке замикання між фазами із-за виниклої електричної дуги. Тому роз'єднувачі забезпечують блокуванням, що оберігає від відключення струму навантаження. Роз'єднувачами допускається відключати струм холостого ходу трансформаторів (10 кВ — потужністю до 750 кВА; 20 кВ — потужністю до 6300 кВА; 35 кВ - потужністю до 20 000 кВА і 110 кВ — потужністю до 40 500 кВА), струм за заземлення нейтралей трансформаторів і дугогасильних котушок; зрівнювальний струм ліній (при різниці напруг не більше 2%), струм замикання на землю (що не перевищує 5 А при 35 кВ і 10 А при 10 кВ), а також невеликі зарядні струми повітряних і кабельних ліній.

Роз'єднувачі підрозділяють на роз'єднувачі внутрішньої і зовнішньої установок. Роз'єднувачі *внутрішньої установки* виконують одно- і триполюсними

(РВФ). Загальний вигляд триполюсного роз'єднувача для внутрішньої установки типу РВФ-10/630 приведений на рис.4.1. Роз'єднувачі *зовнішньої установки*, наприклад РНДЗ-35, РНДЗ-110 з одним заземлювальним ножем, виготовляють підвищеною механічною міцністю, з окремими полюсами горизонтально-поворотного типу, які управляються обертанням одного або двох ізоляторів, пов'язаних тягою (рис. 4.2).

Для керування триполюсними роз'єднувачами внутрішньої установки на напругу 6-10 кВ до 1000 А застосовують ручні приводи типу ПР-2; від 1000 до 2000 А — ручні приводи ПР-3, від 2500 до 4000 А — черв'ячні приводи ПЧ-50. Для дистанційного керування використовують електрорухомі приводи типу ПДН або ПДВ. Для управління роз'єднувачами зовнішньої установки застосовують приводи типу ПДН, а також пневматичні приводи, які можна використовувати і для внутрішніх установок.

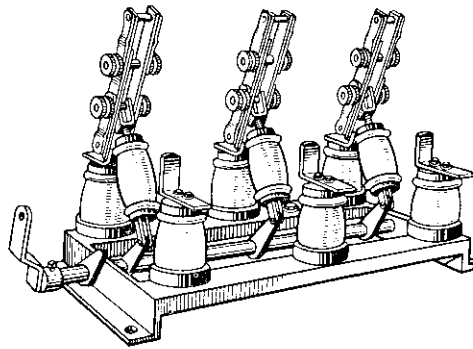


Рисунок 4.1- Триполюсний роз'єднувач внутрішньої установки типу РВФ-10/630

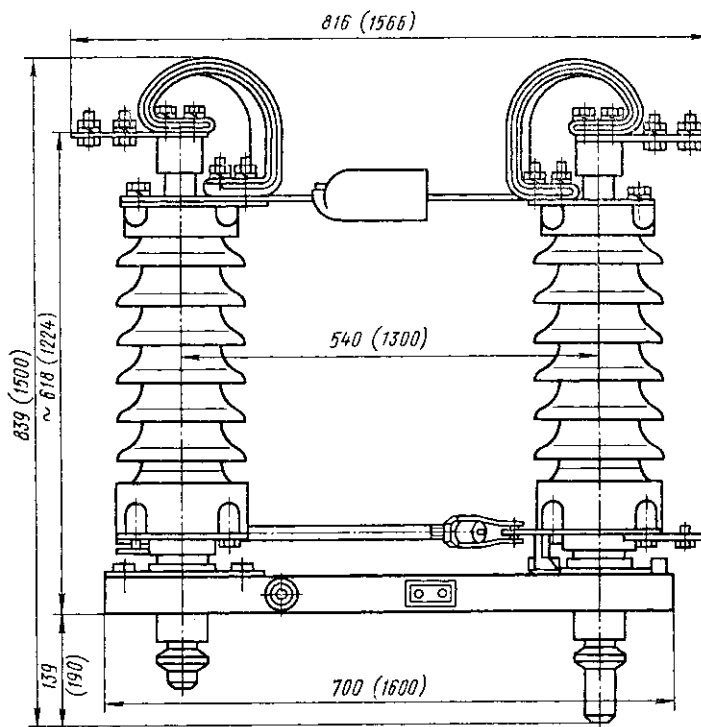


Рисунок 4.2 - Роз'єднувач зовнішньої установки типів РНДЗ-35 (розміри без дужок) і РНДЗ-110 (розміри в дужках)

Короткозамикачі. Це апарати, призначені для штучного створення к.з, в тих випадках, коли струм при ушкодженнях в трансформаторі може виявитися недостатнім для спрацювання релейного захисту. Короткозамикачі застосовують на підстанціях без вимикачів на стороні ВН. Вони призначені для зовнішньої установки.

Короткозамикачі типу КЗ-35 на напругу 35 кВ і заміняють їх КРН-35 виконують у вигляді двох окремих полюсів, що сполучаються при монтажі в один двополюсний апарат. Короткозамикачі типу КЗ-110 і КЗ-220 виготовляють у вигляді однополюсних апаратів. При включенні короткозамикача КЗ-35 відбувається двофазне к.з. на землю, а при включенні короткозамикача КЗ-110 або КЗ-220 — однофазне к. з. на землю.

Керування короткозамикачами здійснюється приводом ПРК-1У, що виконується з двома реле максимального струму і котушкою відключення. Короткозамикач включається автоматично під дією пружинного механізму при спрацюванні приводу від релейного захисту. Відключається вручну.

Віддільники. Це двохколонкові роз'єднувачі з ножами заземлення ОДЗ (без ножів — ОД), керовані загальним приводом, розміщеним в шафі при напрузі до 110 кВ. Віддільники на 220 кВ виконують у вигляді трьох окремих полюсів з самостійними приводами. Ножі заземлення управляють приводами зовнішньої установки ПРН-220М.

Включають віддільника вручну, а відключають під дією пружин при спрацюванні блокуючого реле або електромагніту, що відмикає.

Віддільник може відключати струми намагнічення трансформаторів потужністю до 16 МВ·А при напрузі 35 кВ і до 63 МВ·А при напрузі 110 кВ.

Горизонтально встановленими триполюсними відокремлювачами дозволяється відключати і включати струм намагнічення силових трансформаторів і зарядний струм повітряних і кабельних ліній при напрузі 20-35 кВ і найменшій відстані між осями полюсів 2 м, при цьому намагнічувальний струм дорівнює 11 А, зарядний струм — 3,5 А; при напрузі 110 кВ і найменшій відстані 3 м відповідно до 14,5 і 5,0 А.

Короткозамикачі і віддільники зазвичай працюють в несприятливих погодних умовах. Для підвищення надійності їх роботи і забезпечення високих дугогасильних властивостей розроблені досконаліші конструкції типу КЭ і ОЭ на 110 і 220 кВ. Вони мають контактну систему в закритій камері, заповненою елегазом з тиском 0,30 Па і з великою електричною міцністю.

Таблиця 4.1 - Технічні дані роз'єднувачів для внутрішньої установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток к. з. (амплитуда), кА	10-секундный ток термической устойчивости, кА	Тип привода
РВО- $\frac{6}{400-600}$	6	400 600	50 60	10 14	Штанга
РВО- $\frac{10}{400-600}$	10	400 600	50 60	10 14	То же
РВО- $\frac{10}{1000}$	10	1 000	120	28	То же
РВ- $\frac{6}{400-600}$	6	400 600	50 60	10 14	ПР-2
РВ- $\frac{10}{400-600}$	10	400 600	50 60	10 14	ПР-2
РВ- $\frac{6-10}{1000}$	6 10	1 000	120	28	ПР-10 ПР-11
РВЗ- $\frac{6}{400-600}$	6	400 600	50 60	10 14	Два привода ПР-2
РВЗ- $\frac{10}{400-600}$	10	400 600	50 60	10 14	То же
РЛВШ- $\frac{10}{1000-2000}$	10	1 000 2 000	80 85	28,5 36	ПР-3
РВК- $\frac{10}{3000-4000-5000}$	10	3 000 4 000 5 000	200	60 65 70	ПЧ-50 МРВ ПР-3
РВК- $\frac{20}{5000-6000}$	20	5 000 6 000	200 250	70 75	ПЧ-50 МРВ
РЛВШ- $\frac{20}{440}$	20	400	45	10	ПР-3
РЛВШ- $\frac{35}{400-600-1000}$	35	400 600 1 000	50 80	10/14 20	ПР-3

Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів значно простіший, ніж вибір вимикачів, оскільки роз'єднувачі не призначені для відключення ні нормальних, ні тим більше аварійних струмів. У зв'язку з цим їх вибір обмежується визначенням необхідних робочих параметрів — номінальної напруги U_n і тривалого номінального струму $I_{дл.н}$, а також перевіркою їх на термічну і динамічну стійкість при наскрізних струмах к. з.

Зведені в табличну форму умови вибору роз'єднувачів і віддільників для усієї напруги до 750 кВ включно представлені в табл. 4.2.

Ця ж таблиця дійсна і для вибору короткозамикачів (параметр тривалого номінального струму враховувати не слід, оскільки короткозамикачі не знаходяться під струмом тривало).

Таблиця 4.2 – Вибір роз'єднувачів і віддільників

Параметр роз'єднувачів чи віддільників	Умова вибору
Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_n$
Тривалий номінальний струм	$I_{роб.форс} \leq I_{дл.н}$
Номінальний струм динамічної стійкості:	$I_{ту} \leq I_{мдин.н}$
- амплітудне значення	$I_y \leq I_{дин.н}$
- ефективне значення	
Номінальний тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.н}^2 \tau_{т.н}$

4.2. Запобіжники

Плавкі запобіжники широко застосовують для захисту силових трансформаторів невеликої потужності, електродвигунів, розподільних мереж, трансформаторів напруги.

Найбільш поширені *газогенеруючі* запобіжники з використанням твердих газогенеруючих матеріалів (*наприклад*, фібри, вініпласта, борної кислоти та ін.) і *кварцеві*, в яких патрон з плавкою вставкою заповнений кварцевим піском (матеріалом, що не виділяє газу під дією високої температури дуги). Газогенеруючі плавкі запобіжники виконуються з вихлопом і без вихлопу газу.

Запобіжники типу ПСН з вихлопом газу з патрона називаються *такими, тому що також стріляють*, оскільки спрацьовування їх супроводжується звуковим ефектом, схожим на рушничний постріл. Вони призначені для зовнішньої установки в пристроях з номінальною напругою 35-220 кВ.

Загальний вигляд і розріз патрона кварцевого запобіжника типу ПК на напругу 10 кВ показані на рис.4.3,а,б. Патрон запобіжника вставляється латунними ковпачками 1 в нерухомі пружинячі контакти 3, укріплені на опорних фарфорових ізоляторах 4. Патрон є фарфоровою трубкою 2, закриту з обох торців латунними ковпачками і заповнену сухим кварцевим піском. Усередині патрона поміщена плавка вставка, що складається з декількох паралельних мідних спіральок 5 і 6 з напаяними на них шариками з олова. Окрім плавких вставок в патроні розміщена ще сталева спіралька 7, яка з'єднана з якорем вказівника спрацьовування 8.

У момент спрацьовування запобіжника сталева спіраль також перегорає і звільняє показчик, що виштовхується вниз спеціальною пружиною.

Таблиця 4.3 - Технічні дані запобіжників ПК для внутрішньої установки

Тип	Номінальна напруга, кВ	Номінальні струми запобіжників, (	Граничний струм відключення (періодична складова, кА)
ПК-3	3	30, 100, 200, 400	40
ПК-6	6	30, 75, 150, 300	20
ПК-10	10	30, 50, 100, 200	12
ПК-35	35	10, 20, 40	3,5

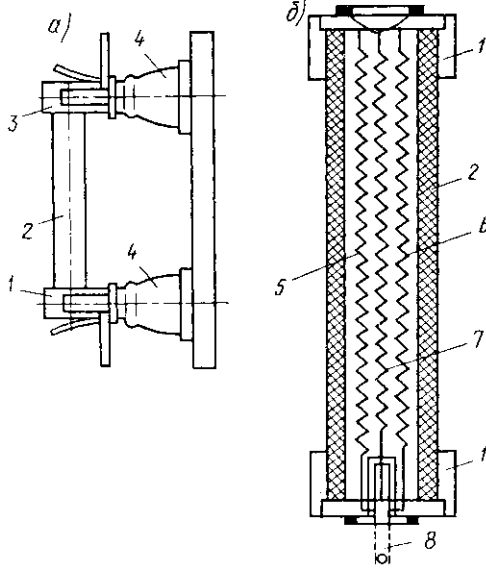
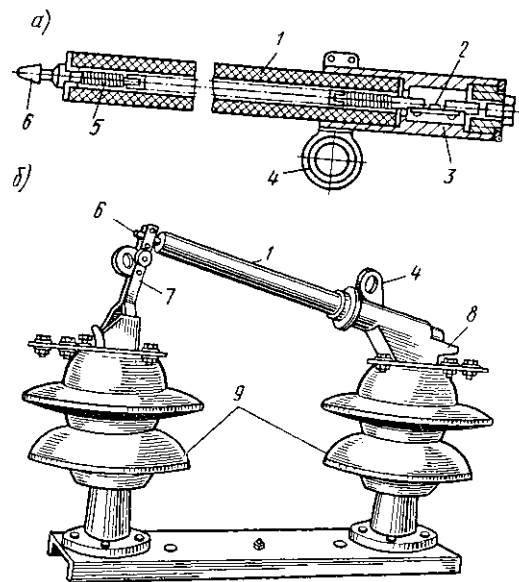


Рисунок 4.3 - Кварцевий запобіжник типу ТКТ на напругу 10 кВ



1 — трубка з газогенеруючого матеріалу;
2 — плавка вставка; 3 — металевий ковпак;
4 — скоба; 5 - гнучкий провідник;
6-наконечник; 7- важіль; 8 — утримувач;
9 — ізолятори

Рисунок 4.5 - Плавкий запобіжник типу ПСН-35

Конструкція і загальний вигляд плавкого запобіжника типу ПСН-35 приведені на рис.4.4,а, б. При перегоранні плавкої вставки витягується провідник з патрона: при цьому дуга розтягується і приходить в зіткнення з газогенеруючим матеріалом. Газ, що виділяється, викидають провідник з великою швидкістю з трубки, що сприяє деіонізації дугового проміжку.

Запобіжники з кварцевим заповненням виготовляють на напругу до 35 кВ включно, номінальні струми до 200 А, з найбільшим струмом відключення до 40 кА. Для захисту трансформаторів і силових ланцюгів призначені запобіжники типу ПКТ, ПКЭ, ПКЭН (внутрішньої установки), ПС-10, ПС-35, ПС-Г10 (зовнішньої установки), для захисту трансформаторів напруги — запобіжники типу ПКН.

Таблиця 4.4 - Технічні дані запобіжників ПКТ

	ПКТ-10			ПКТ-20		ПКТ-35
	3 кВ	6 кВ	10 кВ	15 кВ	20 кВ	35 кВ
Наибольшая разрывная мощность, Мва	500	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Наибольший отключаемый ток к. з., кА _{эф}	100	85	50	40	30	17
Наибольший пик тока при отключении наибольшего тока к. з., а	160	300	1 000	350	850	700

Вибір запобіжників

Запобіжники на напругу до 1 кВ вибирають за номінальними параметрами — напрузі U_n і тривалому струму, а також за струмом відключення $I_{откл.}$.

Умова вибору за напругою:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (4.1)$$

Запобіжники ПК (із заповненням кварцевим піском) не можна застосовувати в установках з напругою, що не відповідає номінальній напрузі запобіжника.

Застосовність запобіжника в режимі к. з. визначається умовою:

$$I'' \leq I_{откл.н} \quad (4.2)$$

При виборі номінального струму запобіжника слід враховувати вибірковість захисту, пускові струми двигунів, а також кидки струмів трансформаторів, що намагнічують.

4.3. Високовольтні вимикачі: типи, принцип роботи

4.3.1. Загальна характеристика

При конструюванні електричних апаратів, призначених для замикання і розмикання ланцюга із струмом, передбачають спеціальні деіонізуючі пристрої, сприяючі швидкому гасінню дуги. У цих пристроях використовують охолодження дуги за допомогою переміщення її в довкіллі; обдування дуги повітрям або холодними неіонізованими газами; розщеплювання дуги на декілька паралельних дуг малого перерізу; подовження, дроблення і стикування дуги з твердим діелектриком; розміщення контактів в інтенсивно деіонізуючому середовищі; створення високого тиску в дуговому проміжку і т. п.

Залежно від вживаного дугогасильного середовища вимикачі бувають рідинні і газові; з них найбільш поширені відповідно масляні і повітряні.

У масляних вимикачах дугогасильним середовищем є трансформаторне масло; контактна система знаходиться у баках або в порівняно невеликих бачках — горщиках. У повітряних вимикачах в якості дугогасильного середовища застосовується стисле повітря; контактна система поміщається в ізоляційному циліндрі або камері.

Вимикачі можна розділити на три основних, найбільш поширених типу:

1) бакові з великим об'ємом трансформаторного масла, використовуваного для гасіння дуги і ізоляції струмопровідних частин сусідніх фаз одна від одної і від землі;

2) горщики, або малооб'ємні, в яких трансформаторне масло використовують тільки як засіб для гасіння дуги; бачки цих вимикачів під час роботи знаходяться під напругою, тому їх ізолюють від заземлених частин зовнішніми ізоляторами. Дугогасильні камери ізолюють від заземлених частин за допомогою керамічних або органічних ізоляційних матеріалів. При напрузі 35 кВ і вище гасильні камери малооб'ємних вимикачів заключають у фарфорові сорочки;

3) повітряні, в яких дугу гасять стислим повітрям. У більшості конструкцій повітряних вимикачів гасильні камери розміщують у фарфорових ізоляторах.

Дугогасильний пристрій ізолюють від заземлених частин також за допомогою керамічних і органічних ізоляційних матеріалів.

У деяких конструкціях вимикачів застосовують дугогасильні решітки з металу або азбоцементу, куди дуга втягується магнітним полем або стислим повітрям і розбивається на велике число коротких дуг, швидко деіонізуючись.

Вимикачі характеризуються рядом технічних параметрів, які визначають умови їх експлуатації: номінальна і максимальна робоча напруга, номінальний робочий струм, номінальний струм і номінальна потужність відмикання.

Номінальним струмом (номіальною потужністю) відключення вимикача називають найбільший струм (потужність), який вимикач може відключити при його номінальній напрузі без яких-небудь ушкоджень, що перешкоджають його подальшій експлуатації.

4.3.2. Масляні вимикачі

На рис.4.5 приведений принциповий пристрій багатооб'ємного (бакового) масляного вимикача без спеціального пристрою для гасіння дуги. Такий вимикач виконують у вигляді сталевого бака 17, залитого трансформаторним маслом 15; у нижній частині бака, ізолюваного усередині спеціальною фанерою 14, є маслоспускаючий кран 16. Рівень масла контролюється вказівною трубкою 13. Бак кріпиться до чавунної кришки 10 за допомогою болтів 11 і 12. Прохідні ізолятори 9 з струмопровідними стержнями, на кінцях яких укріплені нерухомі контакти 3, пропущені через кришку всередину бака. Під кришкою бака розміщується буферний повітряний простір 6, з якого повітря відводиться в газовідвідну трубу 5.

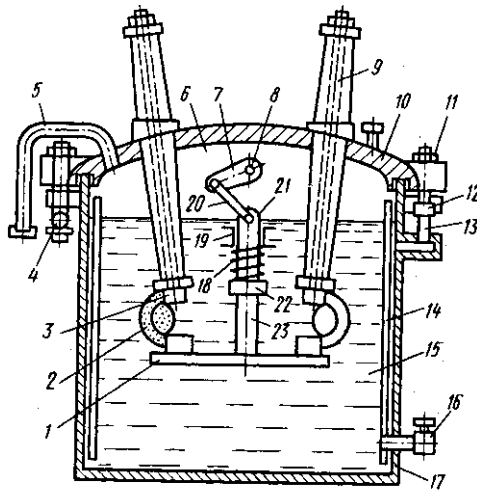


Рисунок 4.5 - Принцип пристрою багатооб'ємного масляного вимикача

При відключенні привід зміщує клямку. Під дією відключаючих пружин і рухливих контактів, металевої траверси 22 і штанги 23 остання переміщується вниз і контакти вимикача 3 і 1 розходяться. Між ними виникає дуга, а навколо неї — газовий пухир 2, що складається з продуктів розкладання масла (70% водню, 20% етилену, 10% метану). Тиск в газовому пухирі складає 0,2 — 0,4 МПа. Водень має

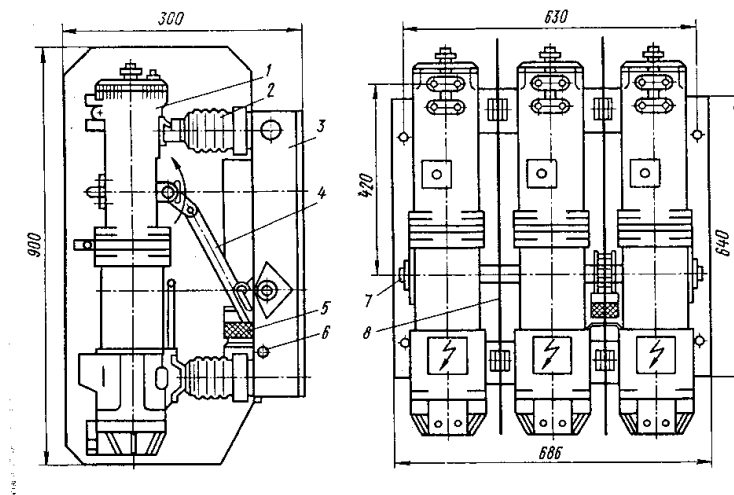
велику теплопровідність і високу електричну міцність, що використовується для гасіння дуги. Гази, що утворюються, проходять через шар масла і виходять у буферний простір — верхню частину бака, не заповнену маслом. Гази, проходячи через шар масла, повинні охолотитися, інакше можливий їх швидкий прорив (якщо об'єм масла буде малий) і утворення у буферному просторі гримучої суміші при з'єднанні водню і кисню.

Дуга відновлюється і гасне кілька разів, тому час виключення багатооб'ємних вимикачів тривалістю (0,15-0,2 с). Це є одним з недоліків вимикачів і обмежує їх застосування в установках невеликої потужності при напрузі до 6 кВ, а також в установках з частими включеннями і відключеннями, наприклад в електричних печах. Недоліком цих вимикачів є також пожежонебезпечність через великий об'єм масла.

У малооб'ємних масляних вимикачах масло поміщають в сталевих або пластмасових баках і використовують його як дугогасильне середовище. Перевагою таких вимикачів є незначний об'єм масла (близько 10 кг) в порівнянні з багатооб'ємними вимикачами (близько 50 кг), через що вимикачі вважаються вибухо- і пожежобезпечними і встановлюються на металевих конструкціях. Металеві баки ізолюють від землі фарфоровими ізоляторами, укріпленими на сталевій рамі.

Малооб'ємні вимикачі типу ВМГ-133 раніше випускалися і доки знаходяться в експлуатації на підстанціях промислових підприємств. Нині випускають вимикачі ВМГГ-10, в яких фарфорова тяга замінена ізоляційними важелями.

Останнім часом випускають досконаліші малооб'ємні масляні вимикачі типу ВМП-10 для збірних камер (КСО) і типу ВМПП-10 і ВМПЭ-10 для комплектних розподільних пристроїв (КРУ) з пружинними і електромагнітними приводами.



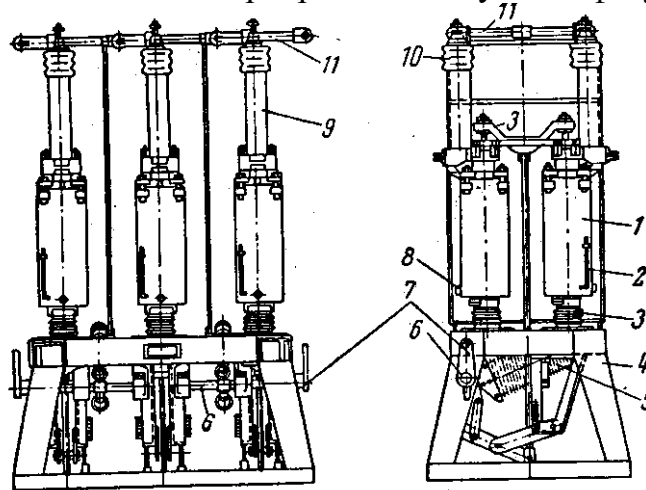
1 — фаза; 2 — ізолятор; 3 — рама; 4 — ізоляційна тяга; 5 — масляний буфер;
6 — болт заземлення; 7 — вал; 8 — міжфазні ізоляційні перегородки

Рисунок 4.6 - Масляний вимикач типу ВМПЭ-10

Загальний вигляд вимикача ВМПЭ-10 приведений на рис. 4.6. Три металеві баки із склоепоксидної смоли закріплені на опорних ізоляторах і встановлені на

сталевій рамі. По обидві сторони рами виведений вал для зв'язку з приводом вимикача. Рухливі контактні стержні проходять через кожен бак в гасильну камеру з фібри або гетинаксу, розміщену в нижній частині бака, до якого приварений резервуар з маслом. Необхідну амортизацію при включенні і відключенні вимикача створюють пружини і масляний буфер.

У наступному по потужності, що відключається, вимикачі МГГ-10 (рис. 4.7) на (кожну фазу передбачені по два баки такої ж конструкції, як і у ВМГ-133. Таким чином, при відключенні виникають два розриви і дві дуги на фазу.



1 — бак; 2 — масловказівник; 3 — ізолятор; 4 — рама; 5 — відключаючі пружини; 6 — вал; 7 — головний важіль; 8 — пробка для спуску масла; 9 — бакелітовий циліндр (масловідокремлювальна камера); 10 — фарфоровий голий ізолятор; 11 — труба для відведення газів

Рисунок 4.7 - Вимикач МГ-10

Загальною позитивною рисою малооб'ємних вимикачів є їх пожежо- і вибухонебезпечність. Крім того, у порівнянні з багатооб'ємними вимикачами вони вимагають меншої витрати матеріалів, мають значно меншу вагу і розміри.

4.3.3. Повітряні вимикачі

В установках напругою вище 1000 В застосовують також повітряні вимикачі. Це дає можливість відмовитися від масла як від дугогасильного середовища, а також зробити вимикачі швидкодіючими, оскільки не потрібен час для створення необхідного тиску газів, призначених для гасіння дуги. У повітряних вимикачах час виключення складає 0,06-0,07 с при потужності відключення до 45 000 МВА. Повітряні вимикачі виконують з віддільниками і без них.

Недолік цих вимикачів — необхідність мати компресорну установку для подачі повітря в гасильну камеру тиском 0,8-2 МПа, а також для керування електропневматичними клапанами включення і відключення. Вказані клапани можуть бути відкриті вручну або дистанційно шляхом замикання ланцюга котушок електромагнітів.

Таблиці 4.5 - Технічні дані малооб'ємних масляних вимикачів

Тип	Номинальное на- пряжение, кВ	Номи- нальный ток, А	Предельно отключаемые		Амплитуда удар- ного тока к. з., кА	10-секундный ток термической устойчивости, кА	Типы привода	Время срабаты- вания, сек		Вес масла, кг
			ток, кА	мощ- ность, Мва				Включе- ние	Отклю- чение	
ВМГ-133-I	10	600	11,6	200	52	14	} ПРБА, ПС-10 УПГМ	0,23	0,1	5
ВМГ-133-II	10	600	20	350	52	14		0,23	0,1	10
ВМГ-133-III	10	1 000	20	350	52	14		0,23	0,1	10
МГГ-10	10	2 000 3 000	29	500	75	21	ПЭ-2	0,42 0,45	0,11 0,12	20
МГГ-10-750	10	2 000 3 000 4 000	42	750	120	30 30 42	ПЭ-21			25
МГГ-229	10	4 000 5 000	90	1 500	200	85	ПС-30	0,65	0,2	55
МГ-10	10	5 000	105	1 800	300	70	ПС-31	0,65	0,2	55
МГГ-20	20	5 000 6 000	72	2 500	250	85	С-31	0,65	0,2	55
МГ-20	20	6 000	87	3 000	300	85	ПС-31	0,65	0,2	55
МД-35-B	35	600	8,2	500	25	7	ПС-20	0,25	0,08	35
ВМП-10	10	600 1 000 1 500	20	350	52	14	ПРБА ПЭ-11			4,5
ВМП-6Т-600*	6,6	600	17,5	200	45	14	ПС-10Т	0,25	0,07	4,5
ВМП-6Т-1000*	6,6	1 000	17,5	200	45	14	ППМ-10Т	0,25	0,14	4,5
МГГ-6Т*	6,9	2 000	42	500	120	30	ПЭ-21-Т			25
МГ-35	35	600	8,2	500	25	7	ШПЭ-31	0,25	0,08	35
МГ-110	110	600	13,2	2 500	49	14	ШПС-30	0,3—0,5	0,08	600

На рис.4.8 приведена принципиальная схема пристрою керування повітряним вимикачем. Дугогасильна камера 6 розташована у верхній частині, а повітряний привід 1 — в нижній частині вимикача. Стисле повітря при відключенні подається через клапан К2 у верхню частину циліндра і в гасильну камеру, переміщаючи вниз поршень 2, завдяки чому рухливий контакт 7 відходить від верхнього нерухомого контакту 8 і між ними виникає дуга. Гасіння дуги відбувається повітрям, що поступає в отвір контакту 8 (схема справа), після чого повітря через ковпачок 10 і отвір 11 виходить назовні. Для включення вимикача повітря подається знизу через клапан К1. Після включення встановлюється ланцюг струму : затиск 9, кришка 12, нерухомий 8 і рухливий 7 контактів, ковзний 5 і нерухомий 3 контакти, затиск 4.

Після відповідної операції (включення або виключення) сигнальні автоматичні блок-контакти вимикача (КСА) перемикаються, живлення відповідних котушок (КО, КВ) електропневматичних клапанів припиняється, зупиняючи подачу повітря.

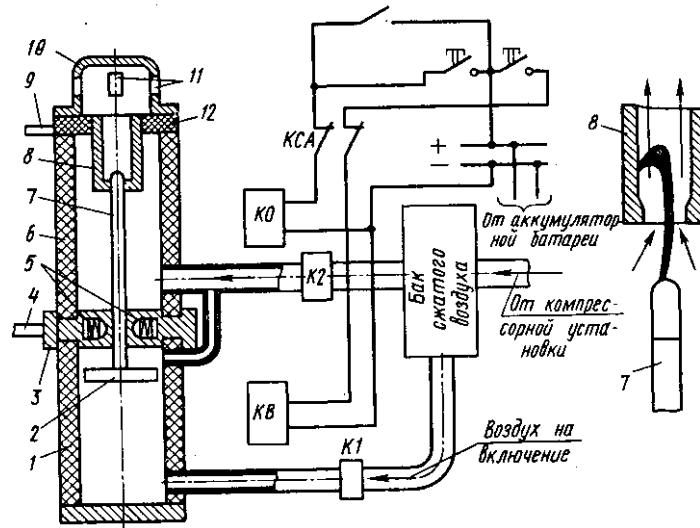
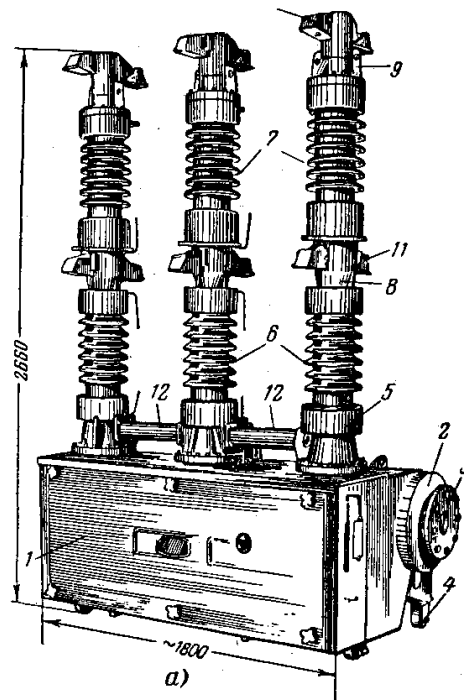


Рисунок 4.8 - Принципова схема пристрою керування повітряним вимикачем

На цьому принципі виконуються повітряні вимикачі типу ВВЭ-35 і ВВУ-35, призначені для установок напругою до 35 кВ і струмом відключення відповідно до 6 і 40 кА. У вказаних вимикачах ізоляція між рухливим і нерухомим контактами створюється повітряним проміжком. Ці контакти залишаються розімкненими при підключенні вимикача.

Повітряні вимикачі із закритим повітрянаповненим віддільником на напругу 220 кВ і відключення 63 кА типу ВНВ-220-Б складаються з трьох однакових полюсів (фаз), механічно не пов'язаних між собою, і загальної розподільної шафи. Кожен полюс вимикача має гасильну камеру, віддільника повітрянаповненого типу, дві опорні колонки з порожнистих фарфорових ізоляторів, дуттьові клапани, камери і віддільники, бак стискування повітря, шафа керування з пневматичними блоками клапанів включення і відключення і ряд інших вузлів і деталей. Вимикачі на 220 кВ і вище мають омичні і ємнісні ділянки напруги для рівномірного розподілу напруги між дугогасильними камерами і поліпшення умов гасіння дуги.



а —; 1 — візок; 2 — балон стислого повітря; 3 — люк; 4 — поворотні катки;
 5 — нижній фланець; 5 і 7 — порожнисті фарфорові ізолятори;
 8 — середній фланець; 9 — голівка; 10 і 11 — вихлопні труби;
 12 — сполучні труби

Рисунок 4.9 - Вимикач ВВН-35 (загальний вигляд)

Таблиця 4.6 - Технічні дані повітряних вимикачів

Тип	Номи- нальное напряже- ние, кВ	Номи- нальный ток, а	Предельно отклю- чаемое		Ампли- туда ударного тока к. з., кА	10-секундный ток термической устойчивости, кА
			ток, а	мощность, Мва		
ВВ-15	13,8	5 500	85	2 000	250	105 (5-сек) *
ВВ-35П (внутренняя установка)	35	600 1 000	16,5	1 000	42	12
ВВН-35	35	600 1 000	16,5	1 000	42	12
ВВН-35-2000	35	2 000	33	2 000	84	24
ВВН-110/800-4000	110	800	21	4 000	55	15
ВВН-110/2000-4000	110	2 000	31,5	6 000	80	20
ВВН-220/1000-5000	220	1 000	13,1	5 000	40	10
ВВН-220/2000-5000	220	2 000	18,4	7 000	55	12
ВВН-220/1000-7000	220	1 000	26,2	10 000	70	15
ВВН-220/2000-7000	220	2 000	26,3	15 000	80	20
ВВН-220/2000-10000	220	2 000	—	20 000	58,8	34 (1-сек)
ВВНР-330	330	2 000	—	—	—	—
ВВ-500	500	2 000	—	—	—	—

4.3.4. Електромагнітні вимикачі

Вимикачі з електромагнітним гасінням дуги мають ряд переваг у порівнянні з малооб'ємними вимикачами: не вимагають масла для гасіння дуги, пожежо- і вибухобезпечні, створюють низький рівень комутаційних перенапружень і мають підвищену зносостійкість дугогасильних частин вимикача. Ці переваги зумовлюють їх використання в установках з частими відключеннями, наприклад в електропечах, тягових і випрямних підстанціях.

Гасіння дуги в електромагнітних вимикачах здійснюється в спеціальних камерах, в яких дуга поступово розтягується у вузькій щілині між ізоляційними стінками з термодугостійкого матеріалу. Цим збільшується опір дуги і створюються сприятливі умови її гасіння.

Триполюсні електромагнітні вимикачі серії ВЭ і ВЭМ на напругу 6 і 10 кВ з електромагнітним приводом ПЭ-22 на напругу 220 В випускають двох типів: ВЭ-6-2000 — /40 і ВЭМ-10-1000/12,5. Перші розраховані на струм 2000 А, другі — на номінальний струм 1000 А при номінальних струмах відключення відповідно до 40 і 12,5 кА.

Вимикач ВЭ-6-2000/40 (рис.4.10) складається із зварної металевої рами 5, поставленою на катки. Рама є одночасно візком КРУ. Під рамою розташований електромагнітний привід 7. На плиті 3 встановлено шість прохідних ізоляторів 10 з контактними затисками 9. На ізоляторах змонтовані контакти: рухливі 17, 18 і нерухомі головні 17, дугогасильні 12. Дугогасильні камери 16 розміщені над нерухомими контактами. Камери спираються на полюсні наконечники 13 електромагніту 14.

На сердечнику магнітопровода розташована котушка магнітного дуття 15, один кінець якої сполучений з нерухомим контактом 17, а другий — з дугогасильним 12. На рухливих контактах жорстко укріплені циліндри повітряного піддування 2, усередині яких при русі ножів переміщуються поршні 19, що мають нерухомі шарнірні з'єднання з ізоляційними стійками 21. Рухливі контакти через ізоляційну тягу 20 сполучені з валом вимикача 4. Вал має ряд важелів, до яких приєднуються відключаючі буферні пружини 5 і 6. За допомогою тяги 22 вал сполучений з приводом.

При виключенні вимикача спочатку замикаються контакти 12 і 18, які в повністю включеному положенні шунтуються контактами 11 і 17. Одночасно при повороті валу на включення розтягуються відключаючі буферні пружини 5 і 6 і робиться перемикання сигнально-блокувальних контактів. У кінці ходу включення механізм приводу закривається на клямку, контакти розмикаються і припиняється живлення включаючого електромагніту ЭВ.

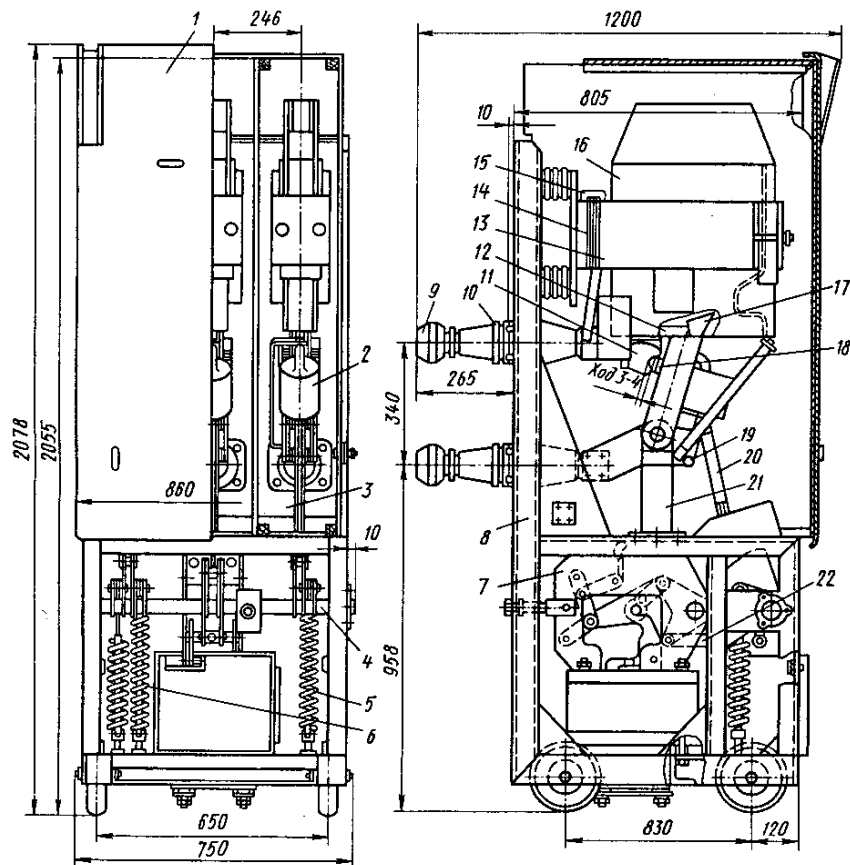


Рисунок 4.10 - Вимикач з електромагнітним гасінням дуги ВЭ-6-2000/40

4.3.5. Вакуумні вимикачі

Їх виготовляють на напругу 10 кВ, номінальні струми 320 А, струм відключення 2-20 кА, динамічну стійкість 52 кА. Основним елементом вакуумного вимикача є вакуумна дугогасильна камера (ВДК), в якій відбувається гасіння дуги.

Триполюсні вакуумні вимикачі навантаження ВНВП-10/320 і ВВТЭ-10/630 нормального і тропічного виконань встановлюють в шафах КРУ для відкритих гірських розробок, екскаваторних установках, підстанціях електродугових печей.

Вимикач ВНВП-10/320 (рис.4.11) складається з металевої зварної рами 7, встановленою на чотирьох катках 9. На рамі шість опорних ізоляторів 3 з трьома дугогасильними камерами (КДВ) 5, в яких розташовані первинні рухливі контакти. До останніх кріплять динамічний виток 4 і тяговий ізолятор 2. Для керування приводом служать включаючі 6 і відключаючі 8 електромагніти і пружина відключення 7.

Переваги вакуумних вимикачів : висока електрична міцність вакууму, що забезпечує швидке відновлення електричної міцності між контактами при розриві дуги; швидкодія і великий термін служби при великому числі відключень; малі габарити і зручність обслуговування : найбільш придатні в електропічних і конденсаторних установках при частих операціях включення і відключення.

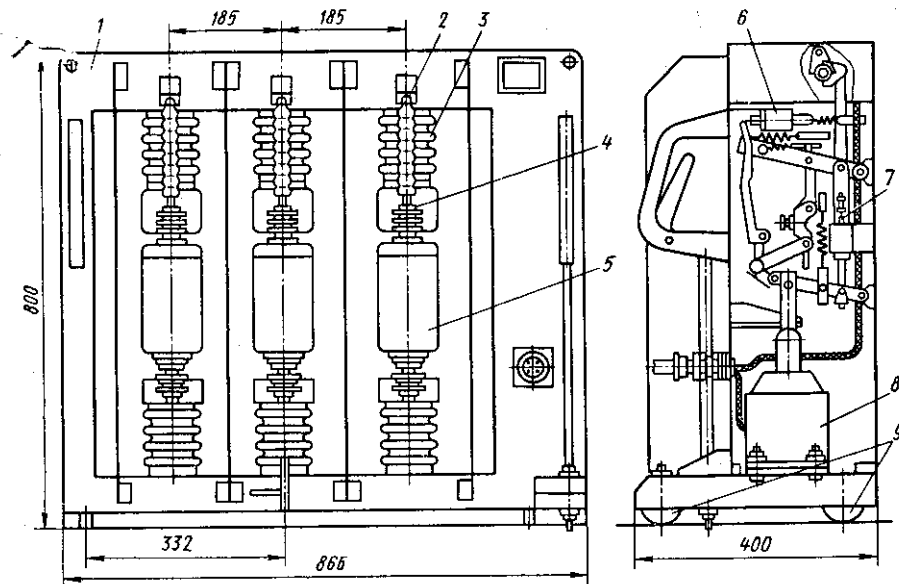


Рисунок 4.11 - Вакуумний вимикач навантаження ВНВП-10/320

У цих вимикачах контактна система поміщена в глибокий вакуум, приблизно 10^{-4} Па, внаслідок чого вони і дістали назву вакуумних.

Процес відключення у вакуумному вимикачі протікає наступним чином. У момент розбіжності контактів площа їх зіткнення зменшується, щільність струму різко зростає і метал контактів плавиться і випаровується у вакуумі. При цьому між контактами утворюється місток, що проводить, котрий складається з пари металу електродів. Спалахує так звана вакуумна дуга, яка гасне при першому ж переході струму через нуль. Електрична міцність вакууму відновлюється дуже швидко, оскільки мала щільність газу в колбі вимикача обумовлює виключно високу швидкість дифузії електричних зарядів із ствола дуги. Вже через 10 мкс після переходу струму через нуль електрична міцність вакууму досягає свого повного значення 100 МВ/м. Якщо до цього часу розходження контактів виявиться достатнім для того, щоб електрична ємність міжконтактного проміжку стала більше напруги, що відновлюється, дуга згасне остаточно. Інакше виникне повторний пробій проміжку і повторне запалення дуги.

Отже, для надійної роботи вакуумних вимикачів потрібні спеціальні матеріали, що забезпечують відключення великих струмів і мають малий струм зрізу. На жаль, металів, що задовольняють одночасно обом вимогам, немає, і тому широке поширення отримали вольфрам і молібден, які допускають відключення струмів понад 4-5 кА, хоча при цьому і виникають великі струми зрізу.

Сучасні вакуумні вимикачі розраховані на відключення струмів в межах від 1,0 до 8,0 кА при напрузі 3-20 кВ. Дугогасильна камера вакуумного вимикача представляє собою герметичну вакуумну посудину з металу і скла, у якому підтримується вакуум 10^{-4} Па. Корпус камери може бути виготовлений не лише із скла, але і з інших ізоляційних матеріалів, які вакуумно-щільно зварюються з металом.

Усередині корпусу знаходяться два контакти — рухливий, з'єднаний з корпусом за допомогою сильфону, і нерухомий. Хід контактів складає всього 10-15 мм. Термін служби камери (ресурс) дуже великий — 100-250 тис. операцій. Для деяких типів камер ресурс складає до 2 млн. операцій включення і відключення.

Слід зазначити, що вакуумні вимикачі розраховані на невисокі струми відключення (2000 А), дорого коштують і тому доки мають обмежене застосування.

4.3.7. Елегазові вимикачі

Їх виготовляють на напругу 35, 110, 220, 330 кВ. Контактна система таких вимикачів складається з рухливого і нерухомого контактів зі вбудованими феритовими магнітами, поміщеними усередині фарфорового герметично закритого корпусу, заповненого элегазом тиском 0,30 МПа. Дуга, що утворилася, при розриві контактів обертається за рахунок взаємодії струму дуги з магнітним полем феромагнітів. При цьому відбувається інтенсивне гасіння дуги.

Перевагою элегазових вимикачів навантаження є їх пожежо- і вибухонебезпечність, швидкість дії і висока відключаюча здатність (40000 і 50000 МВА на 500 і 750 кВ). До недоліків відносяться їх велика вартість і необхідність встановлювати додаткові прилади для отримання элегазу.

Елегазові вимикачі застосовують у відкритих розподільчих пристроях, обладнаних КРУЭ.

Відомі переваги, які мають електронегативні гази з їх високою електричною міцністю при гасінні дуги спонукали конструкторів застосувати в газових вимикачах элегаз (шестифтористу сірку SF₆).

Елегаз негорючий, безбарвний, не має запаху і абсолютно не отруйний. У хімічному відношенні він так само не активний по відношенню до інших речовин, як і азот. Одним з його нечисленних недоліків є здатність розкласти вологовмістими синтетичні ізоляційні матеріали при зіткненні з ними.

Після гасіння дуги «відпрацьований» элегаз проходить осушення і очищення і перекачується компресором в резервуар високого тиску. Уся система циркуляції элегазу є замкнутою.

Таким чином, нині поширеними являються два способи гасіння дуги в элегазі: автопневматичне дуття, яке використовується в основному у вимикачах до 220 кВ, і система з двома тисками, вживана у вимикачах вищої напруги. Підготовлено до випуску два типи элегазових вимикачів — элегазовий вимикач системи ВЭИ з параметрами:

Номінальна напруга, кВ	27,5
Номінальний струм, А	1000
Повний час відключення, мс	80
Система гасіння дуги	автопневматична

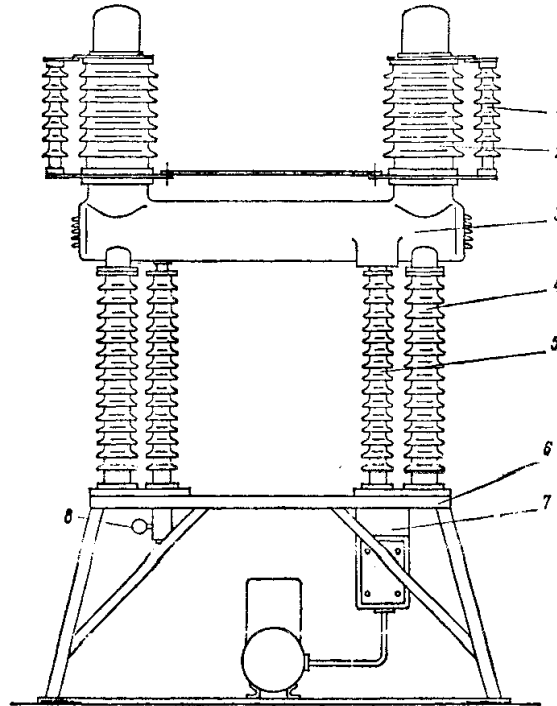
і элегазовий вимикач ВА3 (вимикач навантаження) з параметрами:

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	600
Повний час відключення, мс	150

Система гасіння дуги.....електромагнітна.

На основі уніфікованих конструкцій дугогасильних камер цього типу створена модульна серія вимикачів на напругу до 400 кВ. На рис.4.12 показана конструктивна схема автопневматичного елегазового вимикача на 245 кВ

Наступним найважливішим показником, що характеризує придатність вимикача для установки в цій точці мережі, є його відключаюча здатність.



1 — шунтуюча ємність; 2 — дугогасильна камера; 3 — привод; 4 — опорна фарфорова колонка; 5 — ізоляційна привідна штанга; 6 — опорна рама; 7 — приводний механізм; 8 — контроль тиску

Рисунок 4.12 - Елегазовий вимикач на 245 кВ

Таблиця 4.7 - Умови вибору вимикачів

Параметр вимикача	Умова вибору
Номинальна напруга	$U_{уст} \leq U_n$
Тривалий номінальний струм	$I_{роб.форс} \leq I_{дл.н}$
Номинальний струм динамічної стійкості:	
- симетричний (ефективне значення)	$I'' \leq I_{дин.с}$
- асиметричний (максимальне значення)	$I_{м.у} \leq 1,8 \sqrt{2} I_{дин.с}$
Номинальний струм відмикання :	
- симетричний	$I_{пт} \leq I_{откл.н}$
- асиметричний	$\sqrt{2} I_{пт} + I_{ат} \leq \sqrt{2} I_{откл.н} (1 + \beta_n)$
Номинальний тепловий імпульс (термічна стійкість)	$B_K \leq I_{т.н} \tau_{т.н}$

4.4. Вимикачі навантаження (ВН)

Їх широко застосовують в установках напругою 6-10 кВ на розподільних пунктах і цехових трансформаторних підстанціях. З'єднання ВН з високовольтним запобіжником типу ПК дає апарати ВНП-16 і ВНП-17 або замінювані їх апарати типу ВНР.

Вимикачі навантаження з ручним приводом (ВНР). Так само як і вимикачі навантаження ВНП-17 (рис.4.13), вони працюють на принципі гасіння дуги потоком газів, що утворюються внаслідок розкладання вкладиша дугогасильної камери, виконаної з органічного скла.

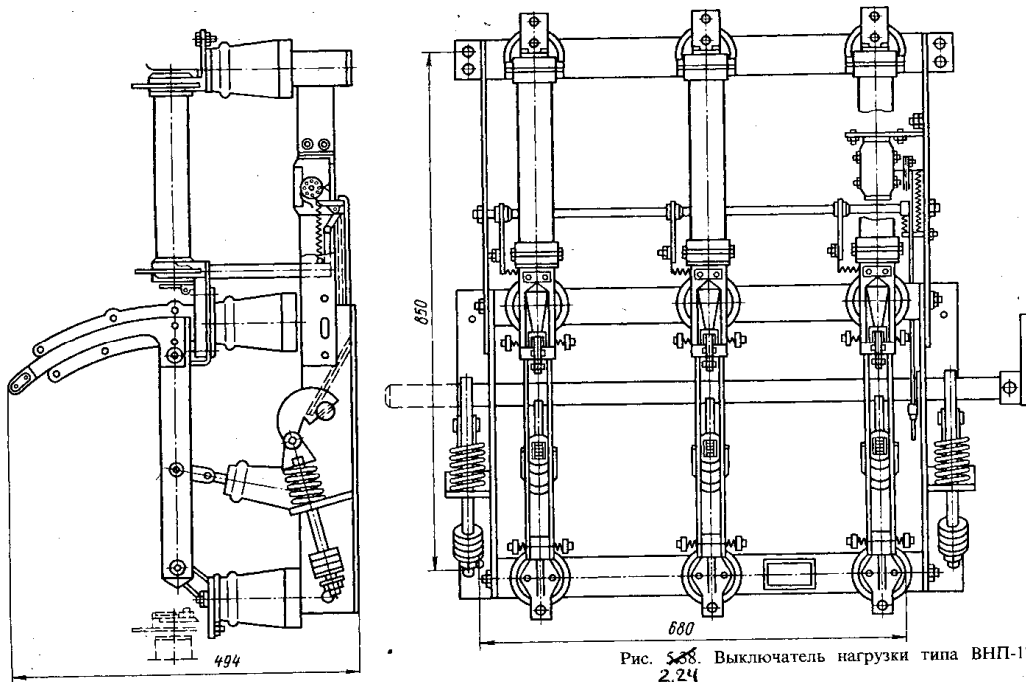


Рис. 5.28. Выключатель нагрузки типа ВНП-17
2,24

Рисунок 4.13 - Вимикач навантаження типу ВНП-17

При відключенні вимикача спочатку розмикаються головні контакти, а потім дугогасильні, розміщені в дугогасильній камері. Виникаюча при цьому дуга впливає на стінки вкладиша і викликає інтенсивне газоутворення. В період проходження дугогасильним контактом каналу в дугогасильній камері вихід газів ускладнений, що підвищує тиск усередині камери, і потоки газів, що знаходяться під тиском, гасять дугу. Керування вимикачем здійснюється ручним приводом, забезпеченим електромагнітом відключення з живленням від незалежного джерела струму. Включення робиться тільки вручну рукояткою, відключення — дистанційно електромагнітом відключення або вручну. Вимикачі навантаження забезпечуються заземляючими ножами, які заземляють верхні і нижні вивідні контакти. Запобіжники встановлюються як з верхнього, так і з нижнього боку вимикача. Пристрій для подачі команди на відключення при перегоранні запобіжника складається з важільної системи, на яку впливає показчик спрацьовування запобіжника, і контактної групи, що дає сигнал на відключення. Вимикач ВНР розрахований на напругу 10 кВ, номінальний струм 400 А, наскрізний максимальний струм 10 до А.

У вітчизняній практиці показали добрі результати і отримали широке поширення вимикачі навантаження на напругу 6 і 10 кВ типу ВН : ВН-11, ВН-16, ВНП-16, ВНП-17, які представляють собою поєднання триполюсного роз'єднувача рублячого типу для внутрішньої установки з автогазовими гасильними камерами з органічного скла. Ці апарати призначені для включення і відключення струмів навантаження 200-400 А.

4.5. Приводи вимикачів

Призначення приводу — забезпечити керування вимикачем: включити, утримати у включеному положенні і відключити. Вал приводу сполучають з валом вимикача за допомогою системи важелів і тяги. Привід вимикача повинен забезпечити необхідну надійність і швидкість роботи, а при електричному керуванні — найменше споживання електроенергії.

Включення вимикача є для приводу найбільш важкою операцією, оскільки при цьому долаються опори пружин і контактів. Тому при включенні привід споживає найбільшу потужність.

Для відключення приводу необхідно звільнити за допомогою електромагніту механічну клямку, що утримує привід у включеному положенні. Ця операція здійснюється без споживання великої потужності, оскільки після звільнення клямки вимикач відключається за рахунок дії відключаючих пружин вимикача.

Усі приводи мають механізм вільного розчеплення, що забезпечує відключення навіть у разі, коли рукоятка приводу утримується у включеному положенні. Останнє можливо при включенні вимикача на існуюче коротке замикання в мережі. Відомі наступні типи приводів : а) ручні прямої дії (ПРБА, ПРА); б) електромагнітні (ПЭ, ШПЭ); в) пружинні (ППМ-10, ППВ, ПП-74); г) пневматичні (ПВ, ШПВ); для зовнішньої установки позначаються буквою Ш.

Ручні автоматичні приводи типу ПРБА (привід важельний блинкерний автоматичний). Зазвичай застосовують для малооб'ємних вимикачів. Привід включають вручну шляхом повороту важеля з нижнього положення у верхнє, після чого механізм приводу утримується клямкою у включеному положенні. Знизу в коробці приводу встановлені вбудовані реле струму (від одного до трьох) і котушки відключення. Відключається вимикач таким приводом автоматично вказаними котушками і реле або вручну поворотом важеля приводу з верхнього положення в нижнє, що звільняє утримуючу клямку і відключаючі пружини вимикача.

Електромагнітні приводи. Вони призначені для дистанційного і автоматичного включення і відключення вимикачів на електричних станціях і підстанціях. Електромагнітні приводи типу ПС-10, працюючі на постійному струмі з напругою 110, 220 В, замінюють на приводи ПЭ-11 і ШПЭ.

Основним недоліком електромагнітних приводів є значний струм, споживаний котушками включення (до 100 А). Підвищення потужності і швидкодії вимикачів визначило створення нових конструкцій електромагнітних приводів, наприклад типу ПЭ-11 для вимикачів ВМГ-10, ВМП-10, ВМП-10К, ВМП-10Э, ВМП-35; типу ПЭ-21- для МГГ-10, типу ШПЭ-45 (у шафі) - для МКП-110.

Пружинні приводи. У цих приводах енергія, необхідна для включення, запасється в спіральній (привід ППМ-10) або циліндричній (привід ПП-74) пружинах, вбудованих в крутень. Пружини після кожного включення автоматично заводяться через редуктор за допомогою електродвигуна потужністю до 1 кВт.

Пружинними приводами можна виконати пристрій АПВ. Пружинні приводи не вимагають потужного джерела постійного струму (як електромагнітні) або стислого повітря (як пневматичні).

Останнім часом широко застосовують пружинний привід типу ПП-67. Він призначений для керування вимикачами типу ВМГ-10 і ВМП-10 при внутрішній установці і для керування вимикачами при зовнішній установці в окремій шафі типу ШПВ-45.

Пневматичні приводи. У цих приводах електромагніт замінюється пневматичним циліндром, за принципом дії і за кінематичною схемою вони подібні електромагнітним приводам. Привід вимикають поршнем під дією стислого повітря.

При дистанційному включенні вимикача відкривається електропневматичний клапан, через який з резервуару надходить повітря в робочий циліндр. Під дією стислого повітря поршень з штоком піднімається вгору і включає вимикач; спіральна пружина 4 повертає поршень в початкове положення і вимикач утримується клямкою включеним.

Переваги пневматичного приводу : конструктивно простий, надійний в роботі, має малі габарити і невисоку вартість, швидкодіючий, включається без різких ударів. Недоліком приводу є необхідність в компресорній установці, потрібній для отримання стислого повітря, і в розгалуженій мережі повітропроводів.

4.6. Розрядники. Типи, конструкції і основні параметри

З дисципліни «Техніка високих напруг» відомо, що перенапруження, що виникають в електричних установках, діляться на комутаційні і атмосферні. Перші визиваються діями, пов'язаними зі зміною стану або схеми системи, наприклад включенням і відключенням холостого ходу трансформаторів або ліній великої протяжності, замиканням однієї фази на землю в системах з малими струмами замикання на землю і при певних значеннях ємнісного струму в місці ушкодження.

Що ж до другої категорії перенапруг - атмосферних, то вони можуть бути дуже небезпечні для ізоляції ліній електропередачі, машин, що обертаються, трансформаторів і електричних апаратів. Тому кожна електроустановка і лінія електропередачі забезпечується захисними пристроями від вказаних перенапружень. До захисних апаратів цієї категорії відносяться трубчаті і вентильні розрядники.

Особливе значення має захист відкритих розподільних пристроїв і ліній електропередачі від прямих ударів блискавки. Для цієї мети застосовуються блискавковідводи і захисні троси з заземлюючими пристроями.

Вентильні розрядники виготовляються трьох типів — РВС, РВВМ і РВП, що призначаються відповідно для захисту апаратури станцій, машин, що обертаються, і установок 3, 6, 10 кВ підстанцій.

На рис. 4.14 показаний розріз по елементу вентильного розрядника РВС-20, розрахованому на напругу 20 кВ. Аналогічні елементи виготовляються на 3, 6, 10, 15, 20, 30 і 35 кВ.

Для напруги до 35 включно розрядники складаються з одного стандартного елемента. На напругу 110 кВ розрядник комплектується з чотирьох елементів РВС-30, що становлять вертикальний стовп заввишки 3,3 м. Розрядник на 220 кВ складається з восьми елементів і має висоту близько 6,8 м. Для надання стійкості передбачено три ізолюючі розтяжки.

РВС-110 і РВС-220 забезпечуються запобіжними кільцями з метою вирівнювання напруги по фарфоровій ізоляції окремих елементів.

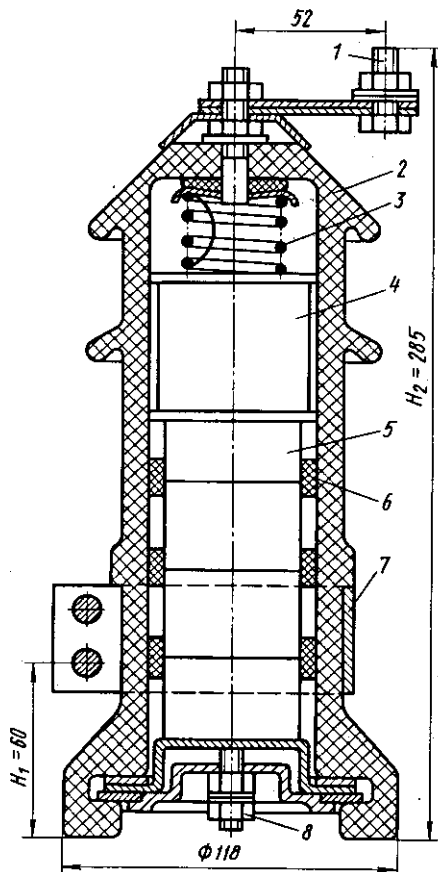


Рисунок 4.14 - Вентильний розрядник типу РВС-20

Вентильні розрядники є колонками іскрових проміжків і нелінійних опорів. В якості останніх найбільш поширений віліт, основним компонентом якого є карборунд, оброблений дугою; при цьому на поверхні кристалів карборунду утворюється «замковий шар». Вілітовий опір є сукупністю дисків завтовшки 20 мм і діаметром 75-100 мм, що утворюються при запіканні карборунду з рідким склом.

Основні робочі вузли вентильного розрядника-багатократні іскрові проміжки (ИП) і нелінійні робочі резистори (НРР), що розміщуються усередині фарфорової герметизованої покривки. Наприклад, розрядник РВО (полегшений) на 3-10 кВ (рис.4.14) складається з одного колонкового елемента 2, блоків ИП 4 і НРР 5, які фіксуються у фарфоровій покривці пружиною 3 і повстяними прокладками 6.

Дріт лінії приєднується до контактного болтового виводу 7, а заземлюючий провідник — до болта 8. Розрядник кріпиться до металевих опор за допомогою хому 7.

Вентильні розрядники виготовляють різної конструкції і призначення: РВС — вентильний станційний на 10-220 кВ для захисту від атмосферних перенапружень; РВМ, РВМГ, РВМА-вентильні з магнітним гасінням дуги; модифікації Г і А (комбіновані) призначені для захисту від атмосферних і короточасних внутрішніх перенапруг, що виникають в ізоляції електроустаткування станцій, і підстанцій при номінальній напрузі 15-500 кВ.

Розрядники типу РВМ виготовляються на напругу 3, 6, 10 кВ. Відмітною їх особливістю являються знижена імпульсна і остаточна напруга, обумовлена наявністю конденсаторів вбудованих в середину іскрових проміжків.

Таблиця 4.8 - Технічні дані станційних розрядників типу РВС

Разрядник	Номинальное напряжение сети, кВ		Номинальное напряжение разрядника, кВ	Наибольшее допустимое напряжение на разряднике, кВэфф	Пробивное напряжение разрядника		Остающееся напряжение на рабочем сопротивлении разрядника при импульсном токе 3 000 а не более, кВ	
	Изолированная нейтраль	Глухозаземленная нейтраль			при промышленной частоте не менее, кВэфф	при косоугольном импульсе и предразрядном времени 1,5 мксек не более, кВ	в эксплуатации	при выпуске с завода
РВС-6	6	—	6	7,6	16	35	33	30
РВС-10	10	—	10	12,8	25	50	55	50
РВС-35	35	—	35	42	80	130	140	130
РВС-110	—	110	110	96	224	340	360	324
РВС-220	—	220	220	192	445	680	720	650

Таблиця 4.9 - Технічні дані розрядників типу РВМ

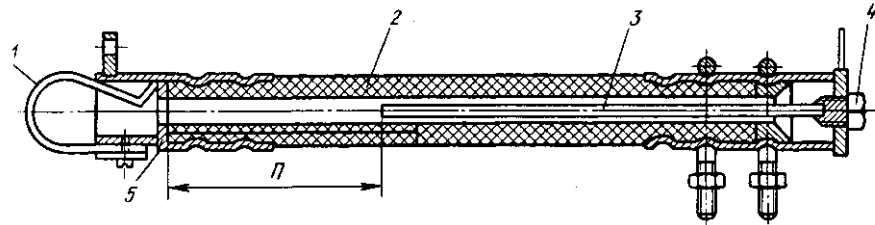
Разрядник	Номинальное напряжение системы, в которой применяется разрядник, кВ	Наибольшее допустимое напряжение на разряднике, кВэфф	Пробивное напряжение при промышленной частоте, кВэфф		Импульсное пробивное напряжение при косоугольной волне и предразрядном времени от 1 до 20 мксек не более, кВ	Остающееся напряжение на разряднике при токе 3 000 а не более, кВ
			не менее	не более		
РВМ-6	6	7,6	15	17	22	23
РВМ-10	10	12,8	24	27	34	38

Трубчасті розрядники. Основне призначення трубчастих розрядників типу РТ полягає в захисті лінійної ізоляції при грозових перенапруженнях. На рис.4.15 схематично показаний пристрій розрядника.

Корпус розрядника складається з бакелітової трубки викладеною зсередини фіброю. Трубка забезпечена металевими наконечниками, причому з одного кінця вона відкрита для вільного виходу іонізованих газів після гасіння дуги.

У внутрішньому каналі трубки вставлений стержневий електрод 3, металевоз'єднаний з нижнім наконечником. Трубчастий розрядник завжди включається через додатковий зовнішній іскровий проміжок 4. Це необхідно для оберігання фибробакелітової трубки від руйнування струмами витоку, які мали б місце при безпосередньому приєднанні розрядника до струмопровідних частин установки.

Розрядник ставиться з метою відведення хвилі перенапруження в землю раніше, ніж напруга хвилі досягне значення, небезпечного для установки. При пробі зовнішнього і внутрішніх проміжків в трубці розрядника виникає дуга, що супроводжується виділенням з фібри водню. Водень інтенсивно охолоджує дугу і остання гасне.



1 — показчик спрацьовування; 2-фіброва трубка; 3 — стержневий електрод; 4-нако-нечник; 5-платиновий електрод; П — іскрові проміжки

Рисунок 4.15 - Трубчастий розрядник типу РТФ-110/0,4-2,2

Таблиця 4.10 - Технічні дані основних типів трубчастих розрядників РТ

Тип	Номи- нальне напряже- ние, кВ	Предельно отключаемые токи, кАэфф		Длина искровых промежут- ков, мм		Разрядное напряжение при 50 гд, кВэфф	
		Нижний предел	Верхний предел	внутреннего	внешнего	сухое	мокрое
РТ- $\frac{6}{0,3-7}$	6	0,3	7	130	$\frac{8^*}{15}$	42	39
РТ- $\frac{10}{0,5-7}$	10	0,5	7	130	20	—	—
РТ- $\frac{35}{0,4-3}$	35	0,4	3	175	$\frac{60}{100}$	$\frac{85}{105}$	$\frac{63}{83}$
РТ- $\frac{110}{0,8-5}$	110	0,8	5	350	$\frac{250}{350}$	$\frac{211}{260}$	$\frac{167}{197}$
РТ- $\frac{110}{2-10}$	110	2	10	250	$\frac{300}{350}$	—	—

* В зависимости от величины внешнего промежутка меняются электрические характеристики разрядника, т. е. зависимость импульсного разрядного напряжения от предразрядного времени. Указанные характеристики приведены в каталогах.

Гази викидаються назовні. Зона вихлопу розрядників приведена нижче.

Зони вихлопу розрядників РТ

Номінальна напруга	Розміри конуса, м	
	Довжина конуса	Діаметр основного конуса
110	3	2
35	2,5	1,5
6,10	1,5	1,0

Розрядник повинен встановлюватися так, щоб в зону вихлопу не потрапили струмопровідні частини ізоляції апаратів.

Вибір як вентильних, так і трубчастих розрядників робиться відповідно до їх вольтамперних і вольтсекундних характеристик.

Громовідводи. Громовідвід представляє довгий металевий стержень, закріплений на високих щоглах або на конструкціях відкритих розподільних пристроїв і з'єднаний із землею.

Удар блискавки, як відомо, відбувається внаслідок наявності різниці потенціалів між грозовою хмарою, зарядженою негативною електрикою, і землею або об'єкту, на ній розташованими і маючими позитивний заряд. Електрод громовідводу, висунений можливо вище вгору, направляє, а потім і основний розряди блискавки на себе і тим самим захищає приближені об'єкти від удару блискавки і пов'язаних з цим руйнування та небезпеку для людей.

Захисні троси служать для захисту ліній напругою вище 1000 В від прямих ударів блискавки. Для електропередачі 110 кВ і вище на металевих і залізобетонних опорах установка тросів обов'язкова по усій довжині.

Для ліній 110 кВ на дерев'яних опорах і ліній 35 кВ і нижче незалежно від типів опор захисні троси по (усій лінії не навішуються. Зазвичай в цих випадках підвіска троса виконується тільки на підходах до підстанцій з обох кінців на довжині 1-2 км.

Захисна дія троса тим більше, чим менше кут, що утворюється з прямою, яка проходить через осі крайнього дроту і троса та вертикаллю. Цей кут має бути не більше 30°.

Індуктивний опір секційних реакторів вибирається з умови підтримки напруги на шини на допустимому рівні при к.з. на сусідній секції. Звичайне значення цього опору знаходиться в межах 8-12%.

Динамічна стійкість перевіряється тільки у тих бетонних реакторів, індуктивний опір яких менше 3%.

Контрольні питання до теми 4

1. Конструкція і типи комутаційних апаратів без іонізуючих пристроїв.
2. Технологія роботи короткозамикача та відділювача.
3. Класифікація запобіжників, конструкція і принцип роботи.
4. Номінальні параметри високовольтних вимикачів та умови їх вибору.
5. Малооб'ємні масляні вимикачі, конструкція, принцип гасіння дуги.
6. Повітряні вимикачі, їх переваги та недоліки.
7. Коротка характеристика вакуумних і элегазових вимикачів.
8. Вимикачі навантаження, їх класифікація і типи.
9. Типи приводів вимикачів, принцип роботи.
10. Класифікація розрядників, принцип роботи.

Тема 5

ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ І НАПРУГИ

5.1. Вимірювальні трансформатори струму

Трансформатори струму повинні: 1) в установках напругою до 1000 В понизити вимірюваний або контрольований струм до величини, що допускає підключення послідовних котушок вимірювальних приладів або апаратів захисту (реле); 2) в установках напругою більше 1000 В відокремити ланцюги високої напруги від ланцюгів вимірювальної і захисної апаратури, забезпечуючи безпеку їх обслуговування.

Результуюча сила (МРС) трансформатора струму визначається сумою МДС первинної і вторинної його обмоток:

$$I_0 W_1 = I_1 W_1 + (-I_2 W_2). \quad (5.1)$$

При розмиканні вторинної обмотки трансформатора відсутня МРС вторинної обмотки ($I_2 W_2$) і тоді $I_0 W_1 = I_1 W_1$.

Велика величина значно збільшить магнітний потік і магнітну індукцію, внаслідок чого зростає нагрів сердечника і збільшиться ЕРС вторинної обмотки. Це може привести до перегрівання і пробоя ізоляції вторинної обмотки трансформатора і появи небезпечної напруги на включеній апаратурі. Тому розмикання вторинної обмотки трансформатора неприпустимо. При знятті вимірювальних приладів, а також приладів контролю і захисту, підключених до трансформатора струму, необхідно замкнути вторинну обмотку трансформатора накоротко або її зашунтувати.

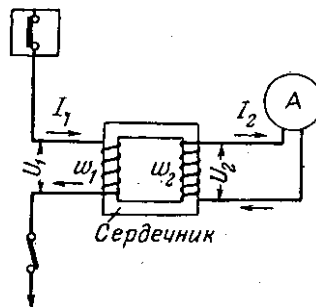


Рисунок 5.1 - Принципова схема включення трансформатора струму

Вторинне навантаження трансформатора струму характеризується величиною повного опору Z_2 (Ом) споживачів вторинного кола, рівного сумі опорів котушок приладів, реле, сполучних дротів і контактів. Отже, потужність вторинного навантаження трансформатора струму (В·А)

$$S_2 = I_2^2 Z_2. \quad (5.2)$$

Для забезпечення достатньої точності показань приладів і надійності дії апаратів захисту, підключених до трансформатора струму, необхідно, щоб величина Z_2 не перевищувала величину номінального навантаження трансформатора струму.

Номинальною потужністю навантаження ($S_{\text{ном}}$) трансформатора струму називають потужність, при якій похибка не перевищує погрішності, встановленої для цього класу трансформаторів. Найвищий клас точності, в якому може працювати трансформатор струму, називають номінальним класом точності. Залежно від величин Z_2 або S_2 один і той же трансформатор струму може працювати в різних класах точності.

Трансформатори струму мають струмові ΔI і кутові δ погрішності. Струмова погрішність (%)

$$\Delta I = [(k_{\text{ном}} I_2 - I_1) / I_1] 100 \quad (5.3)$$

враховується в показаннях усіх вимірювальних приладів. Кутова погрішність визначається кутом δ між векторами струму I_1 і I_2 і враховується тільки в показаннях приладів.

Враховуючи необхідність підключення трансформаторів струму для живлення вимірювальних приладів і реле з різними класами точності, високовольтні трансформатори струму виконують з двома вторинними обмотками. Наприклад, 0,5/Р — для лічильників і реле 0,5/Д — для лічильників і реле диференціального захисту.

Заводами виготовляються трансформатори струму різних класів точності і з різним вторинним навантаженням. Встановлені наступні класи точності трансформаторів струму: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Цифра, що характеризує клас, представляє струмову погрішність у відсотках від номінального первинного струму при завантаженні первинної обмотки в межах від 120 до 100% для перших трьох класів і від 120 до 50% для двох останніх.

Сфера застосування різних класів точності трансформаторів струму така: 0,2 — для точних лабораторних вимірів; 0,5 і 1 — для станційних і підстанцій (приборів (для лічильників, по яких ведеться розрахунок за електроенергію, допускається тільки клас 0,5); 3 — для грубих релейних захистів, наприклад максимального струмового, і 10 — для включення приладів, що показують тільки наявність струму в цьому ланцюзі.

Для релейних захистів диференціальною і від замикань на землю виготовляються особливі трансформатори струму з сердечниками класів Д і З. Сердечники Д випускаються для точних диференціальних захистів і підбираються в комплекти парами.

Останнім часом литі трансформатори виконуються також з новим типом сердечників — Р, які призначені для максимальних струмових захистів, а також для диференційного захисту, де не потрібно підбір трансформаторів струму в пари.

Конструкції трансформаторів струму. Трансформатори струму до 1000 В мають первинну обмотку, намотану у вигляді котушки і насаджену на сердечник. Вони виконуються тільки з одним сердечником і однією вторинною обмоткою. Одна з таких конструкцій показана на рис. 5.2.

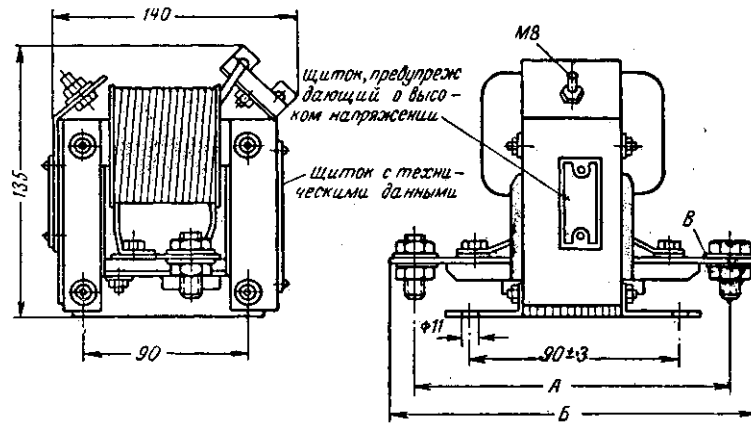
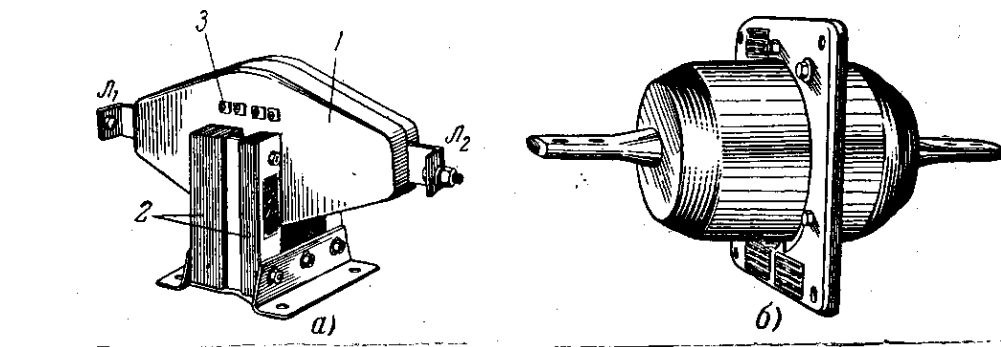


Рисунок 5.2 — Катушковий трансформатор струму ТКМ 0,5 кВ на 200-600 А

На напругу до 20 кВ для внутрішніх установок трансформатори струму виготовляються прохідного або опорного типу. Найбільш поширеними є прохідні трансформатори, оскільки вони одночасно замінюють прохідні ізолятори. На рис.5.3 показані сучасні литі трансформатори струму типу ТПЛ, ТПОЛ, ТШЛ.



а - ТПЛ на 10 кВ, 5 — 400 А з двома сердечниками: 1 — корпус; 2-сердечники; 3— виводи вторинних обмоток; L_1, L_2 — виводи первинної обмотки;
б - ТПОЛ на 10 кВ, 1000 А з двома сердечниками

Рисунок 5.3 - Конструкції литих трансформаторів струму

Перший тип виготовляється на первинні струми від 5 до 400 А включно, другий — на струми від 600 до 1 500 А. На струми 2 000-5000 А трансформатори струму мають позначення ТПШЛ. Трансформатори струму ТШЛ випускаються на номінальні струми 6 000-10 000 А. Букви в позначенні типу розшифровуються таким чином: Т — трансформатор струму, П — прохідний, Л — литий, О — одновитковий, Ш — шинний.

Трансформатори струму з підвищеною електродинамічною сталістю мають в позначення типу букву У (посилений).

Під вбудованими слід розуміти трансформатори струму, первинною обмоткою яких служить стержень фарфорового введення вимикача або силового трансформатора.

Трансформатори струму підрозділяють на трансформатори струму внутрішньої і зовнішньої установки, одно— і багатовиткові. Одновиткові трансформатори струму ділять на стержневі, шинні і вбудовані. Стержневі трансформатори (наприклад, серії ТПОЛ) виготовляють для напруги до 35 кВ і номінальні первинні струми 40-500 А. Шинні трансформатори (наприклад, ТШЛ-10, ТШЛО-20, ТШЛ-10УЗ (ТЗ) виготовляють для напруги до 24 кВ і номінальні первинні струми до 30 кА. Вбудовані трансформатори (наприклад, серії ТБ, ТВТ, ТВМ, ТВВГ) призначені для установки на виводах бакових вимикачів і силових трансформаторів напругою 10-35 кВ і вище. Трансформатори багатовиткові виконують для усієї шкали номінальної напруги і номінальних струмів. Для напруги 6-20 кВ використовують котушкові і петльові трансформатори з епоксидною ізоляцією (наприклад, серії ТЛМ, ТЛ, ТОЛ, ТПЛ та ін.). Для трансформаторів струму внутрішньої установки до 35 кВ і зовнішньої установки до 10 кВ застосовують в основному литу ізоляцію на основі епоксидних смол.

Схеми включення трансформаторів струму. На рис.5.4 зображені можливі схеми включення ТТ в одну, дві і три фази. В усіх випадках одна точка вторинної обмотки (початковий вивід по напрямку вторинного струму) заземляється за правилами ТБ на випадок пробою з первинної обмотки на вторинну.

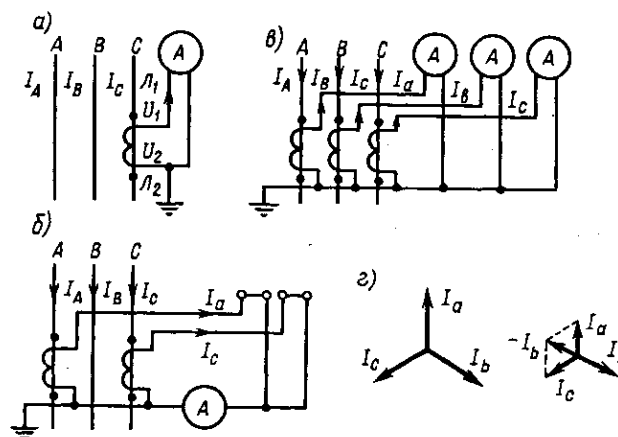


Рисунок 5.4 — Схеми (а-в) і векторна діаграма (г) включення трансформаторів струму

Якщо відстань між ТТ і приладами дорівнює ℓ , то в схемі на рис.5.4 слід враховувати падіння напруги в прямому і зворотному дроті, тобто загальний опір дротів визначатиметься розрахунковою довжиною, що дорівнює

$$l_{\text{расч}} = 2l.$$

При установці ТТ в трьох фазах зворотний загальний дріт не обтікається струмом, тому для схеми на рис. 5.4.

$$l_{\text{расч}} = l,$$

Якщо ТТ включені в крайні фази А і С, то $\ell_{\text{расч}} = \sqrt{3}\ell$.

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають по номінальних параметрах — напрузі, первинному і вторинному струмам, — і перевіряють на динамічну і термічну стійкість в режимі к. з.

Окрім цього, трансформатори струму підбирають по класу точності, який повинен відповідати приладам, що підключаються у вторинне коло ИТТ.

Навантаження вторинного ланцюга трансформатора струму може бути розраховане за виразом:

$$S_2 = I_{2H}^2 z_2, \quad (5.4)$$

де z_2 — повний опір зовнішнього кола

$$z_2 = \Sigma z_{\text{приб}} + R_{\text{пров}}, \quad (5.5)$$

тут $\Sigma z_{\text{приб}}$ — сума опорів послідовно включених, обмоток приладів або реле;

$R_{\text{пров}}$ — опір з'єднувальних дротів.

Необхідний розрахунковий переріз сполучних дротів

$$q = \rho \ell_{\text{расч}} / R_{\text{пров}}, \quad (5.6)$$

де $\ell_{\text{расч}}$ — розрахункова довжина з'єднувальних дротів.

Таблиця 5.1 - Технічні дані трансформаторів струму для внутрішньої установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный номинальный ток, А	Типы сердечников в различных сочетаниях	Сердечник	Мощность сердечника в классах			Кратность устойчивости	
					0,5	1	3	динамической	термической
ТПФМ-10	10	5—400	0,5; 1; 3	0,5	15	30	—	165	75
ТПФМУ-10	10	5—300	0,5; 1	1	—	15	40	250	80
		5—200	3	3	—	—	30	—	—
ТПФМД (З)-10	10	75—400	0,5; 1; 3	—	—	—	—	165	75
ТПФМУД (З)-10	10	75—400	Д, 3	—	—	—	—	—	—
ТПЛ-10	10	5—200	0,5; Р	0,5	10	—	—	250	90
		300	—	—	—	—	—	175	90
		400	—	—	—	—	—	165	70
ТПОЛ-10	10	600, 800	0,5; Р; Д	0,5	10	—	—	160	65
		1 000	—	—	—	—	—	140	55
		1 500	—	—	—	—	—	90	36
ТПОФ (Д) (З)-10	10	600	0,5; 1; 3; Д, 3	0,5	20	50	150	150	80
		750	—	1	—	20	50	133	80
		1 000	—	3	—	—	50	100	80
		1 500	—	—	—	—	—	66	80
ТПОФУ (Д) (З)-10	10	400	3	3	—	—	50	200	120
		600	0,5; 1; 3; Д, 3	0,5	20	50	150	150	120
		750	—	1	—	20	50	120	120
		1 000	—	—	—	—	—	100	120
ТПШЛ-10	10	2 000, 3 000	0,5; Д	0,5	20	30	60	—	75
		4 000, 5 000	—	—	—	—	—	—	—
ТПШФА (Д) (З)-10	10	2 000—5 000	0,5; 3; Д	0,5	30	75	150	—	75
		—	—	3	—	—	50	—	—
ТШЛ-20	20	6 000, 8 000, 10 000	0,5; Д	0,5	30	75	—	—	40
ТПШФА (Д) (З)-20	20	2 000—5 000	0,5; 3; Д; 3	0,5	50	100	—	—	75
		—	—	3	—	—	50	—	—
ТПШФ (Д) (З)-20	20	6 000	0,5; 3; Д; 3	0,5	50	100	—	—	75
		—	—	3	—	—	50	—	—
ТПОЛ-35	35	400, 600, 800, 1 000, 1 500	0,5; 1; Д	0,5	20	20	—	150	80
		—	—	1	20	20	—	—	—

Таблиця 5.2 - Технічні дані трансформаторів струму для зовнішньої установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Варианты исполнения по классу точности	Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Мощность сердечника в классе 0,5, ВА	Кратность динамической устойчивости	Кратность термической устойчивости
ТФН-35	35	0,5/3	15—1 000	5	50	100	65
ТФНД-35	35	Д/0,5 Д/Д/0,5	15—1 000 15—2 000	5	30 50	100 50	65 65
ТФНУ-35	35	0,5/1	15—600	5	30	150	65
ТФНУД-35	35	Д/0,5; Д/Д/0,5	15—600	5	30, 50	150	90
ТФН-110	110	0,5/1	50—600	5	30	150	75
ТФНД-110		Д/1 Д/Д/0,5 Д/Д/0,5	50—600 50—600 750—2 000	5 5 5	30 30 30	150 150 75	75 75 60
ТФНД-220	220	Д/Д/Д/0,5	300—600—1 200	5 или 1	30	60	60
ТФНД-220	220	Д/Д/Д/0,5	500—1 000—2 000	5 или 1	30	60	60
ТФКН-220	220	Д/Д/Д/0,5	300—600—1 200	5	30	60	60
ТФКН-330	330	Д/Д/Д/0,5	500—1 000—2 000	1	30	—	—
ТФКН-500	500	Д/Д/Д/0,5	500—1 000—2 000	1	50	35 ка	12,5 ка

Таблиця 5.3 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметр трансформатора струму	Умова вибору
Номинальна напруга Номинальний первинний струм Номинальний вторинний струм Клас точності Номинальна вторинна потужність Кратність струму динамічної стійкості $k_{\text{дин}} = \frac{I_{\text{мдин.н}}}{\sqrt{2}I_{1\text{н}}}$ Кратність одnoseкундного струму термічної стійкості $k_{1\text{с}} = \frac{I_{1\text{с}}}{I_{1\text{н}}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$ $I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{дл.н}}$ 5 чи 1 А залежно від протяжності вторинного кола Відповідно до класу точності приєднаних приладів $S_2 \leq S_{2\text{н}}$ $I_{\text{м}} \leq \sqrt{2}k_{\text{дин}} I_{1\text{н}}$ $B_{\text{к}} \leq (k_{1\text{с}} I_{1\text{н}})^2$

5.2. Вимірювальні трансформатори напруги

Трансформатор напруги працює як силовий трансформатор невеликої потужності, тому номінальний коефіцієнт трансформації його рівний:

$$k_H = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2},$$

де U_1 і U_2 - первинна і вторинна напруга, а ω_1 і ω_2 — числа витків первинної і вторинної обмоток. Трансформатори напруги виготовляються на усю номінальну експлуатаційну напругу від 0,5 до 500 кВ і генераторні 13,8; 15,75; 18 і 20 кВ. Трансформатори напруги випускаються в трифазному і в однофазному виконанні. Для трифазних трансформаторів вторинна напруга приймається рівною 100 В, для однофазних залежно від схеми з'єднання вторинної обмотки 100 В (при з'єднанні обмоток в трикутник), або 100: 1/3 (при з'єднанні їх в зірку), або 100:3 (розімкнений трикутник).

Трансформатори напруги мають дві погрішності: погрішність напруги

$$\Delta U\% = \frac{U_1 - k_H U_2}{U_1} \cdot 100$$

і кутову, вимірювану кутом δ між векторами напруги U_1 і U_2 .

Встановлено чотири класи точності трансформаторів напруги 0,2; 0,5; 1 і 3. Цифра, що означає клас, представляє погрішність напруги у відсотках. Сфера застосування різних класів точності та ж, що і для трансформаторів струму.

Для кожного класу заводом дається номінальна потужність у вольт-амперах, при якій погрішності не виходять за межі цього класу. Крім того, приводиться максимальна потужність трансформатора напруги визначувана по допустимому нагріву.

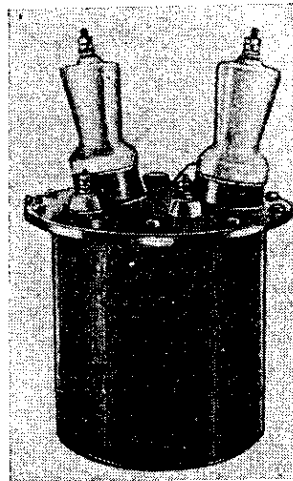


Рисунок 5.5 - Загальний вигляд однофазного трансформатора напруги НОМ-10

Типові позначення трансформаторів напруги: НОС—0,5 однофазний з природним охолодженням (сухий); НОСК— 10-то ж для установки в КРУ; НТС-10

— трифазний, сухий; НОМ-10 і НОМЭ-6 — однофазний з природним масляним охолодженням і для установки на екскаваторі; НТМИ-10 — трифазний масляний з додатковою вторинною обмоткою для контролю ізоляції мережі.

Трансформатори напруги призначені для включення котушок напруги вимірювальних приладів і апаратів захисту, виміру і контролю напруги, а також для відділення ланцюгів вимірювальних приладів і апаратів захисту від мережі високої напруги.

У трифазних трансформаторах або комплектах з трьох однофазних трансформаторів первинна обмотка з'єднується в зірку. У п'ятистержневих ТН нульова точка первинної обмотки, так само як і у трьох однофазних ТН, має бути заземлена.

П'ятистержневі ТН є найбільш універсальними, оскільки в установках до 20 кВ включно можуть бути використані для контролю ізоляції і живлення ланцюгів вимірювальних приладів і релейних захистів.

У п'ятистержневих трансформаторах напруги додаткова обмотка з'єднується розімкненим трикутником і використовується для сигналізації в схемах контролю ізоляції.

Є також виконання однофазних трансформаторів напруги з двома вторинними обмотками: основною, такою, що сполучається в зірку, і додатковою, такою, що сполучається в розімкнений трикутник; призначення цих обмоток таке ж, як у п'ятистержневих ТН. Ці трансформатори позначаються ЗНОМ і виконуються на 3, 6, 10, 13, 8, 15, 18, 20 і 35 кВ.

Технічні дані трансформаторів напруги на 3-35 кВ приведені в табл.5.4.

Конструкції трансформаторів напруги

Для напруги до 500 В включно випускаються сухі три- і однофазні трансформатори напруги (ТН) типів НОС-0,5 і НТС-0,5, дані про які приведені в табл.5.5.

Для напруги від 3 кВ і вище випускаються тільки масляні трансформатори. На напругу 3-20 кВ ТН виготовляються в трьох виконаннях: однофазні (тип НОМ), трифазні тристержневі (НТМК) і трифазні п'ятистержневі (НТМИ). На 35 кВ виготовляються тільки однофазні ТН. Букви в назві типу означають Н — трансформатор напруги, О — однофазний, Т — трифазний, М — масляний, К — з компенсуючою обмоткою для зменшення кутової погрішності, И - для контролю ізоляції.

Однофазні трансформатори застосовуються в основному в наступних випадках: при з'єднанні двох ТН за схемою відкритого трикутника (див. нижче), для живлення вимірювальних, приладів і реле; для контролю ізоляції установки і одночасного живлення кіл вимірювань і захисту.

Таблиця 5.4 - Технічні дані трансформаторів напруги на 3-35 кВ

Тип	Номинальные напряжения, в		Номинальные мощности, в а, в классах			Максимальная мощность в а
	ВН	НН	0,5	1	3	
НОМ-6	3 000 6 000	100	30 50	50 80	120 200	400 600
НОМ-10	10 000 13 800	100	80	150	320	720
НОМ-15	15 000 18 000	100	80	150	320	840
НОМ-35	35 000	100	150	250	600	1 200
ЗНОМ-15	6 000: $\sqrt{3}$ 10 000: $\sqrt{3}$ 13 800: $\sqrt{3}$ 15 000: $\sqrt{3}$ 18 000: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}/100:3$	80	150	320	640
ЗНОМ-20	20 000: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}/100:3$	80	150	320	640
ЗНОМ-33-54	35 000: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}/100:3$	150	250	600	1 200
НТМК-6-48	3 000 6 000	100 100	50 80	80 150	200 320	400 640
НТМК-10	10 000	100	120	200	480	960
НТМИ-6	3 000 6 000	100/100:3	50 80	80 150	200 320	400 640
НТМИ-10	10 000	100/100:3	120	200	480	960
НТМИ-18	13 800 15 000 18 000	100/100:3	120	200	480	960

Таблиця 5.5 - Технічні дані сухих трансформатори в напруга на 380 і 500

Тип	Номинальные напряжения, в		Номинальная мощность, в а, в классах			Максимальная мощность, в а
	ВН	НН	0,5	1	3	
НОС-0,5	380	100	25	40	100	200
НОС-0,5	500	100	25	40	100	200
НТС-0,5	380	100	50	80	200	400
НТС-0,5	580	100	50	80	200	400

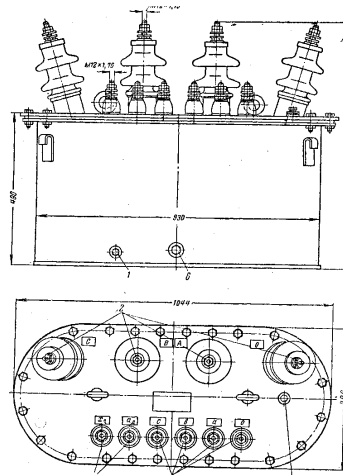


Рисунок 5.6 - Ескіз п'ятистержневого трансформатора напруги НТМИ-18

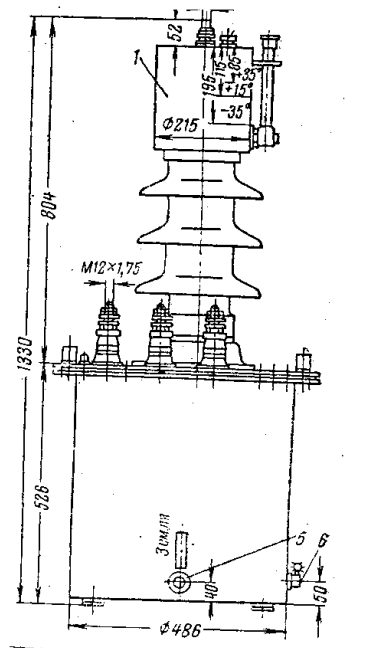
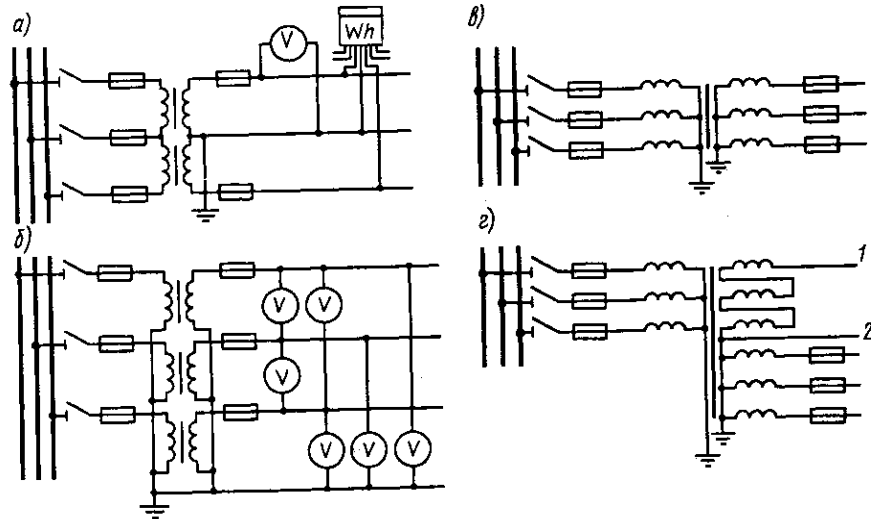


Рисунок 5.7 - Ескіз однофазного трансформатора напруги ЗНОМ-35



а) двох однофазних; б) трьох однофазних; в) одного трифазного;
г) одного п'ятистержневого

Рисунок 5.8 - Схеми включення трансформаторів напруги

Найбільш часто вживані схеми включення трансформаторів напруги із захистом запобіжниками ПКТ приведені на рис.5.8, а - для виміру і контролю міжфазної напруги; на рис.5.8, б - для виміру і контролю міжфазних напруг і напруги по відношенню до землі, чим досягається контроль справності ізоляції; на рис.5.8, в - для виміру і контролю міжфазної напруги; на рис.5.8, г - одного п'ятистержневого трансформатора для виміру напруги і контролю ізоляції. У п'ятистержневому трансформаторі в нормальному режимі напруга на кінцях розімкненого трикутника 1,2 додаткових обмоток дорівнює нулю, оскільки геометрична сума фазної напруги трифазної системи дорівнює нулю.

Вибір трансформатора напруги

Умови вибору приведені в таблицю.5.6.

Таблиця 5.6 - Умови вибору трансформатора напруги

Параметр трансформатора напруги	Умови вибору
Номинальное первичное напряжение Тип и схема соединения обмоток Класс точности Номинальная мощность вторичной обмотки	$U_{уст} = U_n$ В зависимости от назначения В соответствии с классом точности присоединенных приборов $S_2 \leq S_{2н}$

Примітка: 1. Потужність, споживана вимірювальними приладами, визначається для найбільш навантаженої фази за формулою:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2},$$

де P_2 і Q_2 — активне і реактивне навантаження, яке залежить від схеми з'єднання вторинних обмоток трансформатора напруги і схеми включення приладів.

2. Сумарне навантаження трансформатора напруги може бути знайдене наближено за формулою:

$$S'_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S'_{\text{приб}} \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S'_{\text{приб}} \sin \varphi_{\text{приб}})^2}, \quad (5.7)$$

де $S'_{\text{приб}}$ — потужність, споживана усіма паралельними обмотками приладу.

При цьому за номінальну потужність $S'_{\text{н}\Sigma}$ слід приймати: для трансформаторів, сполучених зіркою, потужність усіх трьох фаз; для трансформаторів однофазних, сполучених відкритим трикутником, подвоєну потужність однієї фази.

Контрольні питання до теми 5

1. Призначення трансформаторів струму і напруги.
2. Умови вибору трансформаторів струму.
3. Умови вибору трансформаторів напруги.

Тема 6

ГОЛОВНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1. Загальні положення

Головною схемою називають порядок з'єднання, основного обладнання станції (генераторів і трансформаторів) між собою з лініями, що відходять. Існує велика різноманітність головних схем, проте їх можна розбити на дві великі групи: схеми, що мають поперечні зв'язки (шини) і блокові схеми, в яких зв'язок генераторів між собою здійснюється або на шинах вищої напруги станції, або у разі «чистих» блоків генератор — трансформатор — лінія на шинах віддалених підстанцій (у мережі).

Надійність станції і її маневрені властивості багато в чому визначається її головною схемою, і тому вибір схеми при проектуванні електростанції, а також складанні експлуатаційних схем діючої станції належать до найважливіших проектних і експлуатаційних завдань.

Головна схема повинна забезпечувати безвідмовну видачу потужності електростанції, іншими словами, бути надійною. Вимоги надійності є одним з найосновніших, що пред'являються до схем електричних з'єднань станцій і підстанцій.

Другою важливою вимогою, що пред'являється до головних схем, їх економічність, тобто вимога мінімальних витрат матеріальних ресурсів і часу при

спорудженні розподільчого пристрою (РП), що втілює в натурі вибрану електричну схему, і мінімальних щорічних витрат на його експлуатацію.

Нарешті, дуже істотною є вимога маневреності головної схеми під якою розуміють можливість легкого пристосування схеми до умов роботи, що змінюються, як в експлуатації, так і при розширенні станції, а також можливість ремонтів устаткування РП без порушення нормальної роботи приєднань (ремонтпридатність).

Окремо важлива вимога безпеки обслуговування РУ; у числі інших чинників, від яких вона залежить, — простота і наочність головної схеми.

Наочність схеми і її хороша наочність в натурі значно підвищують оперативну надійність, зменшуючи вірогідність помилкових дій персоналу.

Схеми електричних з'єднань електричної станції або підстанції в однолінійному або трилінійному зображенні являються основними технічними документами при проектуванні, *монтажі* і експлуатації електричних установок.

Однолінійні схеми, в яких усі з'єднання показані тільки для однієї фази, використовуються найширше при проектуванні, розрахунках режимів, розробці схем релейного захисту і автоматики. В процесі експлуатації застосовуються спрощені однолінійні схеми, звані оперативними. У них для підвищення наочності показано тільки основне устаткування, а положення вимикачів і роз'єднувачів відповідає дійсному у момент складання схеми.

Трилінійні схеми складаються для усіх трьох фаз з вказівкою, на них також усіх з'єднань вторинних ланцюгів. Зважаючи на їх громіздкість ці схеми мають більше обмежене застосування: переважно при монтажних роботах, експлуатаційних перевірках і ремонтах окремих фаз.

6.2. Елементи і види головних схем

До елементів головної схеми окрім основного електрообладнання (генератори і трансформатори), відносяться шини, роз'єднувачі, вимикачі, реактори і вимірювальні трансформатори.

Залежно від призначення розрізняють збірні, обхідні, робочі, резервні шини. Як показує само назва, збірні шини призначені для прийому електричної енергії від генераторів і наступного розподілу її між приєднаннями. Обхідні шини дозволяють проводити ремонти устаткування без перерви нормальної роботи приєднань, що виконуються під час ремонту живлення «в обхід» свого вимикача від цієї допоміжної системи шин. Резервні шини роблять можливим ремонт збірних шин без перерви роботи станції і порушення електропостачання споживачів. У більшості схем з двома системами шин будь-яка з них може виконувати функції або робочою або резервною.

Наступним важливим елементом всякої схеми є вимикач. Вимикачі розрізняються по виконуваних функціях. Вимикач, за допомогою якого здійснюються включення і відключення генераторів, трансформаторів і ліній в нормальних і аварійних умовах, називається вимикачем приєднання. З'єднання збірних шин між собою виконується міжшинним вимикачем (МШВ), а секцій шин

— секційним вимикачем (СВМ). Обхідний вимикач пов'язаний з обхідною системою шин і замінює основні вимикачі приєднань при їх ремонті.

Роз'єднувачі в основному мають ремонтне призначення, створюючи між ремонтованим устаткуванням і елементами РП, що знаходяться під напругою, безпечний повітряний проміжок і забезпечуючи між ними видимий розрив.

Часто роз'єднувачі виконують оперативні функції, тобто обирають системи шин при підключенні до них приєднань. Існують також заземляючі роз'єднувачі для надійного заземлення відключеної для ремонту установки і спеціальні роз'єднувачі зі швидкодіючим автоматичним приводом, використовувані для включення на землю однієї або декількох фаз, що знаходяться під напругою, так звані короткозамикачі.

Спеціальним типом роз'єднувача є також віддільник, призначення якого полягає в швидкому відключенні ланцюга у безструмову паузу для утворення ізоляційного проміжку. У поєднанні з короткозамикачами віддільники іноді замінюють вимикачі в невідповідальних установках.

Обмеження струмів короткого замикання і полегшення комутаційної апаратури і шин досягається установкою реакторів між окремими секціями шин (секційні реактори) і в відповідних живильних лініях (реактори фідерів). Зазвичай реактування шин і ліній, що відходять, роблять тільки на генераторній напрузі.

Найбільш простим видом головної схеми, що з'явилося раніше інших, являється схема з однією несекціонованою системою шин (рис.6.1, а), достоїнства якої полягають в крайній простоті, хорошій наочності в натурі і мінімальних витратах на спорудження РП. Проте така схема не забезпечує достатньої надійності електропостачання. Ушкодження шин, шинних роз'єднувачів або будь-якого вимикача викликає повне погашення усіх приєднань. Ремонт шин вимагає припинення електропостачання усіх споживачів. Ревізія будь-якого вимикача також зв'язана з необхідністю погашення його приєднання на увесь час проведення робіт.

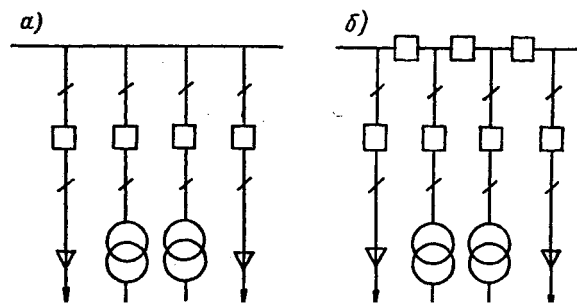


Рисунок 6.1 - Поодинокі система шин :
а - несекціонована; б - секціонована

Зменшити об'єм погашень при одній системі шин можливо її секціонуванням (рис.6.1, б). Проте істотного зменшення об'єму погашень в такій схемі при аваріях можна добитися тільки при глибокому її секціонуванні, коли число секцій дорівнює числу приєднань. Це робить схему неекономічною, причому необхідність погашень приєднань при ремонті їх вимикачів залишається.

Обхідний роз'єднувач може бути встановлений на перемичці між сусідніми лініями (рис.6.2, а). Схема містка, що виходить при цьому, має помітно велику гнучкість і ремонтоздатність, оскільки в ній можлива ревзія будь-якого лінійного вимикача без погашення приєднання. Щоб ревзія роз'єднувача перемички не викликала необхідності відключення обох ліній, досить послідовно з ним встановити другого обхідного роз'єднувача (рис.6.2, б). Проте найкращі результати виходять при поєднанні схеми містка з секціонуванням збірних шин між приєднаннями. Схема містка з трьома вимикачами (рис. 6.2, в) дуже зручна для живлення двохтрансформаторної підстанції транзитною лінією, а також для з'єднання потужності невеликої двоагрегатної електростанції з блоковою схемою.

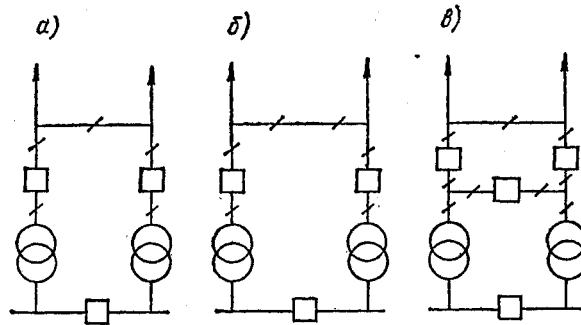


Рисунок 6.2 – Схеми містків: а — простого; б — з двома роз'єднувачами в перемичці; в — з трьома вимикачами

Удосконаленням схеми з однією системою шин є додавання до робочої системи спеціальної обхідної системи шин (рис.6.3). Кожне приєднання при цьому може бути підключене до обхідної системи шин через свого обхідного роз'єднувача, а сама обхідна система зв'язується з робочою за допомогою обхідного вимикача. Висновок в ремонт вимикача приєднання нескладний і виконується таким чином: 1) включається обхідний роз'єднувач приєднання, вимикач якого повинен ревізуватися; 2) включається обхідний вимикач; 3) відключається вимикач приєднання і розбирається його схема. Потім накладення заземлень вимикач готовий до ремонту.

Схема з однією робочою і однією обхідною системами шин володіє достоїнствами: ревзія будь-якого вимикача може виконуватись без перерви роботи приєднання; відсутні роз'єднувачі шинної розвилки (виключаються помилки персоналу).

Схема має наступні недоліки: потрібна установка обхідного і секційного вимикачів; ревзія основної робочої системи шин неможлива без погашення приєднань; коротке замикання на робочій системі шин призводить до погашення усіх приєднань однієї секції; ушкодження секційного вимикача призводить до погашення усіх приєднань обох секцій.

Природним, розвитком схеми з однією системою шин є схема з двома робочими, системами шин (рис.6.4). Наявність міжшинного вимикача дозволяє здійснювати довільне розділення приєднань між системами шин, при цьому створюються різні варіанти експлуатаційних схем мережі залежно від вимог системи і умов роботи електростанції. Секційні вимикачі зменшують можливий об'єм погашень при коротких замиканнях на шинах.

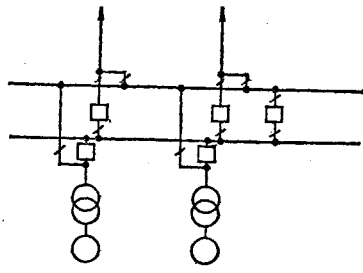


Рисунок 6.3 - Поодинокі системи шин з обхідною шиною

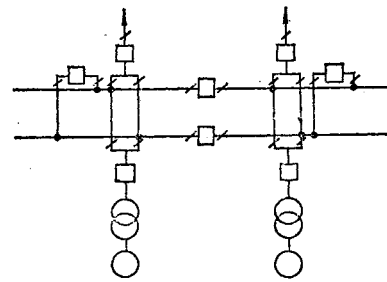


Рисунок 6.4 - Подвійна система шин

Переваги схеми з двома робочими системами шин полягає, по-перше, в можливості швидкого відновлення живлення приєднання при короткому замиканні на одній з секцій шляхом перемикання їх на нешкоджену систему шин і по-друге в значному полегшенні ремонту шин і шинних роз'єднувачів.

6.3. Особливості головних схем підстанцій

До головних схем підстанцій пред'являються ті ж основні вимоги надійності, безпеки обслуговування, економічності і маневреності, що і до головних схем електричних станцій.

У залежності положення підстанції в системі ці вимоги, особливо вимоги надійності і маневреності, можуть бути в окремих випадках менш жорсткими.

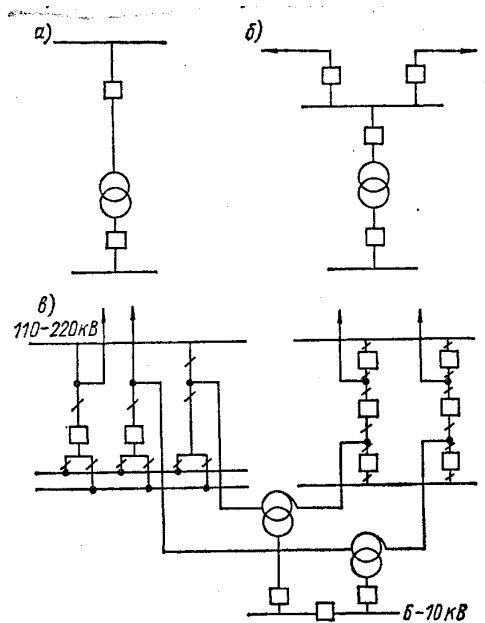
Зазвичай, по своєму положенню в системі, підстанції ділять на три категорії (типу): тупикові, транзитні (прохідні) і вузлові (рис.6.5). Найбільш високі вимоги по надійності пред'являються до вузлових системоутворюючих підстанцій, що зв'язують декілька станцій, транзитних і тупикових підстанцій і що одночасно живить досить потужні райони навантаження. Аварія на такій підстанції може бути причиною розпаду усієї системи і розладу електропостачання великих районів електроспоживання на тривалий час.

Менш жорсткі вимоги пред'являються до тупикових і транзитних підстанцій, ушкодження на яких мало впливають на роботу інших підстанцій і системи в цілому.

Певне значення для вибору схеми має кількість трансформаторів на підстанції. По існуючій практиці у більшості випадків на підстанціях встановлюють не більше двох трансформаторів.

При необхідності розширення підстанції і збільшення її потужності замінюють трансформатори на потужніші, не збільшуючи їх числа. Така можливість передбачається заздалегідь шляхом вибору ошиновки і усіх апаратів з урахуванням установки в перспективі потужніших трансформаторів (наступних за стандартною шкалою номінальної потужності).

Потужність кожного трансформатора на двохтрансформаторній підстанції вибирають рівною 65-70% максимального навантаження району з тим, щоб при аварійному виході з ладу одного з них, той, що залишився міг з урахуванням його перевантажувальної здатності нести деякий час усе навантаження підстанції.



а — тупикова, б — транзитна, в — вузлова

Рисунок 6.5 — Типові схеми підстанцій

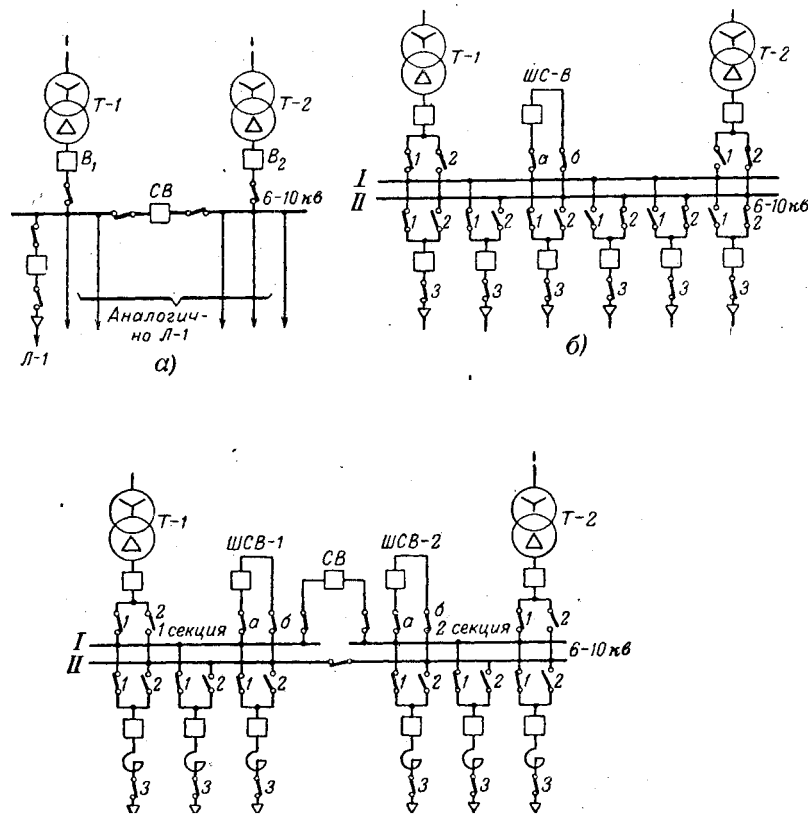
Для двохтрансформаторних тупикових і транзитних підстанцій вибирають надійніші схеми на підвищеній напрузі: містки, подвійні містки, квадрати, одну секціоновану систему шин (рис.6.6). При числі приєднань, більшому шести, може бути рекомендована схема з однією секціонованою і обхідною системами шин, а при числі приєднань, більшому десяти, — з двома робочими і однією обхідною схемами.

Схема (рис.6.7) може бути рекомендована для підстанцій з трансформаторами потужністю 40,5 Мва і вище. У варіанті а застосовані здвоєні реактори, а у варіанті б — трансформатори з розщепленою обмоткою вторинної напруги. Експлуатаційна характеристика обох варіантів практично однакова. Наявність чотирьох напівсекцій при поодинокій системі шин дозволяє навіть при загальному значному числі ліній 6-10 кВ, що відходять, на кожну секцію підключати не більше трьох-п'яти приєднань. Тому при ревізії секції відповідні споживачі будуть живитися по резервних лініях від інших секцій.

Поодинокі системи шин дозволяють застосовувати, незважаючи на велику потужність трансформаторів, на стороні 6-10 кВ комплектний розподільчий пристрій, переваги якого вже були відмічені вище.

Схема рис. 6.7,а із здвоєним реактором, так само як і схема рис.6.7,б, дозволяє, як правило, уникнути установки лінійних реакторів.

Тільки при трансформаторах понад 90 Мва установка лінійних реакторів є необхідною, і тоді варіант а втрачає сенс.



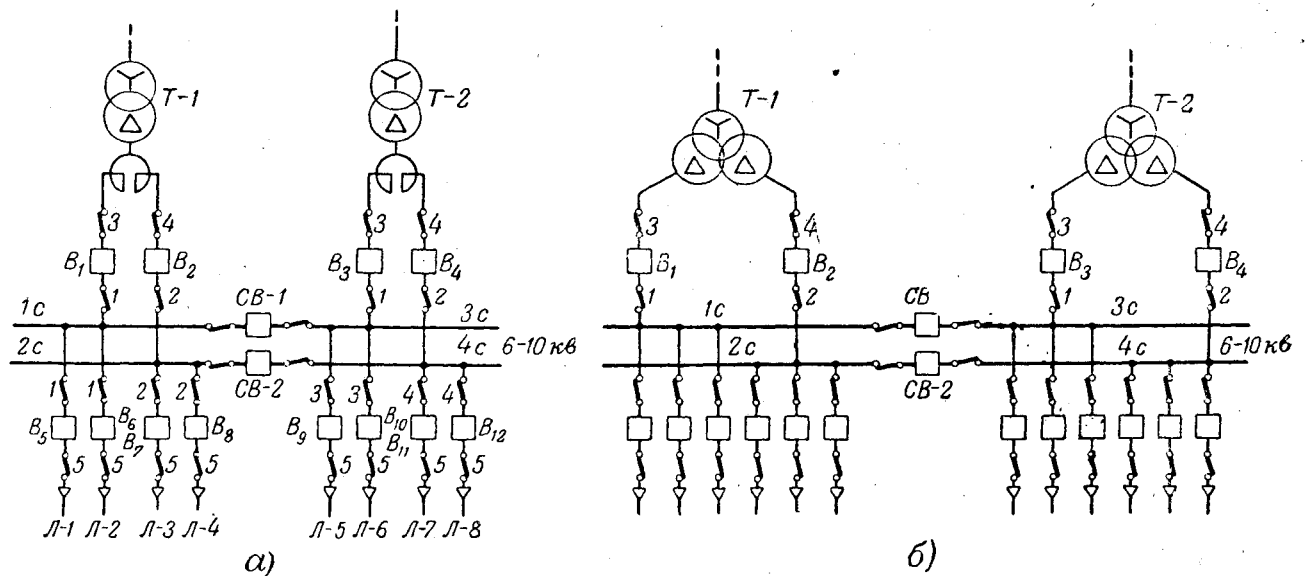
a — поодинокі секціонована система шин; *б* — подвійна система шин з фіксованим приєднанням кіл; *в* — подвійна секціонована система шин

Рисунок 6.6 — Варіанти схем трансформаторних підстанцій на стороні 6-10 кВ

Районні трансформаторні підстанції з двома підвищеною напругою. У системах 110 кВ часто доводиться встановлювати триобмоточні трансформатори 110/35/6—10 кВ для живлення на напрузі 6–10 кВ найближчих, а на 35 кВ — видалених споживачів. Усе сказане раніше відносно вибору схеми на підвищеній напрузі 110 і 35 кВ відноситься повною мірою і до цих підстанцій. В якості зразка на мал. приведена схема такої районної підстанції.

У системах 220 кВ можуть мати місце трансформаторні підстанції, що зв'язують системи 220 і 110 кВ і одночасно використовувані для електропостачання споживачів на напрузі 10 кВ. На таких підстанціях замість триобмоточних трансформаторів, як правило, встановлюються автотрансформатори. Застосування трансформаторів виправдовується лише на чисто споживчих підстанціях при навантаженнях близько 60–75 МВт.

На багатьох підстанціях для компенсації реактивної потужності і в якості додаткових коштів регулювання напруги встановлюють батареї статичних конденсаторів або синхронні компенсатори.



а — із застосуванням здвоєних реакторів; *б* - з установкою трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги; 1с - перша секція; 2с - друга секція; 3с - третя секція; 4с - четверта секція

Рисунок 6.7 — Схеми трансформаторної підстанції на стороні 6-10 кВ

Контрольні питання до теми 6

1. Загальні вимоги до схем електричних з'єднань електроустановок.
2. Навести принципову санкціоновану схему підстанцій.
3. Навести принципові схеми електричних містків підстанцій.

Тема 7

ПРИСТРОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Типи компенсуючих пристроїв

Компенсація реактивної потужності, або підвищення коефіцієнта потужності електроустановок промислових підприємств має велике народногосподарське значення і є частиною загальної проблеми підвищення ККД роботи систем електропостачання і поліпшення якості споживаної електроенергії, що відпускається. Підвищення коефіцієнта потужності на 0,01 в масштабі країни дає можливість додаткової корисної відпустки електроенергії в 500 млн. кВт·год на рік.

Заходи, пов'язані із застосуванням компенсуючих пристроїв:

- 1) установка статичних конденсаторів;
- 2) використання синхронних двигунів в якості компенсаторів.

Розміщення конденсаторів в мережах напругою до 1000 В і вище повинно задовольняти умові найбільшого зниження втрат активної потужності від реактивних навантажень.

При цьому можлива компенсація:

- індивідуальна — з розміщенням конденсаторів безпосередньо у струмоприймача. В цьому випадку від реактивних струмів розвантажується уся мережа системи електропостачання (мережі зовнішнього і внутрішнього електропостачання і розподільні мережі до струмоприймачів). Проте недоліком такого розміщення є неповне використання великої встановленої потужності конденсаторів, розміщених у струмоприймачів;

- групова - з розміщенням конденсаторів у силових шаф і шинопроводів в цехах. В цьому випадку розподільча мережа до струмоприймачів не розвантажується від реактивних струмів, але значно збільшується час використання батареї конденсаторів в порівнянні з індивідуальною компенсацією;

- централізована - з підключенням батареї на шини 0.38 і на шини 6-10 кВт підстанції.

У першому випадку від реактивних струмів розвантажуються трансформатори підстанції, тоді як розподільча мережі нижчої напруги від реактивних струмів не розвантажується. У другому випадку від реактивних струмів розвантажуються тільки мережі енергосистеми, а трансформатори підстанцій не розвантажуються.

Конденсатори напругою 6-10 кВ слід встановлювати на цехових підстанціях, що мають розподільні пристрої напругою 6-10 кВ. на розподільних пунктах і, як виняток, на ЦРП або ГПП. На безшинних цехових підстанціях батареї конденсаторів 6-10 кВ встановлювати не рекомендується. Потужність даних батарей конденсаторів не має бути менше 400 квар при приєднанні конденсаторів через окремий вимикач і не менше 100 квар при приєднанні конденсаторів через загальний вимикач з силовим трансформатором, асинхронним двигуном і іншими електроприймачами.

7.2. Конструктивне виконання і розміщення компенсуючих пристроїв

Схеми приєднання конденсаторних установок. Залежно від призначення, напруги і потужності конденсаторної батареї схеми з'єднань конденсаторних установок виконують одно- і трифазними з паралельним або паралельно-послідовним з'єднанням конденсаторів. У освітлювальних і силових мережах напругою 220 і 380 В застосовують головним чином трифазні конденсаторні установки з паралельним з'єднанням конденсаторів, що сполучаються за схемою трикутника.

У освітлювальних мережах трифазні БК зазвичай підключають безпосередньо (без вимикача) до групових ліній цих мереж після вимикача.

У силових мережах трифазні БК можуть підмикатися до шин розподільних щитів загальним вимикачем (з електроприймачем) або окремим вимикачем.

Підключення трифазних БК на напругу 380 В наведено на рис.7.1,а-в, де вказані можливі варіанти установки захисної і комутаційної апаратури (автоматичний вимикач АВ, рубильник Р із запобіжником П, запобіжник П з контактором КТ або магнітним пускачем).

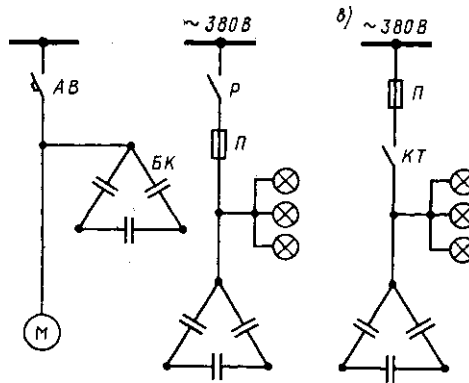


Рисунок 7.1 - Приєднання конденсаторів до шин на напругу 380 В

При необхідності комплектування конденсаторної установки напругою 380 В великій потужності застосовують секціоновані схеми, що складаються з декількох окремих конденсаторних установок, які через окремий вимикач підключають до шин розподільного щита.

Після відключення конденсаторної батареї відбувається розряд її на опір за 3-5 хвилин, тобто за час, необхідний для отримання на батареї допустимої залишкової напруги не більше 50 В.

З'єднання однофазних БК напругою 3-10 кВ в трикутник наведено на рис.7.1. У цій схемі номінальна напруга конденсаторів відповідає номінальній напрузі мережі. В якості високовольтної комутаційної апаратури на рис.7.1 вказані: а - роз'єднувач Р і вимикач В; б - високовольтні запобіжники ПК.

У схемах конденсаторних батарей передбачають спеціальні активні або індуктивні резистори, які підключають паралельно конденсаторам. Ці резистори потрібні для розряду конденсаторів після їх відключення, оскільки природний саморозряд відбувається повільно.

Розряд конденсаторних батарей повинен здійснюватися автоматично після кожного відключення батареї від мережі. Тому до неї має бути постійно і безпосередньо (без проміжних роз'єднувачів, рубильників і запобіжників) підключений спеціальний розрядний опір, наприклад опір трансформатора напругою ТН до батареї напругою вище 1000 В або омичний опір СР до батареї напругою до 1000 В.

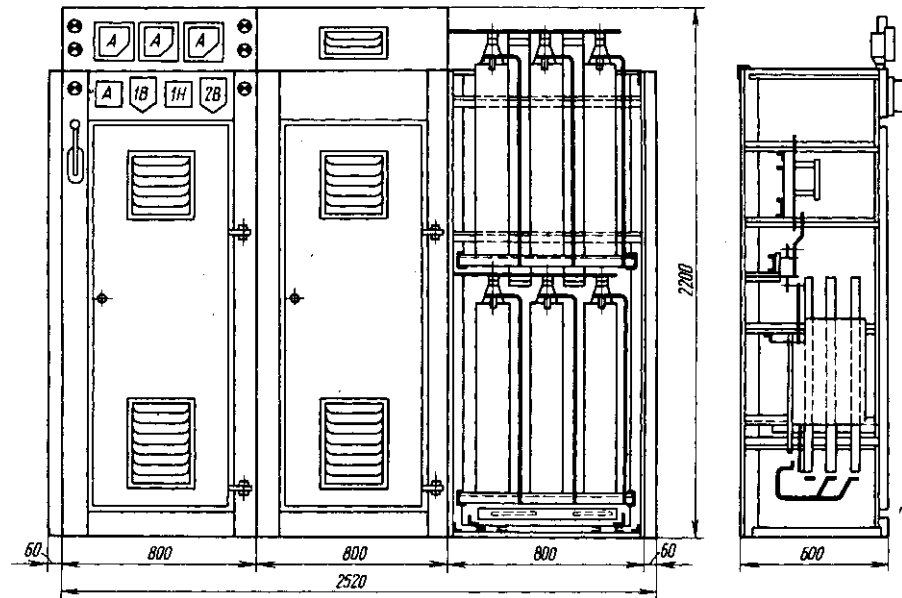


Рисунок 7.2 - Конденсаторна установка на напругу 380 В
потужністю 220 квар

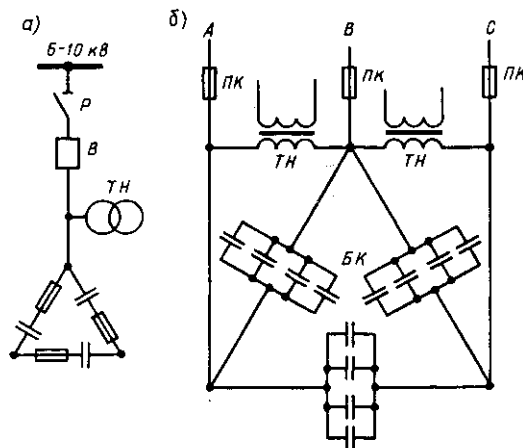


Рисунок 7.3 — Приєднання конденсаторів до шин на напругу 6 -10 кВ

Комплектні конденсаторні установки (ККУ). Широке застосування статичних конденсаторів, використовуваних для підвищення коефіцієнта потужності і регулювання напруги в системі електропостачання, вимагає організації промислового виготовлення ККУ з наступним монтажем їх окремих ділянок мереж напругою 0,38 і 6-10 кВ. В ККУ застосовують конденсатори з паперу, просоченого мінеральним маслом, соволом або іншим рідким діелектриком. Ці конденсатори підрозділяють по напрузі, числу фаз, типу установки і типу просочення. Конденсатори виготовляють наступних типів: КМ1, КМ А, КС, КС2, КС2А. Наприклад, КМ1-0,38 означає, що конденсатор косинусний, з просоченням мінеральним маслом, для

внутрішньої установки, першого габариту, на напругу 380 В; КС2-6,3-косинусний, з просоченням соволом, для внутрішньої установки, другого габариту, на напругу 6,3 кВ; КС2А— 6,3-то ж, для зовнішньої установки.

Конденсатори напругою до 1000 В виготовляють одно— і трифазними, потужністю 4,5 — 50 квар; конденсатори напруги понад 1000 В — однофазними, потужністю 13,0 — 75 квар.

ККУ складається з відповідного числа конденсаторів певної потужності і допоміжного устаткування для включення, відключення і захисту; виготовляється у вигляді однієї або декількох осередків.

Приміщення, де встановлюються ККУ, можуть мати відповідну вентиляцію; якщо температура повітря перевищує 30°C, то необхідно застосовувати штучну вентиляцію.

ККУ для напруги 0,38 кВ потужністю до 100 квар виконують у вигляді однієї комбінованої шафи, у верхній частині якої встановлюється відповідний автомат, а в нижній частині розміщуються конденсатори першого або другого габариту.

ККУ потужністю вище 100 квар комплектується з окремої шафи введення і декількох шаф з конденсаторами. У шафі введення розміщується уся допоміжна апаратура — запобіжники з контакторами або автоматами, трансформатори струму, розрядні опори, вимірювальні пристрої автоматичного регулювання.

На рис.7.2 приведена конденсаторна установка на напругу 380 В потужністю 220 квар, що складається з шафи введення і двох шаф з конденсаторами, що захищаються автоматами.

Комплектні конденсаторні установки серії УКН-0,38 випускають на 380 В потужністю 110 — 540 квар. Намічається випуск таких установок потужністю 150-900 квар з лівим (Л) або правим (П) розташуванням ввідної ячейки і пристроєм автоматичного регулювання (таблиця 7.1).

ККУ для напруги 6-10 кВ випускалися типу КУ-6/10 для внутрішньої установки і КУН-6/10 для зовнішньої установки.

Компонування ККУ необхідної потужності виконується з шафи введення і декількох однакових осередків (шаф) з конденсаторами. У осередку введення може встановлюватися малооб'ємний вимикач з дистанційним приводом або запобіжники ПК-6-10, а також два однофазні трансформатори напруги для розрядки конденсаторів. Можливо також підключення осередку введення до вимикача, встановленого в розподільному пристрої (РУ) напругою 6-10 кВ.

Таблиця 7.1 – Технічні дані конденсаторних установок низької напруги

Тип установки	Номинальная мощность, квар	Число и мощность, регулируемых ступеней, шт × квар
УКН 0,38—300	300	2 × 150
УКН 0,38—450	450	3 × 150
УКН 0,38—600	600	4 × 150
УКН 0,38—900	900	6 × 150

У осередку конденсаторів розміщуються в два-три ряди однофазні конденсатори типу КМ-6,3 або КМ-10,5 і захисні запобіжники типу ПК. Змінюючи число конденсаторів в кожній фазі, можна укомплектувати необхідну потужність конденсаторної батареї.

На рис.7.4 приведена конденсаторна установка на напругу 10 кВ, потужністю 450 квар з конденсаторами, захищеними однофазними запобіжниками типу ПК-10.

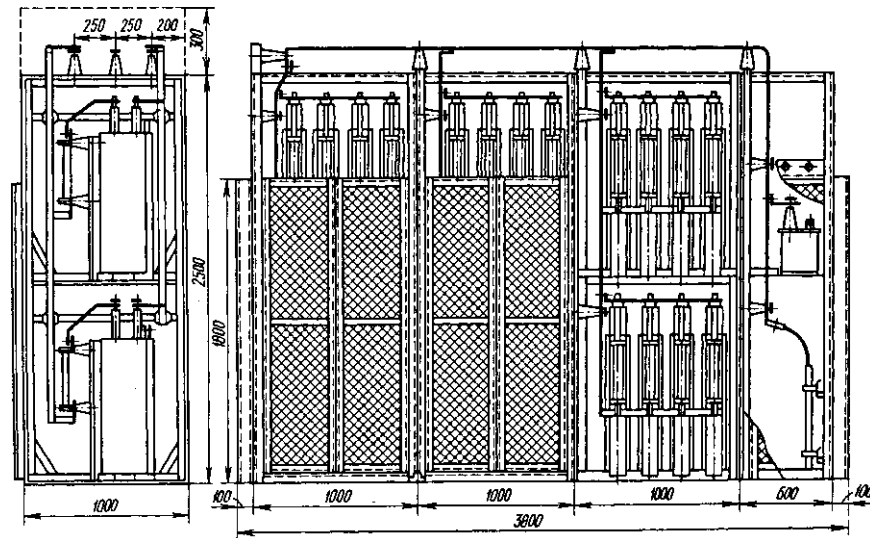


Рисунок 7.4 — Конденсаторна установка на напругу 6-10 кВ потужністю 450 квар

У ККУ передбачається заземлення кожного конденсатора шляхом приєднання його корпусу до металевого каркаса батареї, підключеного до загального контуру заземлення.

На напругу 6-10 кВ випускають комплектні конденсаторні установки серії УК-6/10 потужністю 450-1800 квар з лівим (Л) або правим (П) розташуванням ввідного осередку, пристроєм автоматичного регулювання (Н), для внутрішньої і зовнішньої установки (таблиця 7.2).

Таблиця 7.2 - Технічні дані конденсаторних установок високої напруги

Тип установки	Номинальна потужність, квар	Число і потужність регулюємих ступеней, шт×квар
УКЛ-6/10-450	450	-
УКЛ-6/10-675	675	-
УКЛ-6/10-900	900	-
УКЛ-6/10-1125	1125	-
УК-6/10Н-900 Л,П	900	1×900
УК-6/10Н-1350 Л,П	1350	1×1350
УК-6/10Н-1800 Л,П	1800	1×1800

Примітка: 1. В УКЛ-6/10 на виводах встановлені роз'єднувачі; в УК-6/10Н з автоматичним регулюванням на виводах встановлені високовольтні вимикачі. 2. УК комплектуються конденсаторами із вбудованими розрядними опорами.

7.3. Особливості деяких компенсуючих пристроїв

У порівнянні з асинхронними синхронні двигуни мають наступні переваги:

а) можливість використання в якості компенсуючих пристроїв при порівняно невеликих додаткових початкових витратах, оскільки при роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності повна потужність синхронного двигуна $S_{\text{ном.сн}}$, визначальна його вартість росте в набагато меншій мірі, чим його компенсуюча здатність:

Номинальний коефіцієнт $\cos\varphi$ 1,0 0,9 0 850 8

Повна потужність $S_{\text{н}}$, % . 0 11 :17 25

Компенсуюча здатність

$Q_{\text{дв.сн}}/P_{\text{ном.сн}})$ 100% 0 48 62 75

Компенсуюча здатність двигуна визначається навантаженням на його валу, напругою, підведеною до затисків двигуна, і струмом збудження. Зі зменшенням струму збудження нижче номінального компенсуюча здатність двигуна знижується.

Зазвичай в практичних умовах навантаження синхронних двигунів на валу складає 50-100% від номінальної. При такому навантаженні, а також при регулюванні напруги, що підводиться до електродвигуна, можна використовувати електроприводи з синхронними двигунами в якості компенсаторів реактивної потужності при роботі їх з випереджаючим коефіцієнтом потужності.

Синхронний двигун, працюючий в режимі холостого ходу, тобто без механічного навантаження на валу, є синхронний компенсатор. Це

дозволяє виготовляти спеціальні синхронні компенсатори з меншим повітряним проміжком і полегшеним валом в порівнянні із звичайними синхронними двигунами.

При перезбудженні синхронний компенсатор генерує випереджаючу реактивну потужність, а при недозбудженні споживає відстаючу реактивну потужність. Ця властивість синхронних компенсаторів використовується для регулювання реактивної потужності і підвищення коефіцієнта потужності і для регулювання напруги в електричних мережах.

Переваги синхронних компенсаторів: плавне і автоматичне регулювання реактивної потужності і напруги у великому діапазоні, що забезпечує збільшення статичної і динамічної стійкості в енергетичній системі, а також висока надійність її роботи.

Недоліки синхронних компенсаторів : відносно висока вартість, а отже, і високі питомі капітальні витрати на компенсацію (12,5 грн/квар); питома витрата активної потужності на компенсацію (0,027 кВт/квар), що значно більше в порівнянні із статичними конденсаторами (0,003 кВт/квар); велика займана виробнича площа і шум, супроводжуючий його роботу.

Вказані особливості синхронних компенсаторів, а також можливість їх пуску від джерел живлення великої потужності, обмежують їх застосування тільки на підстанціях енергетичних систем.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

Основна

1. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций.-М.:Энергия, 1986.-640с.
2. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/А.А.Васильев, И.П.Крючков, Е.Ф.Наяшкова и др./Под.ред. А.А.Васильева.-М.:Энергия, 1980.-608с.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов по специальности «Электрические станции» /А.А.Васильев, И.П.Крючков, Е.Ф.Наяшкова, М.Н.Околович /Под.ред. А.А.Васильева.-М.:Энергия, 1990.-575с.

Додаткова

4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов по специальности «Электрические станции» .- 4-е изд.перереб.и доп.-М.:Энергия, 1989.-608с.
5. Околович М.Н. Проектирование электрических станций.- Энергоиздат, 1982.-400с.
6. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ/ Под ред. С.С.Рокотяна и Я.С.Самойлова.-М.: Энергоиздат, 1982.-352с.
7. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств.-3-е изд., перераб.и доп.-Энергоатомиздат, 1986.-256с.

Конспект лекцій з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» для студентів напрямку 6.050701 – електротехніка та електротехнології

Укладач: канд.техн.наук,доцент Хмельницький Євгеній Дмитрович

51918, м.Дніпродзержинськ, вул.Дніпробудівська, 2

Підписано до друку

Формат 80/34 1/16. Обсяг д.а.

Тираж екз. Замовлення_____