

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ КУРС ЛЕКЦІЙ

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2022

Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 6 від 24 червня 2022 р.) за поданням Вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики (протокол № 9 від 17 травня 2022 р.)

Електронне мережне навчальне видання

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ КУРС ЛЕКЦІЙ

Укладачі	<i>Остапчук Олександр Володимирович</i> , докт. техн. наук, доц., професор кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА <i>Денисюк Петро Левкович</i> , канд. техн. наук, доц., доцент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА <i>Матеєнко Юрій Петрович</i> , канд. техн. наук, доц., доцент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Відповідальний редактор	<i>Будько В. І.</i> , докт. техн. наук, доцент, завідувач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Рецензент	<i>Кацадзе Т.Л.</i> , канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електричних мереж та систем

Наведено відомості про особливості роботи електроенергетичної системи та основні відомості щодо показників якості електричної енергії та принципів їх управління. Дано описи конструкцій основного та допоміжного електрообладнання на електричних станціях. Викладено фізичні процеси при коротких замиканнях, розглянуто методику їх розрахунку та обмеження. Розглянуто питання реалізації схемних рішень систем забезпечення електричною енергією, конструктивне виконання системи власних потреб, системи вимірювань та дистанційного керування на станціях та підстанціях.

ЗМІСТ

С.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	8
1.ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕМУ.....	9
1.1 Основні визначення.....	9
1.2. Втрати потужності і електроенергії.....	12
1.3 Векторна діаграма лінії електропередачі. Втрата напруги.....	13
1.4 Показники якості електричної енергії.....	15
1.5 Баланс потужності та його забезпечення.....	19
1.5.1. Планування балансу потужності. Графіки навантаження.....	20
1.5.2. Оперативне забезпечення балансу генерації і споживання електроенергії у ЕЕС. Основні засоби.....	24
1.6. Загальна характеристика електричної частини електричної станції.....	26
2 ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	30
2.1 Синхронні генератори.....	30
2.2 Системи охолодження синхронних генераторів.....	33
2.3 Системи збудження синхронних генераторів.....	34
2.4 Паралельна робота генераторів.....	36
2.5 Силові трансформатори та автотрансформатори.....	37
2.6 Паралельна робота і групи з'єднань трансформаторів.....	44
3. ДОПОМІЖНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	46
3.1 Процеси вимикання електричних кіл змінного струму.....	46
3.2 Вольт-амперна характеристика дуги.....	52
3.3 Вимикачі змінного струму високої напруги.....	56
3.4 Роз'єднувачі, віддільники й короткозамикачі.....	67

3.5	Вимикачі навантаження.....	72
3.6	Апарати напругою до 1000 В.....	74
3.7	Струмообмежувальні реактори та вимірювальні апарати.....	75
3.8	Провідники і ізолятори.....	77
4.	КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ.....	79
4.1	Загальні відомості.....	79
4.2	Трифазне КЗ у колі з джерелом необмеженої потужності.....	80
4.3	Трифазне КЗ у колі з джерелом обмеженої потужності.....	83
4.4	Розрахунок струму короткого замикання.....	87
4.5	Розрахунок періодичної складової СКЗ в довільний момент часу. Метод типових кривих.....	99
4.6	Розрахунок аперіодичної складової та ударного струму КЗ.....	104
4.7	Особливості розрахунку струмів короткого замикання в системі власних потреб електричної станції.....	114
4.8	Несиметричні короткі замикання.....	116
4.9	Термічна та електродинамічна дія СКЗ.....	123
4.10	Методи обмеження СКЗ.....	126
5.	ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ.....	131
5.1	Основні визначення.....	131
5.2	Структурні схеми видачі електроенергії.....	132
5.3	Блочні схеми підключення генераторів.....	134
5.4	Електричні схеми розподільчих установок.....	136
5.4.1	Схеми РУ генераторної напруги (6-10кВ).....	136
5.4.2	Схеми розподільчих установок на підвищеній напрузі. Схеми з обхідною СШ.....	140
5.4.3	Кільцеві схеми. Схеми багатокутників.....	143
5.4.4	Схеми містків.....	145
5.4.5	Схема «3/2» (полуторна) та «3/4».....	146
5.5	Вибір трансформаторів в схемах електричних станцій.....	148

5.6 Головні схеми підстанцій.....	150
6 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	152
6.1 Основні вимоги.....	152
6.2 Джерела живлення ВП.....	154
6.3 Особливості організації системи власних потреб на ГЕС та АЕС.....	156
6.4 Самозапуск асинхронних двигунів.....	158
6.5 Установки постійного струму (УПТ).....	161
6.6 Установки змінного та випрямленого струму.....	164
6.7 Режими роботи нейтралі в електроустановках.....	167
6.8 Дистанційне керування вимикачами.....	173
ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	182

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

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

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

ВСТУП

Навчальний посібник відповідає структурі курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» для підготовки майбутніх фахівців спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Складається з 6 розділів, які містять основні відомості щодо забезпечення процесу виробництва електричної енергії на електричних станціях, вимоги до показників якості електричної енергії, характеристики основного та допоміжного електрообладнання, протікання та розрахунку аварійних режимів, а також схемні рішення систем генерації енергії, облаштування систем власних потреб, резервного живлення та керування. Охарактеризовано особливості виконання режиму нейтралі.

Значна частина матеріалу присвячена практичним методам розрахунку аварійних режимів з прикладами реалізації., що відповідає підвищеним вимогам нормативних документів до основного та допоміжного електрообладнання, яке має значну ймовірність роботи в аномальних режимах. Ефективність його експлуатації безпосередньо залежить від класифікації експлуатаційного персоналу, розуміння фахівцями причин та можливих наслідків порушення нормальних режимів, вміння правильно їх вести та чітко орієнтуватись і грамотно діяти в аварійних ситуаціях.

Для полегшення сприймання висвітлених питань на рисунках (схемах) та в тексті використано літерні позначення елементів та електротехнічних пристроїв. В кінці посібника наведено перелік рекомендованої літератури де читачі можуть самостійно ознайомитись з певними питаннями, що не ввійшли до структури посібника. Автори сподіваються, що посібник буде корисним студентам та науково-технічним працівникам і спонукає до здобуття та поглиблення знань також з тих питань, які у посібнику не було змоги розглянути.

Пропозиції та побажання просимо надсилати на електронну адресу авторів: OstapchukO@kpi.ua

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕМУ

1.1. Основні визначення

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

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

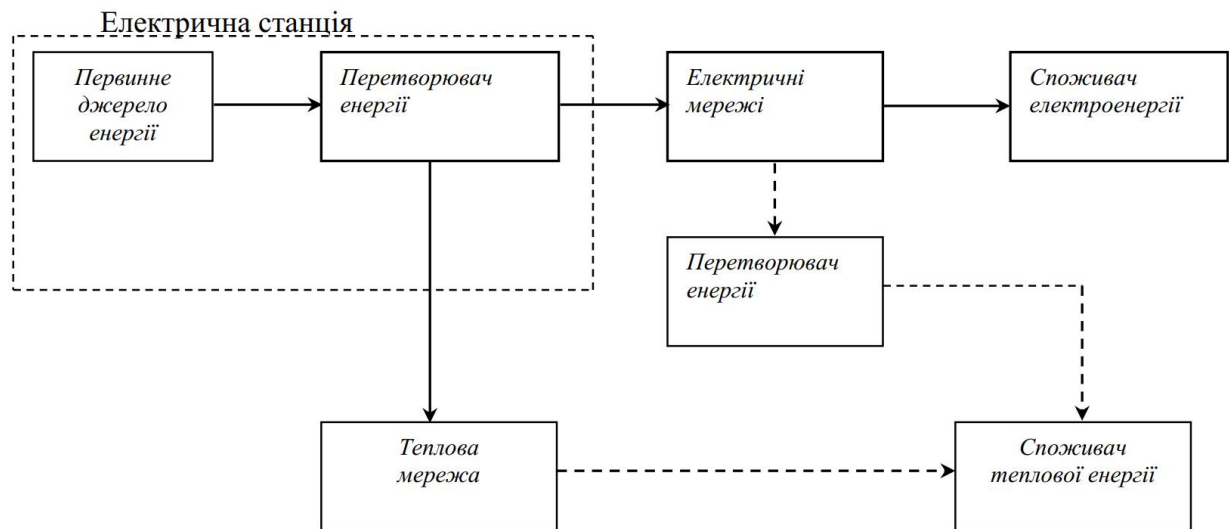


Рис. 1.1 Схема процесу виробництва, розподілу та споживання теплової і електричної енергії.

Електричну частину ЕЕС називають електричною системою. До неї входять генератори, трансформаторні підстанції (п/ст), перетворювальні установки, лінії електропередач (ЛЕП), струмоприймачі. Сукупність приймачів електроенергії (е.е.) складає навантаження електричної системи.

Центральне місце в ЕЕС займають електричні станції. Це промислові підприємства для виробництва електричної і теплової енергії шляхом перетворення інших видів енергії. На електростанції первинне джерело енергії (вугілля, газ, нафта, урановий концентрат, гідроенергія, геліоенергія, вітер та ін.) надходить у перетворювач енергії, на виході якого одержують електроенергію, або електричну і теплову енергію.

Для досягнення високої надійності електропостачання споживачів і високих техніко-економічних показників (ТЕП) електричні станції об'єднують в ЕЕС, а ЕЕС – в об'єднання енергосистем (ОЕС). У недалекому минулому 11 паралельно працюючих ОЕС склали єдину енергосистему (ЄЕС) СРСР. В теперешній час колишня ОЕС України утворює національну енергосистему. При об'єднанні електростанцій на паралельну роботу забезпечуються такі переваги:

- за рахунок резервування джерел підвищується надійність електропостачання споживачів;
- зменшується необхідний резерв потужності в системі;
- створюються умови для вирівнювання графіка навантаження ЕЕС і зниження його максимуму, що поліпшує умови завантаження агрегатів станцій і підвищує ТЕП ЕЕС;
- на витягнутій уздовж паралелей Землі території завдяки “широтному” ефекту можна більш повно використовувати генеруючі потужності ЕЕС;
- завдяки використанню більш потужних і економічних агрегатів поліпшуються ТЕП галузі;
- створюються умови для оптимального керування розвитком і поточними режимами ЕЕС у цілому.

Дамо основні визначення елементів ЕЕС:

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

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

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

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

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

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

Електрична мережа – сукупність ліній електропередач і підстанцій.

На рис. 1.2 наведений приклад простої електричної системи. Умовно у вигляді одного агрегату представлені електричні станції і підстанції; на підстанції №2 показаний синхронний компенсатор (СК) і навантаження (Н). На ТЕЦ від шин генераторної напруги показано живлення місцевого навантаження (МН) та власних потреб (ВП). На інших електричних станціях власні потреби живляться відпайками від блоку. З'єднання частин ЕЕС на паралельну роботу виконано мережею 220 кВ.

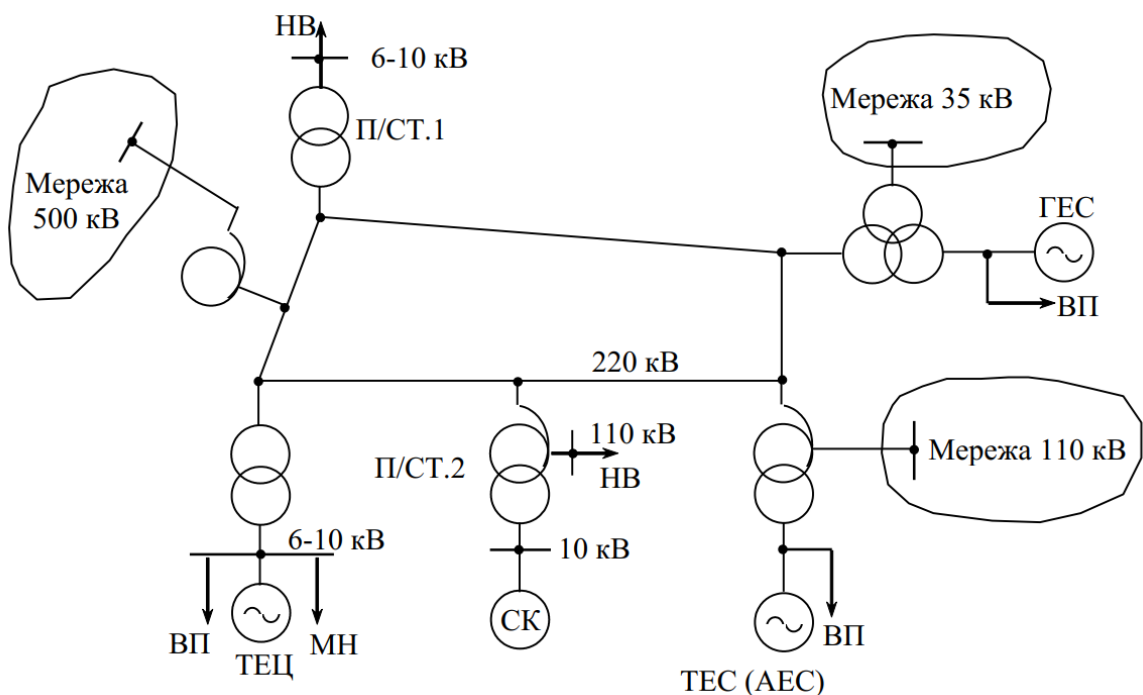


Рис. 1.2 Приклад простої електричної системи.

Для виробництва і розподілу електроенергії прийнятий трифазний змінний струм з частотою $f = 50$ Гц. При цьому в мережах застосовують наступну шкалу номінальних міжфазних (лінійних) напруг: 1150; 750; 500; 330; 220; 150; 110; 35; 20; 10; 6; 0.66; 0.38; 0.22; 0.036 кВ.

Для генераторів застосовують такі номінальні напруги: 27; 20; 18; 16.5; 15.75; 13.8; 11.5; 10.5; 6.3; 3.15 кВ.

Визначені області використання різних класів напруг:

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

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

20 кВ – сільськогосподарські розподільчі мережі;

10 кВ – міські розподільчі мережі;

6 кВ – живлення високовольтних двигунів ВП;

3 кВ – живлення високовольтних двигунів ВП на старих станціях;

0.66 кВ – живлення низьковольтних двигунів ВП з номінальною потужністю $P_n \geq 75$ кВт;

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

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

1.2. Втрати потужності і електроенергії

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

$$P_P = \sum \Delta P_i t_i; P_Q = \sum \Delta Q_i t_i, i = \overline{1..n}$$

де ΔP_i , ΔQ_i – втрати активної і реактивної потужності на i -му інтервалі часу;

n – число інтервалів контролю втрат електроенергії.

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

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

$$S = P + jQ = 3U_{\phi} I_{\phi}^* = \sqrt{3}U_{Л} I_{\phi}^* \quad (1.1)$$

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

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

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

U_{ϕ}, I_{ϕ} – фазні напруга та струм, $U_{Л} = U = \sqrt{3}U_{\phi}$ – лінійна напруга.

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

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

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

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

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

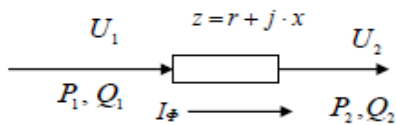


Рис. 1.3 Заступна схема ЛЕП

Втрати потужності $\Delta P, \Delta Q$ визначаються через режимні параметри кінця U_2, P_2, Q_2 або

початку U_1, P_1, Q_1 електропередачі.

З виразів (1.3), (1.4) для втрат потужності видно, що вони оберненопропорційні квадрату напруги електропередачі та пропорційні довжині лінії l ($r = r_0 l$; $x = x_0 l$, r_0, x_0 – активний і реактивний питомі (погонні) опори лінії відповідно) і залежать не тільки від передаваної активної

потужності P , але і від реактивної Q . Тому часто є вигідним реактивну потужність Q не передавати від електричних станцій до споживачів, а виробляти на місці, установлюючи джерела реактивної потужності (ДРП), наприклад, синхронні компенсатори (СК) або конденсаторні батареї (КБ). Як відомо, струм у конденсаторі на 90° випереджає прикладену напругу. Таким чином, КБ своїм випереджаючим (ємнісним) струмом компенсують відстаючий (індуктивний) струм, який у великій кількості споживають асинхронні двигуни та інші споживачі. КБ спроможні тільки генерувати (передавати) реактивну потужність.

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

1.3 Векторна діаграма лінії електропередачі. Втрата напруги

Напруга на затискачах споживача електроенергії є одним з основних показників роботи електричної системи. З рис. 1.3 видно, що для передачі споживачу на приймальний кінець ЛЕП потужності $S_2 = P_2 + jQ_2$ на напрузі $\underline{U}_{2\phi}$ треба на передавальному кінці мати напругу $\underline{U}_{1\phi}$. Її фазне значення можна знайти з векторної діаграми (рис.1.4), як векторну суму

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

Геометричну різницю $\Delta \underline{U}_\phi = \underline{U}_{1\phi} - \underline{U}_{2\phi} = \underline{I} \cdot z$ називають спадом напруги.

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

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

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

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

В результаті для втрат лінійної напруги одержимо

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

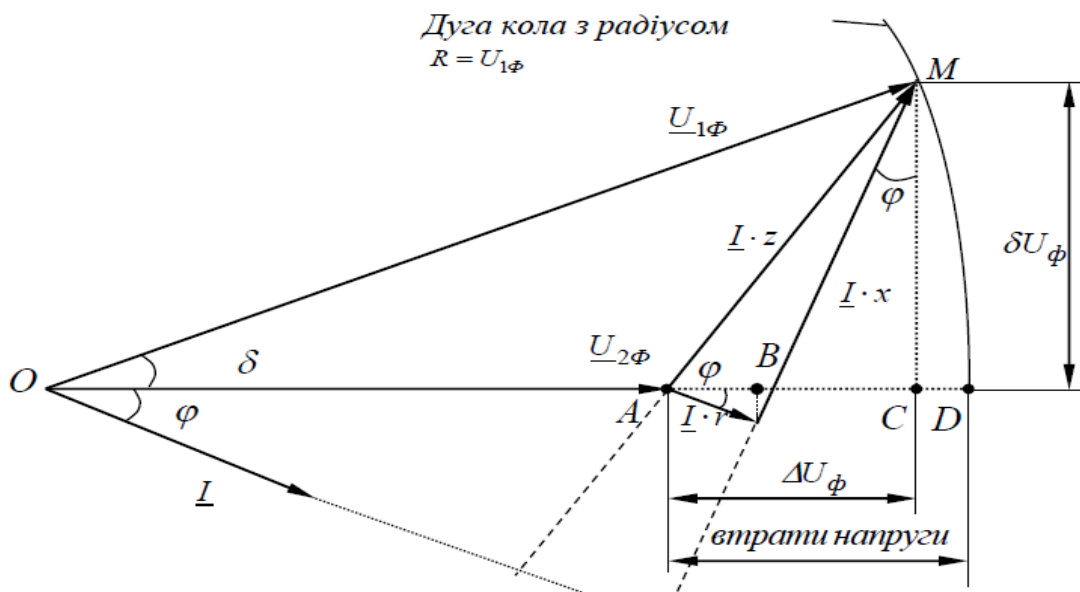


Рис. 1.4 Векторна діаграма для визначення втрати напруги в ЛЕП

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

- регулюванням напруги на електростанціях та центрах живлення;

- зміною величини передаваної реактивної потужності Q_2 ;
- зміною коефіцієнта трансформації k_T силових трансформаторів або вольтодобавочних трансформаторів (ВДТ);
- зміною індуктивного опору ЛЕП x шляхом послідовного включення ємності, тобто установки поздовжньої компенсації (УПК), тому що $jx = j(x_L - x_C) = j(\omega L - 1/\omega C)$. УПК водночас зменшує втрати реактивної потужності й енергії:

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

1.4. Показники якості електричної енергії.

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

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

$$v = f - f_{НОМ}.$$

Коливання частоти v_t – різниця між найбільшим f_{MAX} і найменшим f_{MIN} значеннями основної частоти при її зміненнях, коли швидкість зміни частоти $\frac{df}{dt} \geq 0,2$ Гц/с, тобто при швидких змінах режиму (допускається коливання v_t не більше 0,2 Гц понад відхилення частоти):

$$v_t = f_{MAX} - f_{MIN}.$$

Відхилення напруги V – різниця між фактичним значенням напруги U і номінальним значенням U_n , яка фіксується при повільній зміні режиму

електроустановки, коли швидкість зміни напруги $\frac{dU}{dt} \geq 1$ %/с (фактичну напругу визначають як напругу прямої послідовності основної частоти)

$$V = U_{\text{ФАКТ}} - U_{\text{НОМ}}$$

Часто відхилення напруги визначають у відсотках

$$V\% = \frac{U_{\text{ФАКТ}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} 100\%$$

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

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

У післяаварійних режимах допускають додаткове зниження напруги на 5 % .

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

$$V_t = U_{\text{МАХ}} - U_{\text{МІН}} ,$$

у відсотках

$$V_t\% = \frac{U_{\text{МАХ}} - U_{\text{МІН}}}{U_{\text{НОМ}}} 100\% .$$

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

Несиметрію трифазної системи напруг характеризують коефіцієнтом несиметрії, %,

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

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

Зсув (коефіцієнт зсуву) нейтралі, %.

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

де U_0 – напруга нульової послідовності основної частоти. Зсув нейтралі і поява напруги нульової послідовності можливі у трифазних мережах з однофазними струмоприймачами. Він допустимий, якщо з урахуванням інших факторів (відхилення, несинусоїдальність і несиметрія напруги) діючі значення напруг на затискачах струмоприймачів не виходять за межі, які встановлені для відхилення напруг.

Несинусоїдальність форми кривої напруги (через наявність вищих гармонік U_γ кривої напруги) оцінюють коефіцієнтом несинусоїдальності $K_{Б.Г.}$, який дорівнює відношенню діючого значення усіх вищих гармонік кривої напруги до номінальної напруги основної частоти, %

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

де U_γ – діюче значення напруги γ – ої гармоніки.

Тривало припустиме значення $K_{Б.Г.}$ на затискачах будь-якого струмоприймача не повинно перевищувати 5%. Це одна з умов забезпечення електромагнітної сумісності електрообладнання, яке може бути джерелом

вищих гармонік (напруги, струму), з електричною мережею. В першу чергу це стосується статичних перетворювачів частоти з керованими інверторами (напруги, струму).

1.5. Баланс потужності та його забезпечення.

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

Одночасність процесів виробництва і споживання електроенергії вимагає дотримання балансу між її генерацією і навантаженням у сталому режимі: $P_G = P_H$, де P_G – потужність генеруючих джерел, P_H – потужність навантаження з урахуванням втрат потужності в елементах ЕЕС.

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

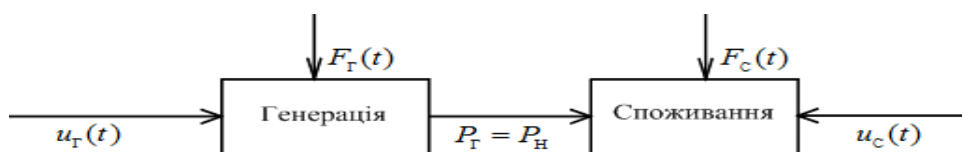


Рис. 1.5 Схема управління процесом генерації та споживання електроенергії

1.5.1. Планування балансу потужності. Графіки навантаження.

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

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

Графіки навантажень розрізняють:

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

Розрізняють також графіки генерації та споживання.

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

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

відрізняються від літніх, графіки вихідних та святкових днів відрізняються від робочих.

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

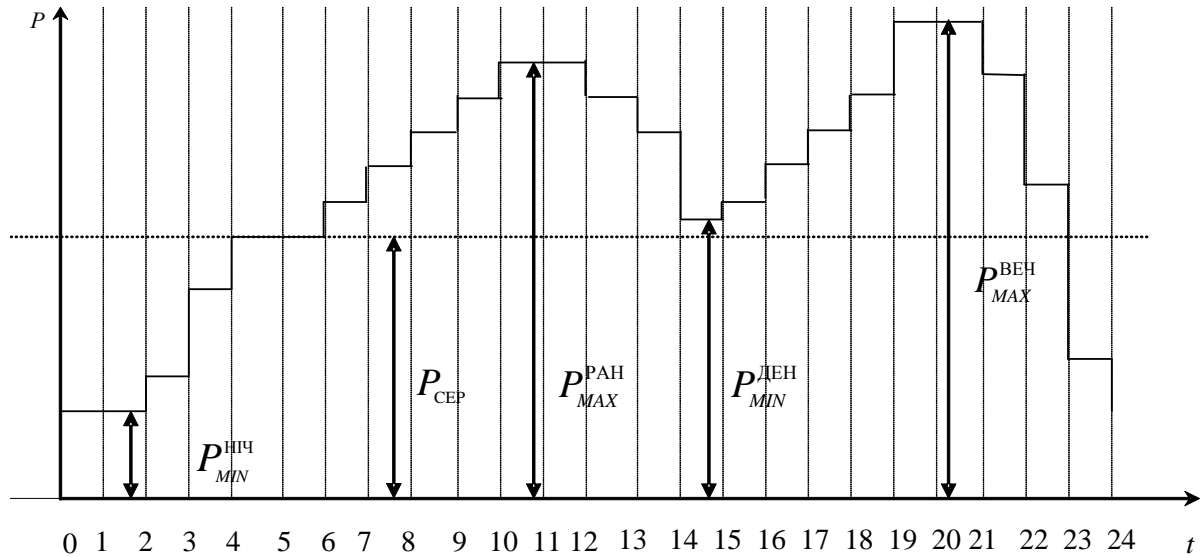


Рис. 1.6 Приклад добового графіку навантажень

Найбільшу потужність за добовим графіком навантаження тривалістю не менше ніж 0,5 години називають добовим максимумом навантаження P_{max} .

Максимум може бути ранковим $P_{MAX}^{РАН}$ і вечірнім $P_{MAX}^{ВЕЧ}$.

Площа, що обмежена добовим графіком, визначає кількість електроенергії, врахованої за добу T : $W = \sum_i P_i t_i$, $\sum_i t_i = T$ звідки можна визначити середньодобову потужність $P_{сер} = W/T$.

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

$$P_{MAX} \cdot T_{MAX} = W = \sum_i P_i \cdot t_i;$$

$$T_{MAX} = \frac{W}{P_{MAX}}; T_{MAX}^{добр} < T = 24 \text{ години}; T_{MAX}^{год} < T_{рік} = 8760 \text{ годин}$$

Показник T_{MAX} частіше використовують стосовно до річного графіка навантаження і складає 4000-6000 годин.

Ступінь нерівномірності графіка характеризується коефіцієнтом заповнення (нерівномірності)

$$K_H = \frac{W}{TP_{MAX}} = \frac{TP_{CER}}{TP_{MAX}} = \frac{P_{CER}}{P_{MAX}};$$

Використання встановленої потужності характеризується коефіцієнтом використання встановленої потужності

$$K_B = \frac{W}{TP_{BCT}} = \frac{TP_{CER}}{TP_{BCT}} = \frac{P_{CER}}{P_{BCT}}$$

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

Річний графік за тривалістю навантажень. Цей графік показує тривалість роботи електроустановки протягом року з різними навантаженнями. Навантаження відкладають в порядку їх спадання від P_{MAX} до P_{MIN} . Будують його за відомими добовими графіками.

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

Для одержання графіка навантаження генераторів електричної станції підсумовують графік потужності, що відпускається із шин станції, із графіком потужності ВП. Плановий добовий графік навантаження задається електричній станції диспетчерським центром ЕЕС на підставі розподілу навантаження ЕЕС між електростанціями (за критерієм мінімізації витрат палива в ЕЕС з урахуванням втрат потужності у мережі). Можливість такого

найвигіднішого розподілу навантаження між станціями обумовлена їхньою паралельною роботою на загальну мережу і є однією з важливих переваг об'єднання електричних станцій на паралельну роботу.

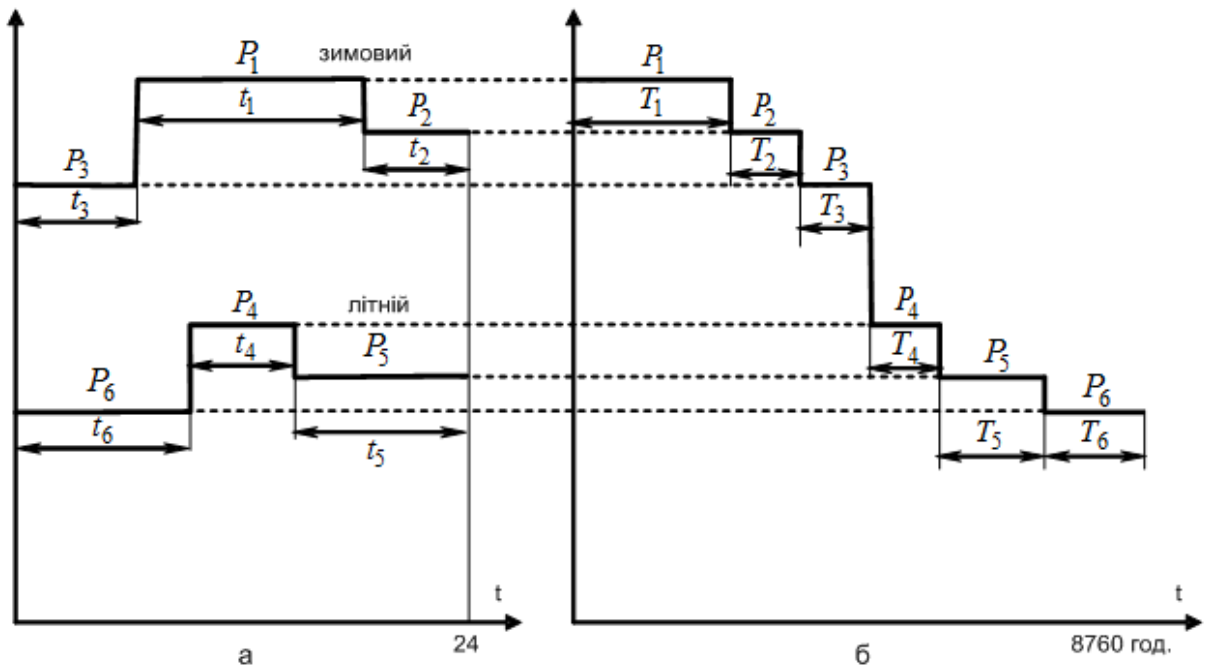


Рис. 1.7 Побудова графіку за тривалістю навантажень

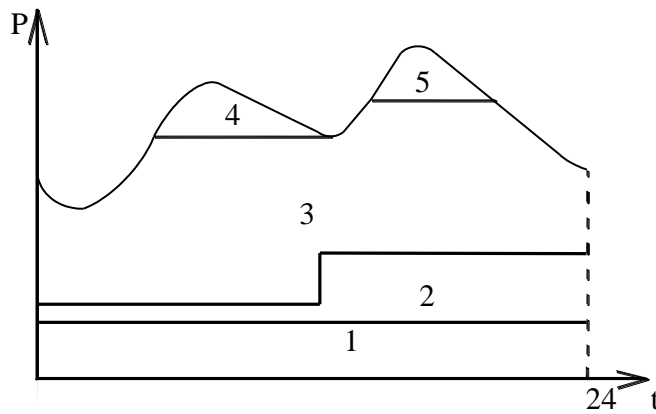


Рис. 1.8. Розподіл навантаження ЕЕС між електростанціями

Електричні станції різних типів відіграють різну роль у покритті графіка навантаження енергосистеми. На рис. 1.8 приведений умовний приклад розподілу добового графіка ЕЕС між станціями різних типів. В базовій частині графіка 1 працюють потужні конденсаційні

електростанції (КЕС), які визначають частоту в ЕЕС, а також атомні електростанції (АЕС) і гідроелектростанції (ГЕС), що не мають водосховищ та у період паводку (щоб не робити неробочого скидання води). Зона 2 графіка може покриватися теплоелектроцентралями (ТЕЦ), що працюють у відповідності з графіком теплового споживання. Зона 3 зазвичай покривається

КЕС невеликої і середньої потужності і ТЕЦ, агрегати яких працюють у конденсаційному режимі.

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

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

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

Першими на виникнення небалансу за сигналом зміни частоти реагують, як вказано вище, АРЧО турбін. Це автоматичні засоби дотримання балансу потужності в генеруючій частині ЕЕС, вони вирішують задачу так званого первинного регулювання частоти і потужності в ЕЕС і забезпечують статичне регулювання зі сталою похибкою, яка відмінна від нуля. Якщо можливості АРЧО вичерпані, то починає діяти вторинне регулювання частоти і потужності, яке може виконуватись вручну або у автоматичному режимі. Для автоматичного вторинного регулювання (і первинного також) створюють системи автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП). Така система має системний регулятор (верхній рівень вторинного регулювання), який забезпечує стабілізацію частоти в ОЕС на заданому рівні та перетоків

потужностей міжсистемними ЛЕП. Його реалізують на базі спеціального апаратного і програмного забезпечення і розташовують у диспетчерському центрі ОЕС. На станціях вторинного регулювання (нижній – станційний рівень вторинного регулювання у САРЧП) є станційний (або блочні) автоматичні регулятори потужності (АРП), які відпрацьовують завдання від системного регулятора. Вторинне регулювання забезпечує астатичне регулювання з нульовою сталою похибкою. АРП та АРЧО за підтримкою автоматичних регуляторів парогенеруючої частини блока створюють також дворівневу систему регулювання, у якій АРЧО виконує завдання від АРП.

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

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

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

Застосування цих графіків регулюється відповідними договорами між електропостачальними організаціями та споживачами. ГОЕ, зазвичай, застосовують у разі виникнення дефіциту палива або гідроресурса. ГОН використовують у разі виникнення небезпеки дефіциту генерації (вважається, що це має місце при зниженні частоти до 49,5 Гц). ГАВ застосовують у разі

- а) раптового виникнення дефіциту генерації і відповідного зниження частоти до 49,5 Гц;
- б) небезпеки порушення нормальної роботи ГЕС;

в) порушення режиму граничних перетікань потужностей міжсистемними ЛЕП із неприпустимим зниженням напруги в контрольних точках ЕЕС;

г) коли немає часу на введення ГОН. Якщо після застосування ГАВ частота в системі продовжує знижуватись, то використовують СГАВ.

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

1.6. Загальна характеристика електричної частини електричної станції.

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

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

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

Елементи допоміжного електрообладнання первинних і вторинних кіл разом з допоміжними пристроями і будівельною частиною утворюють розподільчий пристрій електричної станції або підстанції. В залежності від місця і способу розміщення апаратури РУ поділяють на внутрішні (закриті) та

зовнішні (відкриті). Зазвичай кожний РУ містить збірні шини і ряд відгалужень від збірних шин з відповідним обладнанням.

На рис. 1.9, як приклад взаємного з'єднання основного і допоміжного електрообладнання, показана принципова електрична схема ТЕЦ зі збірними шинами генераторної напруги.

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

Коротко розглянемо функції обладнання, показаного на рис. 1.9.

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

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

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

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

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

Струмообмежуючі реактори: лінійний ЛР, секційний СР – це індуктивні опори, які призначені для обмеження струмів к.з. та забезпечення мінімально необхідної залишкової напруги на шинах РП у разі КЗ на лініях, які відходять від цих шин.

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

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

2. ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.

2.1 Синхронні генератори.

Для виробництва електричної енергії на електростанціях застосовують трифазні генератори змінного струму.

Розрізняють турбогенератори (первинний двигун парова або газова турбіна) і гідрогенератори (первинний двигун – гідротурбіна).

Між швидкістю обертання ротора генератора й частотою струму в мережі існує зв'язок

$$n = \frac{60f}{p}, \text{ об/хв}$$

де p – число пар полюсів обмотки ротора СГ.

ТГ – швидкохідні:

$$\text{на ТЕС: } n = \frac{60 \cdot 50}{1} = 3000, \text{ об/хв.};$$

$$\text{на АЕС іноді } p = 2: n = \frac{60 \cdot 50}{2} = 1500, \text{ об/хв.}$$

Генератор складається з статора й ротора. (рис.2.1).

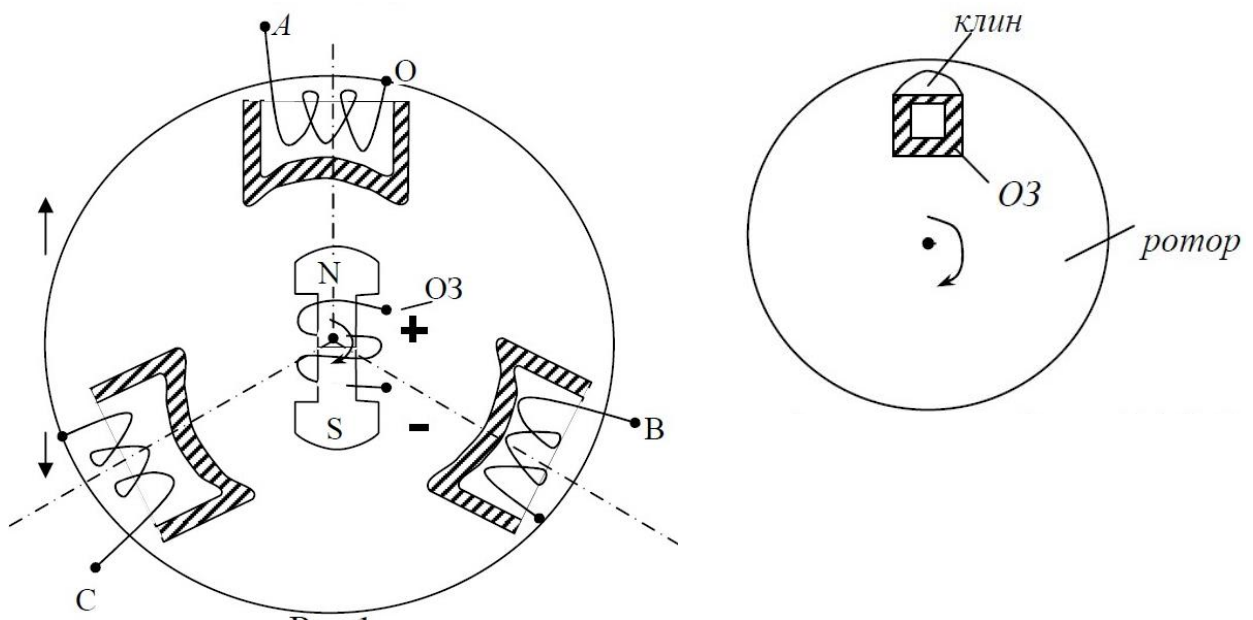


Рис. 2.1 Конструкція синхронного генератора

В найбільш розповсюджених конструкціях на нерухомому статорі розміщується трифазна обмотка змінного струму. Ця обмотка закладається в

пази статора, набраного із пластин електротехнічної сталі. На роторі, що обертається, розміщується обмотка збудження (ОЗ), яка живиться постійним струмом від системи збудження. Передача постійного струму на ОВ, що обертається, здійснюється за допомогою кілець і щіток (рис.2.2). Конструкція ротора може бути неявнополюсною ($p=1-2$) і явно полюсною ($p>2$). Швидкохідні машини є неявнополюсними.

Ротор швидкохідних ТГ (і СД) має вигляд цільнокованного циліндра з сталі високої міцності. В бочці ротора вздовж циліндра профрезеровані пази, в яких закладена ОЗ із профільованої міді. Витки ізолюються один від одного мікалентою. Від сталі ротора ОЗ ізолюється міканітовими пластинами. Для утримання від відцентрових сил ОЗ укріплюється в пазах немагнітними металевими клинами. Лобові частини обмоток укріплюються за допомогою масивних бандажів із високоміцної немагнітної сталі. Діаметр ротора не перевищує 1250 мм. Обмеження розмірів ротора (рис.2.) обумовлено неприпустимістю прогину ротора і боротьбою з механічним резонансом (власна частота коливань приближається до вимушеної). Для виключення прогину ротора при відключеному СГ використовується валоповорот.

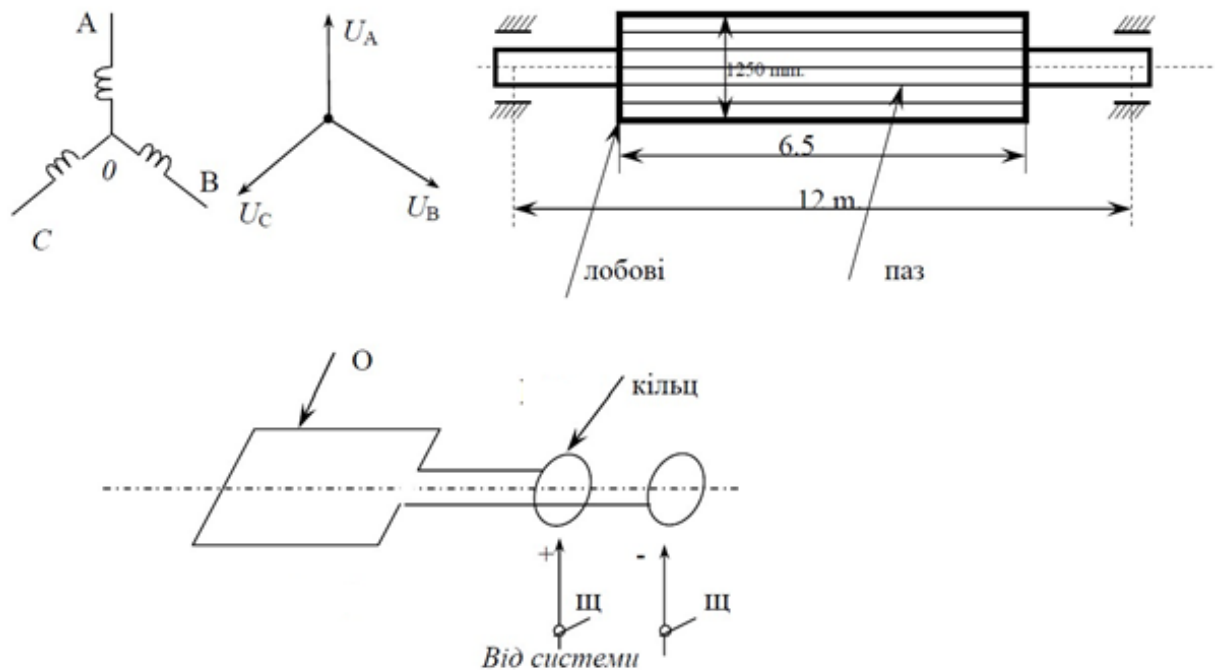


Рис. 2.2 Конструкція неявнополюсного ротора та системи збудження

Гідрогенератори, СК, тихохідні СД мають ротор з явновираженими полюсами. ОЗ Виконуються в вигляді котушок прямокутного перерізу, що розміщені на осерді полюсів і утримуваних від відцентрових сил полюсними наконечниками. Явнополюсні машини тихохідні: $n = 60-600$ об/хв. Розміщення в основному вертикальне (рис.2.3. Діаметр ротора досягає 16 м.

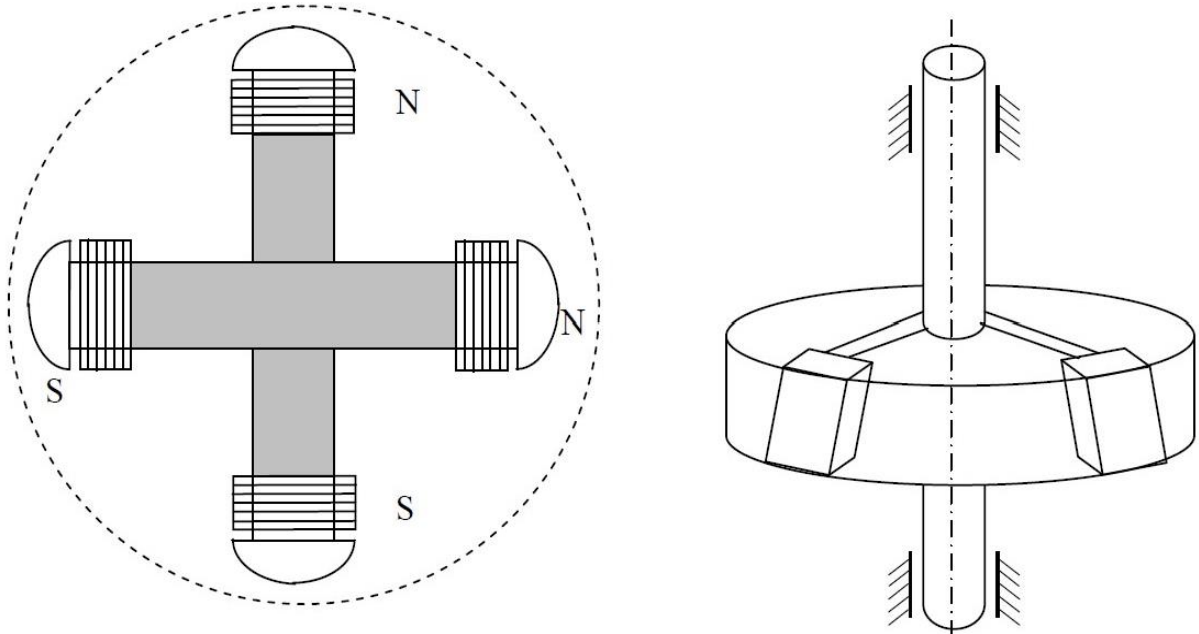


Рис.2.3 Приклад реалізації явнополюсного ротора

Отримали розповсюдження капсульні ГГ з горизонтальним розміщенням ротора: $n = 60-150$ об/хв. (Київська ГЕС).

Номінальні параметри СГ (характеризують можливість довготривалої роботи при розрахункових умовах охолодження); указуються в довідниках, на щитках СГ:

1. тип СГ (ТВВ, ТВФ, ТВС, ТГВ, ТВМ);
2. число фаз;
3. $f_{ном}, Гц$;
4. $P_H = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_H \cdot \cos \varphi_H, мВт$
5. $S_H = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_H, мВА$;
6. U_H статора, кВ;

7. I_H статора, кА; схема з'єднання фаз (або);
8. U_f, B ;
9. I_f, A ;
10. $\cos\varphi_H$;
11. n_H , об / хв ;
12. класи ізоляції обмоток статора і ротора;
13. ККД, %;
14. тиск в системі охолодження.

2.2 Система охолодження СГ

При роботі СГ його обмотки і сталь за рахунок втрат потужності нагріваються. Допустима t° нагріву обмоток залежить від застосовуваних ізоляційних матеріалів і t° охолоджуючого середовища. Для ізоляції на асфальтобітумних лаках (клас В) допустима t° обмоток статора – 105 C° , ротора – 130 C° . Перевищення допустимої t° – головна причина старіння ізоляції. Для відводу тепла від активних матеріалів використовують системи охолодження.

Відповідно до реалізації способу відводу тепла розрізняють непряме і безпосереднє охолодження. При непрямому – газ (повітря, H_2) за допомогою вентиляторів, встановлених на валу ротора, проганяється через повітряний зазор і вентиляційні канали. Газ не стикається з провідниками обмоток, віддача тепла здійснюється через ізоляцію (бар'єр), що обмежує збільшення потужності СГ.

При безпосередньому – газ або рідина контактують з провідником, що покращує тепловідвід і дозволяє збільшити потужність.

Турбогенератори виготовляють з повітряним, H_2 і рідинним охолодженням; гідрогенератори – з повітряним і рідинним.

Застосування H_2 в порівнянні з повітрям дає переваги, обумовлені тим, що його питома теплоємність по масі в 14,35 рази вища, ніж у повітря. Це покращує тепловідвід, зменшує витрати охолоджуючого газу і втрати на

вентиляцію, дозволяє розмістити газоохолоджувачі в корпусі СГ, відмовившись від громіздких охолоджуючих камер під СГ, знижує старіння ізоляції. H_2 не підтримує горіння, тому при КЗ в СГ руйнування зменшуються, щоб уникнути виникнення гримучої суміші тиск H_2 в СГ підтримується вище атмосферного (1,03-4 атм). Підвищення тиску покращує охолодження СГ, але підвищення > 4 атм економічно недоцільно. Застосування систем безпосереднього охолодження дозволило створити СГ потужністю 300-1200 МВт.

СГ нижче вказаних серій мають наступне охолодження:

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

ТВВ – безпосереднє статора H_2O , безпосереднє ротора H_2 або H_2O ;

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

ТВМ - безпосереднє сталі і обмоток статора маслом, безпосереднє ротора H_2O .

2.3 Система збудження СГ

Використовуються для живлення ОЗГ постійним струмом і мають прист-

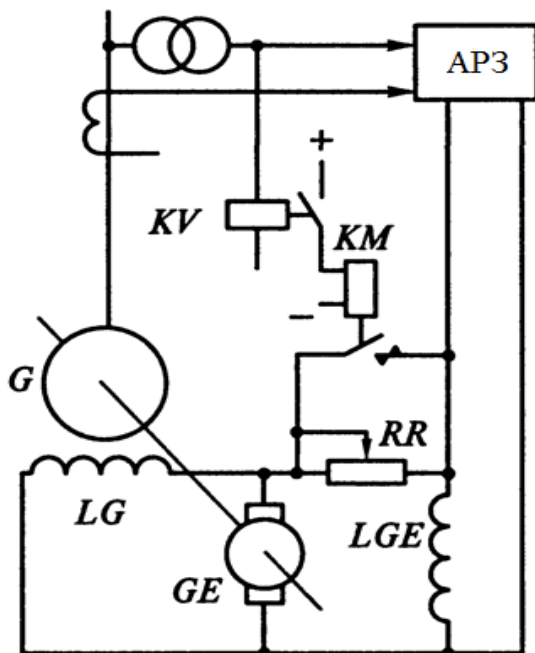


Рис. 2.4 Залежна електромашинна система збудження

рій ручного і автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Застосовують електромашинні системи збудження і безмашинні. В електромашинних як збудники використовуються електричні машини: Електромашинна система збудження зі збудником постійного струму.

Привод збудника може бути незалежним від напруги генератора U_G та залежним. Залежна електромашинна система збудження, (рис. 2.4). Перевага: за рахунок можливості зниження обертів збудника можна

досягнути збільшення потужності збудження, а отже, й потужності СГ.

Недоліки в першу чергу викликані наявністю самого електромашинного збудника:

- невисока швидкість наростання збудження, особливо у збудників гідро-генераторів, які мають низьку частоту обертання ($V = 1 \dots 2$ в.о./с);
- вібрація і важкі умови роботи щіток і колектора (умов комутації);
- для турбогенераторів потужністю вище 165 МВт, потужність збудження стає настільки значною, що виконати надійно працюючий генератор постійного струму на частоту обертання 3000 об/хв за умовами комутації є досить складним завданням.

Електромашинні системи збудження зі збудником змінного струму

- зі збудником частотою 50 Гц та нерухомим випрямляючим пристроєм (ВП);
- високочастотна система збудження;
- зі збудником змінного струму 50 Гц та ВП, що обертається (безщіточна система збудження). Приклад електромашинної системи зі збудником змін-

ного струму, наведено на рис. 2.5.

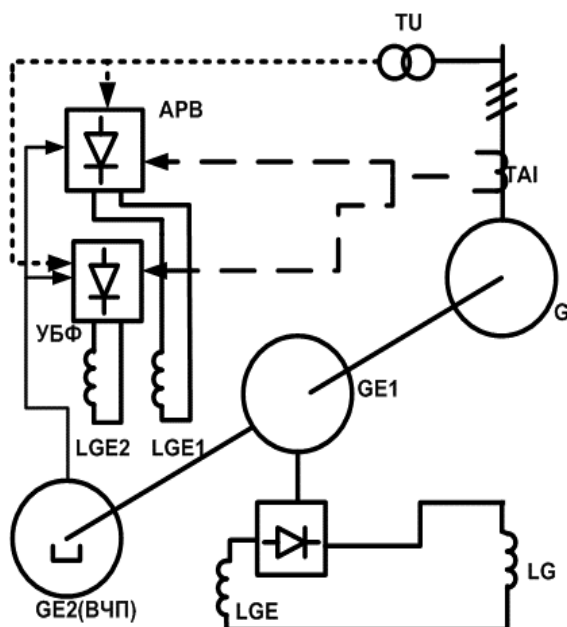


Рис. 2.5 Електромашинна система зі збудником змінного струму

Безмашинна система збудження не містить електричних машин, що обертаються, тобто є статичною. Найпростіша схема такої системи збудження наведена на рис.2.6, де ДТ – допоміжний трансформатор, що живить тиристорний перетворювач (ТП), який керується системою керування тиристорами (СКТ). Недолік – є щіткові контакти в колі ОЗГ.

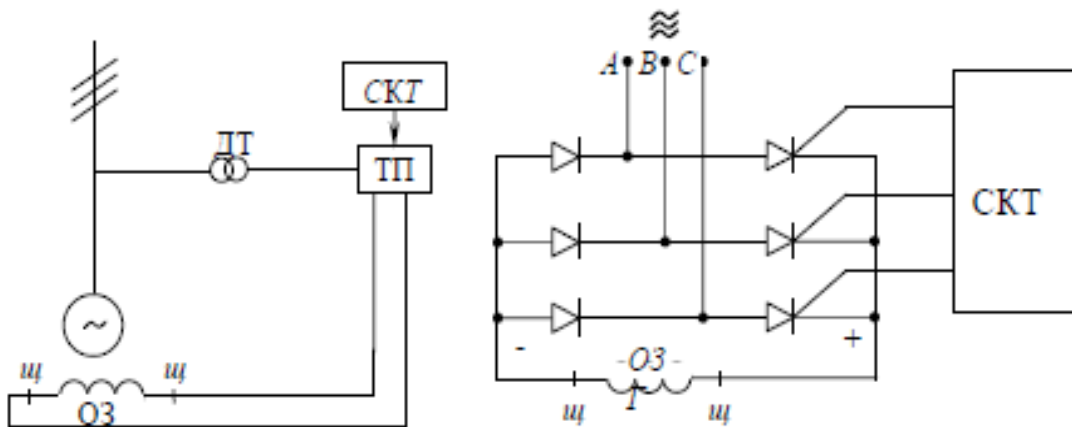


Рис.2.6 Безмашинна система збудження

2.4 Паралельна робота генераторів

Паралельна робота генераторів

- точна синхронізація;
- самосинхронізація.

Спосіб синхронізації дозволяється для всіх ТГ із непрямим охолодженням, що працюють за блоковою схемою, а також для всіх гідрогенераторів. Увімкнення генераторів з непрямим охолодженням, але працюючих на генераторні шини, а також генераторів з безпосереднім охолодженням повинне виконуватися, як правило, методом точної синхронізації. В аварійних умовах при необхідності швидкого введення резерву або при відсутності показань частотомира увімкнення на паралельну роботу всіх генераторів забезпечується способом самосинхронізації. Перевірка правильності чергування фаз здійснюється при першому увімкненні генератора в мережу, а також після проведення ремонтних робіт у первинних колах. При увімкненні генераторів способом точної синхронізації необхідно мати різницю між вектором напруги мережі не більше 15° та не більше 20 % по модулю (зазвичай в межах 5%, при частоті не більше ніж на 0,1% (0,05 Гц). При цьому краще щоб частота генератора була вищою від частоти мережі (рис. 2.7).

$$\text{При } U_c = E_2 = U$$

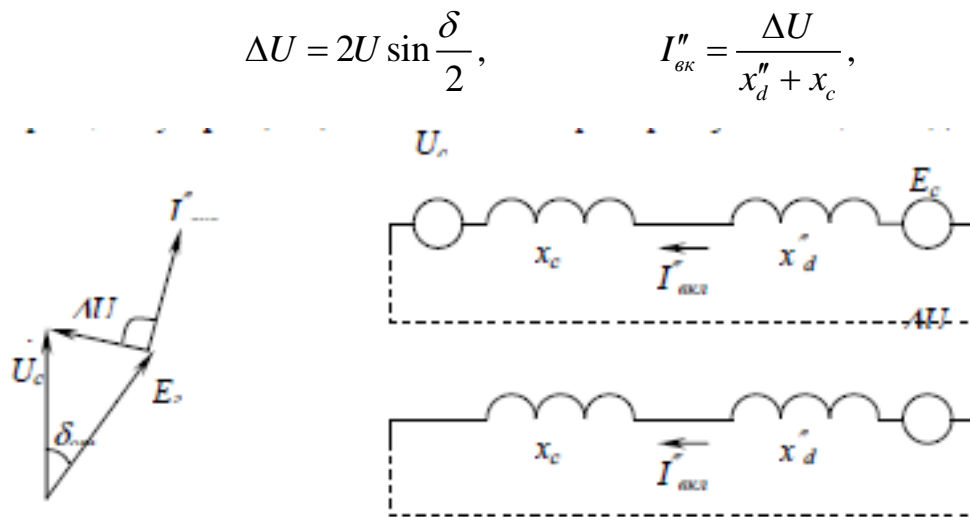


Рис.2.7 Фізична сутність методу точної синхронізації

При зміщенні на 180° струм $I''_{\text{вк}}$ значно перевищує початковий струм трифазного КЗ на затискачах генератора.

При способі самосинхронізації генератор з обмоткою збудження, замкнутій на гасильний опір, при відключеному АГП включається в мережу без збудження. Частоти не повинні відрізнятися більш ніж на 2%. Початковий струм включення повинен задовольняти умові:

$$I_{*П0} \leq \frac{U_{*c}}{x''_d + x_c},$$

Генератор збуджується відразу ж після включення в мережу. При цьому знижується напруга як при КЗ, тому такий спосіб небажаний для станцій зі збірними шинами.

2.5 Силві трансформатори і автотрансформатори

Трансформатори (Т) і автотрансформатори (АТ) служать для перетворення рівнів напруги в мережах змінного струму. Випускаються в трьох і однофазному виконанні. Трифазні виготовляються до тих значень потужностей, при яких їх габарити допускають перевезення залізницею.

Т і АТ розрізняють:

- по призначенню (силві і спеціальні (сварочні, тягові і інші));

- по числу фаз (одно-, трьох-, багатофазні). Із однофазних Т утворюють групи трифазних.

- по кількості обмоток різної напруги (двох- і трьох обмоткові), (рис. 2.8,а), обмотки нижчої напруги НН можуть бути розчеплені (рис. 2.8,б).

- за способом охолодження (сухі – твердий діелектрик, охолодження повітряне; масляні – масло водночас і діелектрик і охолоджуюче середовище; з заповненням негорючим рідким діелектриком, охолодження повітряне).

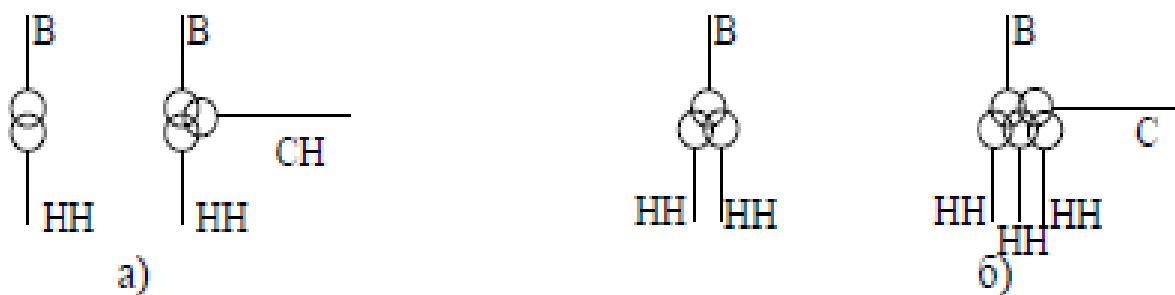


Рис.2.8 Класифікація силових трансформаторів за кількістю обмоток

Для позначення Т і АТ виділені сім позицій, заповнювані відповідним чином напр., А, якщо це автотрансформатор. На другій позиції ставиться буква Т для трифазних трансформаторів і буква О для однофазних; на третій позиції – буква Р, якщо обмотки НН розщеплені; далі на одній або двох позиціях вказується спосіб охолодження; буква Т на передостанній позиції вказує, що число обмоток різних напруг рівне трьом; регулювання під навантаженням позначається останньою буквою Н; позначення автотрансформатора починається з букви А. Далі, після риски вказуються через косу лінію: повна потужність S_H (кВА и мВА), U_{BH} (кВ), U_{CH} (кВ) і, на кінець, рік початку випуску даного типу трансформатора або категорія установки (кліматичне виконання).

Приклад: ТМН – 1000/110-89 (трифазний трансформатор з масляним охолодженням і регулюванням під навантаженням, $S_H=1000$ кВА, $U_{BH}=110$ кВ, рік початку випуску – 1989).

Основні номінальні параметри:

– $S_H = \sqrt{3}U_H I_H$ (на номінальну потужність Т(АТ) може бути навантажений безпосередньо при номінальній напрузі U_H і номінальних умовах охолодження). В триобмоткових трансформаторах за S_H приймають потужність найбільш потужної обмотки;

– номінальна напруга основного виводу обмоток (U_{BH} , U_{CH} , U_{HH} при х.х.)У підвищувальних трансформаторів; $U_{BH} = (1,05\dots 1,1)U_{\text{Мережі}}$; у знижувальних $U_{BH} = U_{\text{Мережі}}$; $U_{HH} = (1,05\dots 1,1)U_{\text{Мережі}}$; $U_{HH} = U_{\text{Г.ном}}$;

– коефіцієнт трансформації $K_{TP} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{\omega_{BH}}{\omega_{HH}}$; у триобмоткового трансформатора три коефіцієнти трансформації.

– номінальний струм навантаження $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$;

– напруга короткого замикання U_K – це напруга, при підведенні якої до однієї із обмоток та замкнутій накоротко іншій обмотці протікає номінальний струм I_H . Таким чином, U_K визначає величину спадання напруги в трансформаторі і характеризує його повний опір: $U_K = I_H z_T$. Так як $x_T \gg r_T$, тоді $U_K = I_H x_T$, при використанні відносних одиниць (в.о.) $I_H = 1$ та $U_{K\text{в.о.}} \approx x_{K\text{в.о.}}$; у відсотках $U_K, \% \approx x_K, \%$ Дісно,

$$U_K, \% = \frac{U_K}{U_H / \sqrt{3}} \cdot 100\% \approx \frac{x_T I_H}{\sqrt{3} I_H \frac{x_T}{\sqrt{3}}} \cdot 100\% \approx x_T, \%$$

де U_K – фазне значення напруги КЗ.

– струм х.х. $I_{\text{хх}}$ характеризує активні і реактивні втрати в сталі і залежить від її магнітних властивостей, конструкції, якості збірки осердя тощо. $I_{\text{хх}}$ позначають у процентах від I_H (3,5% – для гарячекатаної сталі, 0,5% для холоднокатаної).

– схема з'єднання обмоток (Δ або Y) і група трансформатора, див. нижче;

– заступна схема; в практичних розрахунках трансформатор частіше всього оцінюють його індуктивним опором x_T (в.о.) або $x_m, \% \approx U_K, \%$.

Найбільш поширеними групами є – нульова і одинадцята. Позначаються групи таким чином: у двообмоткокових – $Y/Y-0$; $\Delta/\Delta-0$; $Y/\Delta-11$; у триобмоткокових – $Y/Y/\Delta -0-11$. При схемах Y/Y , Δ/Δ – можна отримати будь-яку парну групу, при Y/Δ або Δ/Y – непарну.

Завдяки з'єднанню «зірка» на ВН – ізоляція обмотки розраховується на фазну напругу; з'єднанню «трикутник» на НН дозволяє зменшити переріз обмотки НН, крім того в Δ , створюється замкнений контур для струмів вищих гармонік, що є кратними трьом, які не виходять в зовнішню мережу, внаслідок чого покращується форма кривої напруги на навантаженні.

Визначення групи трансформатора зв'язано з поняттям полярності обмоток. Якщо вектори U первинної і вторинної обмоток, викликані загальним магнітним потоком в магнітопроводі, співпадають по фазі, то кажуть, що обмотки ВН і НН мають однакову полярність, рис.2.9

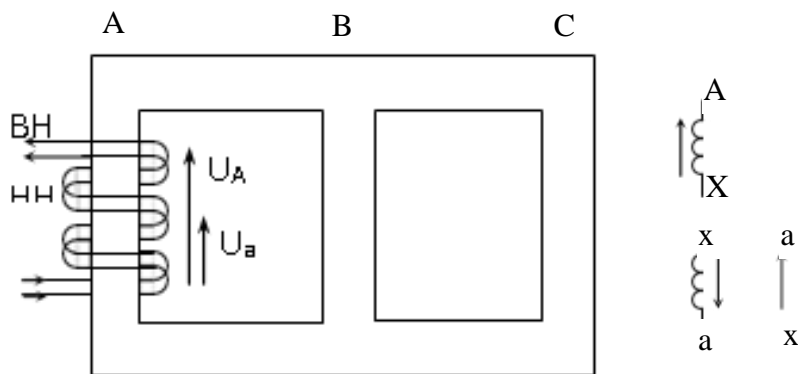


Рис. 2.9 Пояснююча схема для визначення полярності обмоток

За додатній напрямок U приймають напрямок напруги в обмотці ВН від кінця X до початку A , позначеному точкою, яка показує полярність обмотки.

Номінальні напруги первинної та вторинної обмоток співпадають по фазі при однаковій напрузі намотки обмоток, при різному напрямленні намотки вони зсунуті по фазі на 180° .

Для визначення групи трансформатора використовують аналогічно з циферблатом годинника: вектор напруги обмотки ВН виконує роль хвилинної стрілки і поєднується з цифрою 12; при цьому вектор напруги обмотки НН,

виконуючи роль годинної стрілки, покаже номер групи трансформатора.

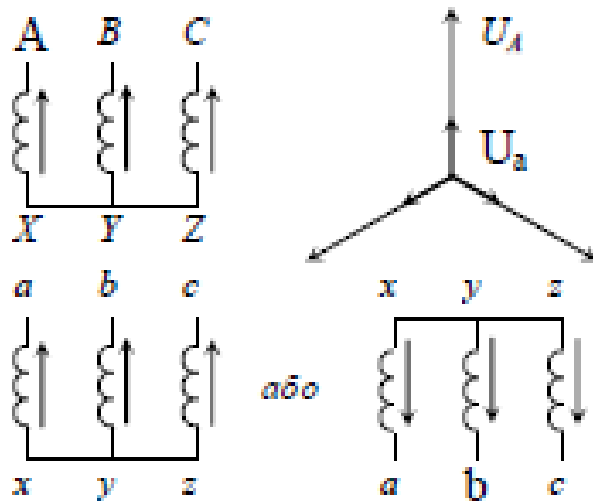


Рис. 2.10 Заступна схема та векторна діаграма для випадку з'єднання Y/Y-0

Приклад 1 (рис.2.10). Первинна і вторинна обмотки сполучені в Y, полярності однакові. На побудованій векторній діаграмі видно, що U_{BH} і U_{HN} співпадають по фазі. Отже, маємо групу Y/Y - 0.

Приклад 2 (рис.2.11). Вектори напруги: фазної обмотки ВН і лінійної обмотки НН (обмотки розміщені на одному стрижні трансформатора) направлені однаково. Визначаючи з трикутника лінійної напруги вторинної обмотки фазну напругу, знаходимо що $U_{\phi NN}$ вказує на цифру 11, тобто має групу Y/ Δ - 11.

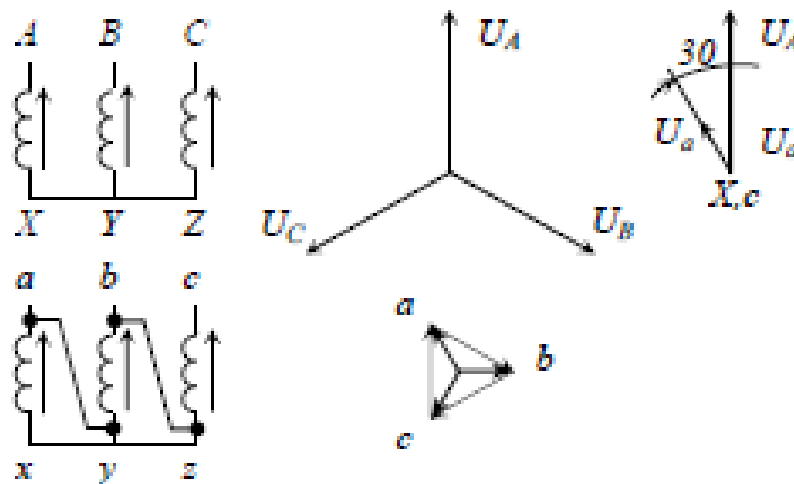


Рис. 2.11 Заступна схема та векторна діаграма для випадку з'єднання Y/ Δ -11

Примітка. Схема з'єднання «зірка» заземлюється тільки у випадку, коли нейтраль має бути заземлена. Ізоляція нульових виводів зазвичай розраховується не на $U_{ном}$ обмотки, а на ступінь нижче, тому що при роботі з розземленою нейтраллю можливі перенапруги, які є небезпечними для ізоляції нульових виводів. Їх можна зменшити, використовуючи

вентильні розрядники що підключені в нейтралі.

Система охолодження трансформаторів. Сухі трансформатори мають наступні охолодження і відповідні літерні позначення:

- природне повітряне при відкритому виконанні – С;
- природне повітряне при захищеному виконанні – СЗ;
- природне повітряне при герметичному виконанні – СГ;
- повітряне з дуттям – СД;

В масляних трансформаторах магнітопровід з обмотками поміщений в бак з маслом, яке є середовищем, що охолоджує і ізолює. Використовуються наступні види охолодження:

- з природною циркуляцією масла – М;
- з природною циркуляцією масла і примусовим дуттям – Д;
- з примусовою циркуляцією масла і дуттям – ДЦ;
- масляно-водяне з природною циркуляцією масла – МВ;
- масляно-водяне з примусовою циркуляцією масла – Ц.

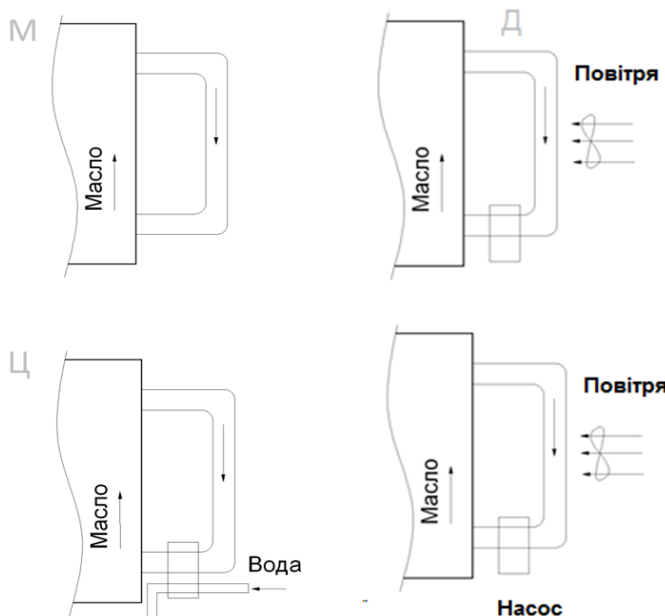


Рис. 2.12 Принцип дії найбільш поширених видів масляного охолодження

Принцип дії найбільш поширених видів масляного охолодження наведені на рис. 2.12.

Трансформатори з негорючим рідким діелектриком мають охолодження:

- природне повітряне – Н;
- з дуттям – НД.

Трансформатори допускають перевантаження протягом 5діб на 40% не більше 6 годин кожного дня в години максимальних навантажень ЕЕС.

Автотрансформатори – відрізняються тим, що їх первинні і вторинні обмотки мають не тільки електромагнітний (трансформаторний) зв'язок, але й електричний. Ця властивість дає АТ переваги, завдяки яким вони знаходять все більше застосування. Силкові АТ застосовуються, як правило, триобмотковими, рис. 2.13.

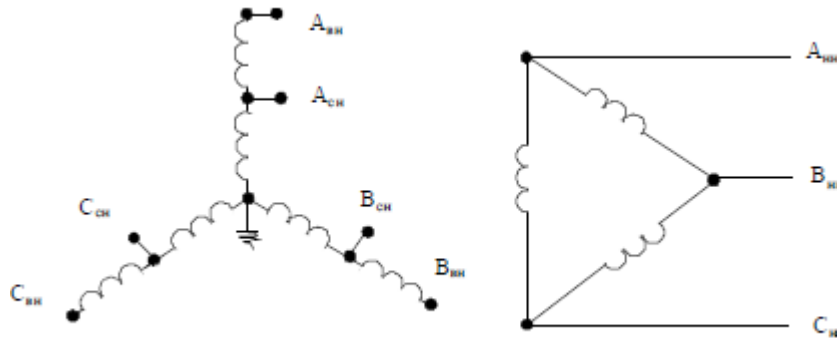


Рис. 2.13 Заступна схема триобмоткового автотрансформатора

Третя обмотка має з ВН і СН трансформаторний зв'язок і внаслідок схеми Δ дозволяє покращити форму кривої напруги в зовнішній мережі. До неї можна підключити СГ, навантаження, резервний ТВП. АТ застосовують тільки в мережах з глухозаземленою нейтраллю.

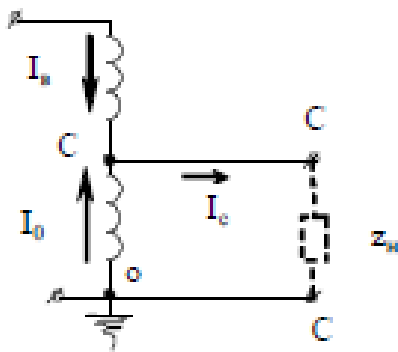


Рис. 2.13 Заступна схема, що пояснює режим роботи автотрансформатора в процесі передачі потужності

Розглянемо роботу АТ в режимі передачі потужності з ВН на СН в одній фазі, рис. 2.14. Живильний струм послідовної обмотки I_B створює потік, під впливом якого в загальній обмотці наводиться ЕРС і протікає струм I_0 . Таким чином, струм навантаження $I_C = I_B + I_0$. Повна потужність, яка передається із первинного кола у вторинне,

називається прохідною. Якщо знехтувати втратами в АТ, то вона визначається, як $S = U_B \cdot I_B = U_C \cdot I_C$. При номінальних U і I буде мати номінальну прохідну потужність

$$S_H = U_{ВН} \cdot I_{ВН} = U_{СН} \cdot I_{СН} \cdot$$

Вважаючи режим роботи АТ номінальним, можна отримати вираз

$$S = U_B \cdot I_B = [(U_B - U_C) + U_C] \cdot I_B = (U_B - U_C) \cdot I_B + U_C \cdot I_B$$

де $(U_B - U_C) \cdot I_B = S_T$ – трансформаторна потужність, яка передається з первинної обмотки у вторинну трансформаторним шляхом; $U_C \cdot I_B = S_E$ – електрична потужність, яка передається електричним шляхом без трансформації. S_E не навантажує загальної обмотки, так як I_B із послідовної обмотки проходить до навантаження, минаючи її.

Згідно рис.2.13 по послідовній обмотці передається потужність

$$\begin{aligned} S_{II} &= I_B (U_B - U_C) = I_B U_B \left(1 - \frac{U_C}{U_B}\right) = S_H \left(1 - \frac{1}{K_{B-C}}\right) = S_H K_{\text{виг}} = \\ &= S_H K_{\text{ТИП}} = S_{\text{ТИП}} = S_T \end{aligned}$$

По загальній обмотці при цьому протікає потужність

$$S_0 = I_0 \cdot U_C = (I_C - I_B) \cdot U_C = I_C \cdot U_C \cdot \left(1 - \frac{1}{K_{B-C}}\right) = S_H \cdot K_{\text{ТИП}} = S_{\text{ТИП}}.$$

Коефіцієнт $K_{\text{виг}} = 1 - 1/K_{B-C}$ визначає зменшення потужності послідовної і загальної обмоток АТ у порівнянні з S_H і називається коефіцієнтом вигідності або коефіцієнтом типової потужності $K_{\text{ТИП}}$.

Чим менше $K_{\text{ТИП}}$, тим вигідніший АТ в порівнянні з трансформатором тієї ж потужності. $K_{\text{ТИП}}$ тим менше, чим менше відрізняються U_{BH} і U_{CH} . Так як $S_{\text{ТИП}} = S_T$, то $S_{\text{ТИП}}$ визначає витрату активних матеріалів (сталі і міді). $S_{\text{ТИП}} < S_H$, що і визначає економічну вигідність застосування АТ в порівнянні з Т тої ж потужності.

Обмотка НН має з іншими обмотками тільки трансформаторний зв'язок, тому її потужність не може бути більша $S_T = S_{\text{ТИП}}$.

2.6 Паралельна робота і групи з'єднань трансформаторів

При паралельній роботі $T1$ і $T2$ паралельно з'єднуються обмотки як на первинній, так і на вторинній стороні, тобто однойменні виводи $T1$ і $T2$

приєднуються до одних і тих же фаз РУ, рис. 2.14.

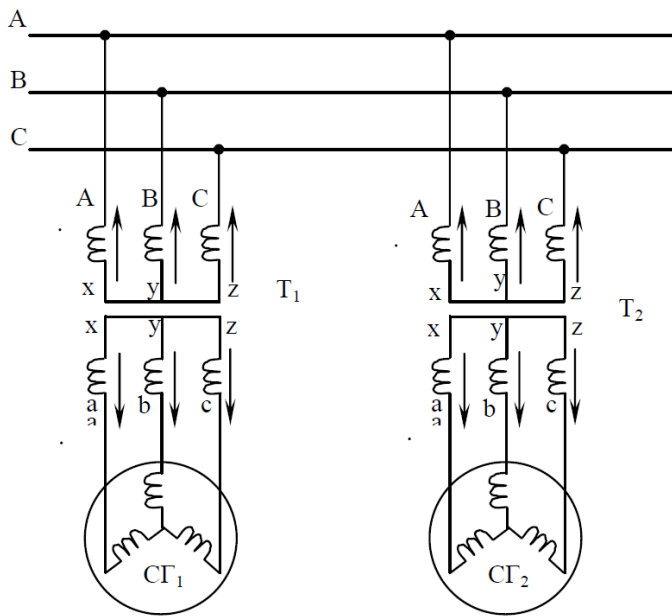


Рис. 2.14 Підключення трансформаторів на паралельну роботу

Для забезпечення правильного розподілення навантаження між паралельно працюючими трансформаторами пропорційно їх потужностям, повинні виконуватися наступні вимоги:

– рівність номінальної напруги, первинної і вторинної $U_{H-T1} = U_{H-T2}$;

– рівність напруг КЗ $U_{K-T1} = U_{K-T2}$;

– відповідність груп з'єднань трансформаторів.

Група трансформатора визначається величиною кута (фазовим зсувом) між векторами напруги обмоток ВН і НН. Різні групи утворюються різними комбінаціями схем з'єднань Δ і Y обмоток і об'єднанням в одну точку їх початків або кінців. Таких можливих комбінацій в трифазних Т, а, відповідно, груп – 12. Кратність зсуву між групами – 30° . Позначаються групи цифрами від 0 до 11. У трифазному трансформаторі можуть бути всі 12 груп, в однофазному лише дві – 0 і 6. Якщо в паралельно працюючих T_1 і T_2 зсув фазних кутів різний, то в контурі, що утворений цими трансформаторами, буде циркулювати струм. Якщо фазні кути відрізняються на 180° , тоді передача потужності через T_1 і T_2 є взагалі неможливою.

3. ДОПОМІЖНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.

3.1 Процеси вимикання електричних кіл змінного струму.

Під комутацією електричних кіл мається на увазі операція замикання або розмикання електричного кола, при якій змінюється її опір, відбувається практично стрибкоподібно. У контактному апараті вимкнення електричного кола (розмикання контактів) фізично є процесом переходу міжконтактного проміжку апарата зі стану провідника електричного струму в стан діелектрика (ізолятора).

Кожне електричне коло має певну індуктивність L та ємність C . Перехід з одного стану в інший триває певний проміжок часу, тому що кожному сталому стану кола відповідає певний запас енергії електричних і магнітних полів

($W_E = \frac{CU^2}{2}, W_M = \frac{LI^2}{2}$). Ці енергії можуть змінюватися безупинно. Звідси ви-

пливають наступні закони комутації:

- 1) у початковий момент комутації струм в індуктивному колі залишається таким же, яким він був безпосередньо перед комутацією, а потім плавно змінюється.
- 2) у початковий момент після комутації напруга ємнісного кола залишається такою ж, яким вона була безпосередньо перед комутацією, а потім плавно змінюється.

Відключення кіл змінного струму, як правило, виконується вимикачами. Вони є одним з найважливіших апаратів, від яких залежить надійна робота РУ, а іноді й всієї енергосистеми. Сама відповідальна операція для вимикача – відмикання великих струмів КЗ (близькі КЗ). Вимикач також повинен надійно відмикати малі індуктивні струми, ємнісні струми, а також струми х.х. протяжних електричних ліній без виникнення небезпечних комутаційних перенапруг.

Умови виникнення й характеристики дуги у вимикачі.

При розходженні контактів вимикача високої напруги в процесі вимикання кола, контактне натискання між ними поступово знижується й, отже, зменшується фактична площа їхнього зіткнення. У результаті збільшується щільність струму на ній і, відповідно, її температура. З подальшим переміщенням контактів температура в місці їхнього зіткнення зростає й до моменту фактичного розтягування, досягає температури плавлення металу контактів. Коли контакти розійдуться на відстань, що вимірюється мікрометрами, між ними утвориться місток рідкого металу контактів. Впродовж подальшого розтягування контактів місток витягується і його перетин зменшується. У містку є ділянки з найменшим перетином (сідловини). Перетин сідловини інтенсивно розігрівається й температура в ньому досягає температури кипіння металу. В процесі розтягування контактів дуга подовжується.

Електрична дуга (дуговий розряд) є розрядним струмом через міст із розпечених іонізованих газів між контактами, що характеризується великою щільністю струму, високою провідністю, високою температурою, відносно невеликим спаданням напруги біля катода. У дузі відбуваються одночасно як електричні, так і теплові процеси. Це розряд протікає без зовнішнього іонізатора.

Електрична дуга візуально є світловим каналом, що заповнений плазмою. Плазма це газ, що складається з електронів, позитивних іонів і нейтральних молекул та атомів, які рівномірно перемішані між собою, але неоднаково нагріті. Кінетична енергія цих часток різна. У плазмі немає різниці між щільністю позитивно й негативно заряджених часток в умовах їхнього безперервного виникнення й зникнення.

Дуга виникає при великій потужності відмикання. Потрібні спеціальні пристрої для її гасіння. При малій потужності відмикання між контактами виникає лише іскра. При малих струмах відмикання міжконтактний проміжок мало насичений парами металу й тому є слабо провідним. У цьому випадку розмикання кола завершується без ускладнень після повної розбіжності

контактів. Таким чином, щоб відключити електричне коло, недостатньо розімкнути контакти вимикача, необхідно ще погасити виниклу на його контактах електричну дугу.

Дуга повинна бути погашена якнайшвидше не тільки з метою збереження вимикача і його контактів, але й для забезпечення надійності й безперебійності роботи всієї електричної системи у випадку відключення струмів короткого замикання. У дузі можна виділити три області, що відрізняються характером процесів, що протікають у них.

На рис.1. показаний розподіл напруги уздовж дуги. Вона складається з спадань напруг в електродах – катодному, анодному й у стовбурі дуги та може бути виражена формулою: $U_D = a + v \cdot lg$, де a – спадання напруги на електродах, v – спадання напруги на одиницю довжини стовбура дуги, a й v – не залежать від струму дуги.

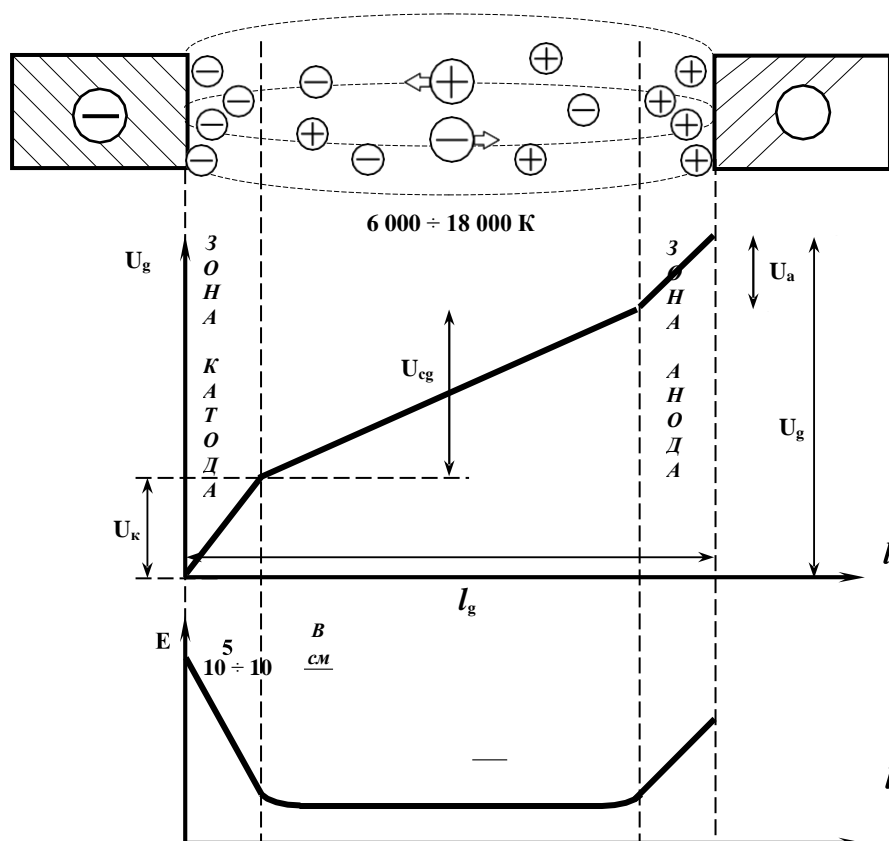


Рис. 3.1 Схематичний розподіл напруги уздовж дуги

Катодне спадання напруги відбувається на дуже малій ділянці довжини дуги, що примикає до катода (10^{-4} см) і має постійну величину, що складає

приблизно рівну 10-20 В. Біля катода перебуває позитивний об'ємний заряд, створений позитивними іонами. Між цим зарядом і катодом утворюється електричне поле, яке збільшує швидкість руху електронів, що вийшли з катода.

Анодне спадання напруги звичайно менше катодного й при більших струмах близько до нуля. Воно займає коротку ділянку довжиною $10^{-4} - 10^{-5}$ см. Анод є приймачем потоку електронів, що йде зі стовбура дуги. Під дією бомбардування електронів поверхня анода розігрівається до високих температур і з її, внаслідок термоелектронної емісії, виділяються електрони. Але вони під дією електричного поля повертаються назад до анода. На аноді не відбувається виділення позитивних іонів, а позитивні іони, що утворилися поблизу анода, ідуть у стовбур дуги. Тому біля анода утворюється надлишок електронів, і виникає негативний об'ємний заряд, що створює анодне спадання напруги 5 - 10 В. Роль анода в дуговому розряді пасивна.

Область, що створена між анодним і катодним простором називається стовбуром дуги. Спадання напруги в стовбурі дуги майже прямо пропорційно її довжині й для повітря (при нормальному тиску) становить 15 - 20 В/см.

Область катодного спадання напруги відіграє важливу роль у процесі утворення й підтримки дуги. Тут при невеликому катодному спаданні напруги в 10 – 20 В утворюється електричне поле з високим градієнтом потенціалу – до 1 МВ/см. Електричне поле й висока температура дуги створюють у проміжку між розбіжними контактами умови для іонізації газів і пар металу.

Щільність струму в дузі та її тиск дуже впливають на зміну температури. При нормальному атмосферному тиску температура має значення порядку 6000 °С. При збільшенні тиску газу температура підвищується. В атмосфері водню температура дуги підвищується до 8000-10000 °С, а в гасильних камерах вимикача ще вище.

Поява високих температур пов'язана з дуже великими щільностями струмів у дузі, які можуть досягати порядку 50-100 тисяч ампер на 1 см². Найбільша щільність струму й найбільш висока температура мають місце на осі

стовбура дуги.

Які іонізуючі фактори діють у вимикачах? Основними видами іонізації дугового проміжку апаратів високої напруги є:

1) Автоелектрона емісія, яка виникає й існує в початковий момент часу розмикання контактів, саме в момент відриву контактів друг від друга, коли між ними утвориться мізерно малий розрив, навіть менше катодної зони. У цій початковій стадії розходження контактів напруженість електричного поля біля катода досягає величини порядку 10^7 - 30^7 В/см, що є цілком достатнім для вирівнювання вільних електронів з поверхні катода. Таким чином, сутність автоелектронової емісії полягає в тім, що під дією дуже сильного поля між контактами відбувається вивільнення вільних електронів з матеріалу катода, які з великою швидкістю рухаються до анода й беруть участь в ударній іонізації газу. У результаті початкової іонізації дугового проміжку між контактами відбувається запалювання електричної дуги й слідом за цим приходять у дію інші більше ефективні іонізуючі фактори, які виникають завдяки дуже високій температурі.

2) Ударна іонізація виникає в дуговому проміжку в початковий момент розбіжності контактів - це процес іонізації газу, обумовлений зіткненням електронів, що прискорюють електричним полем, з атомами або іонами. Вільні електрони, які перебувають між контактами, під дією сил електричного поля починають переміщатися від анода до катода з великою швидкістю, збільшуючи при цьому свій запас кінетичної енергії. Ті електрони, які отримують достатню швидкість, при зіткненні з нейтральними атомами й молекулами можуть вибити з них один або кілька електронів, у результаті чого з'являться нові вільні електрони й позитивні іони, які включаються в упорядковані рухи й будуть робити подальшу ударну іонізацію. У результаті цього наростає потік заряджених часток електронів, що переміщаються до анода, і позитивних іонів, що переміщаються до катода.

3) Термічна або теплова іонізація виникає під дією високих температур у

стовбурі дуги. У газі, нагрітому до досить високої температури, створюються умови для інтенсивної іонізації. При нагріванні підвищується швидкість теплового руху молекул. Ця швидкість може стати настільки великою, що енергія зіткнення виявляється достатньою для іонізації однієї із часток, яка ударяється. Таким чином, суть термічної іонізації полягає в розпаді атомів і молекул на заряджені частки в результаті зіткнень внаслідок теплового руху. Електрони при зіткненнях “побічно” іонізують, підвищуючи температуру газу. Термічна іонізація починається при високих температурах, і чим вище температура, тим інтенсивніше процес іонізації.

4) Термоелектронна емісія - викид потоку електронів з поверхні катода.

Вільні електрони в матеріалі катода перебувають у безперервному русі, але не можуть вийти назовні, тому що при звичайних температурах швидкість їх недостатня для подолання потенційного бар'єра на поверхні роздязнула катод - газ. З підвищенням температури катода швидкість електронів зростає й для деяких з них стає достатньою для подолання цього бар'єра, такі електрони викидаються в дуговий проміжок і включаються в загальний потік іонізації між контактами вимикача. Зіставляючи основні джерела іонізації у дузі можна сказати, що найголовніша роль у процесі іонізації належить термічній іонізації. Висока температура дуги є основним чинником, що спричиняється більшу провідність дугового проміжку. При горінні дуги йде не тільки процес іонізації газу, але й зворотний процес – деіонізація: рекомбінація й дифузія іонів та електронів.

Іонізація й деіонізація – протилежні процеси й існують у дузі одночасно. Залежно від переваги одного з них визначається режим електричної дуги. При запалюванні дуги переважає іонізація, у стійкій дузі ці процеси врівноважуються, при гасінні відбувається переважний ріст деіонізації. Сутність рекомбінації (возз'єднання) полягає в тому, що протилежно заряджені частки (іони й електрони) взаємно притягаються й приходять у зіткнення, об'єднуються й утворюють нейтральні молекули. Зі збільшенням температури ймовірність

рекомбінації зменшується тому що швидкості теплового руху зростають. Рекомбінація може відбуватися в об'ємі газу або на поверхні третього тіла - якого-небудь твердого діелектрика, що утворює стінки гасильної камери, решітки, з якими стикається область дуги.

Дифузія виглядає як вихід заряджених часток з області горіння дуги в навколишній простір. При цьому в області горіння дуги відбувається зменшення числа заряджених часток. Дифузія відбувається завдяки різній концентрації заряджених часток в області горіння дуги й у навколишній середовищі з області з більше високою концентрацією в область із меншою концентрацією, а також внаслідок температурного руху газу під дією різниці температур тих же середовищ. Інтенсивний процес іонізації в дузі розвивається самостійно, а інтенсивна деіонізація вимагає застосування спеціальних засобів. Такими засобами є: дугтя стисненим повітрям, масляне, газове дугтя й ін., що викликають примусову дифузію. Ці засоби створюють інтенсивну деіонізацію – сприяють викиданню заряджених часток з області горіння дуги й ефективному охолодженню дуги.

Дисоціація газу – розпад молекул на атоми під дією, але недостатніх для іонізації температур також сприяє охолодженню стовбура дуги. Частки, що дисоціюють, дифундують із області горіння дуги й несуть із собою в навколишній простір поглинене тепло.

3.2 Вольт-амперна характеристика дуги.

Залежність напруги в стовпі дуги від струму при дуже повільній зміні останнього є статичною характеристикою дуги (рис. 3.2). Кожній крапці статичної характеристики дуги в сталому режимі відповідає певний перетин і температура стовпа. Зміна струму дуги дуговий стовп змінює свій переріз і температуру стосовно до нових умов. Ці процеси вимагають часу, і тому сталий режим настає з деяким запізнюванням (гістерезис). Припустимо, що струм раптово зменшився від значення i_1 до значення i_2 . У початковий момент дуга зберігає свою температуру та переріз, а напруга U_d зменшується (крапка 2'),

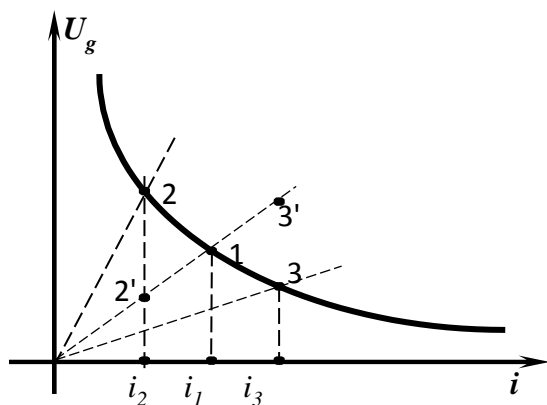


Рис. 3.2 Статична характеристика дуги

(опір дуги $R = K \cdot e^{-\frac{Q}{Q_0}}$; K і Q_0 – константи, Q – кількість акумульованої в дузі енергії).

Потужність, що підводиться $i_2 U_{д2}$ буде менше необхідної для проведення i_2 . Після цього температура й перетин дугового стовпа будуть зменшуватися, а опір стовпа дуги зростати й напруга дуги U_d

збільшиться поки не наступить новий сталий стан у крапці 2. При збільшенні струму від значення i_1 до значення i_3 новий сталий стан у крапці 3 наступить по шляху 1-3'-3.

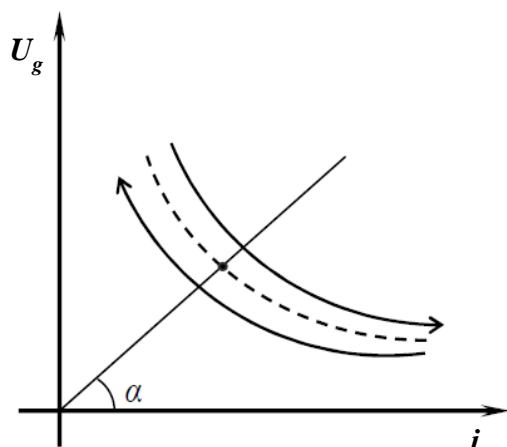


Рис. 3.3 Динамічні характеристики дуги

Якщо змінювати струм плавно з деякою швидкістю напруга не встигає впливати за зміною струму. Тому при збільшенні струму напруга перевищує значення, які обумовлені статичною характеристикою, а при зменшенні струму напруга менше цих значень. Такі криві $U_d = f(i)$ є динамічними характеристиками (рис. 3.3). Число динамічних характеристик не обмежене, тангенс α – опір дуги.

Процеси іонізації й деіонізації в електричній дузі при змінному струмі аналогічні тим же процесам у дузі постійного струму. Умови ж гасіння мають істотні відмінності. У дузі постійного струму для відомості струму до нуля завжди потрібно провести інтенсивну деіонізацію дугового проміжку. При змінному струмі струм у дузі кожен напівперіод проходить через нуль мимовільно, незалежно від ступеня іонізації дугового проміжку. Відповідно при синусоїдальній зміні струму вольт-амперна характеристика дуги має вигляд (рис. 3.4)

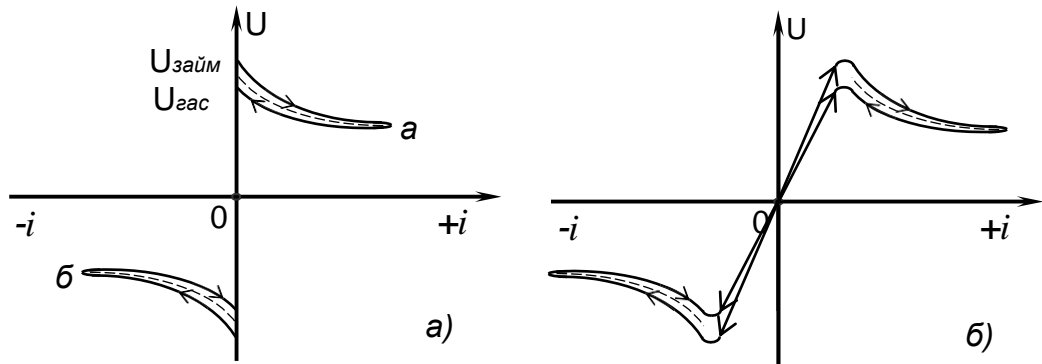


Рис. 3.4 Вольт-амперна характеристика дуги при синусоїдальній зміні струму

На рис. 2а, наведена вольт-амперна характеристика за один період зміни змінного струму. Стрілки вказують напрямок зміни струму. Крапки *a* та *б* відповідають амплітуді змінного струму. Вольт-амперна характеристика є наближеною. У дійсності напруга дуги при переході струму через нуль не може миттєво змінити свою величину з деякого позитивного значення до негативного і навпаки. На це хоча й потрібен дуже короткий проміжок часу, але все одно він має певну тривалість. Відповідно вольт-амперна характеристика дуги, побудована в більшому масиві, має вигляд, показаний на рис. 3.4 б. Пунктирні криві – це статична вольт амперна характеристика дуги.

Якщо розгорнути вольт-амперну характеристику в часі, то вийде сідлоподібна крива зміни напруги на дуговому проміжку (рис. 3.5).

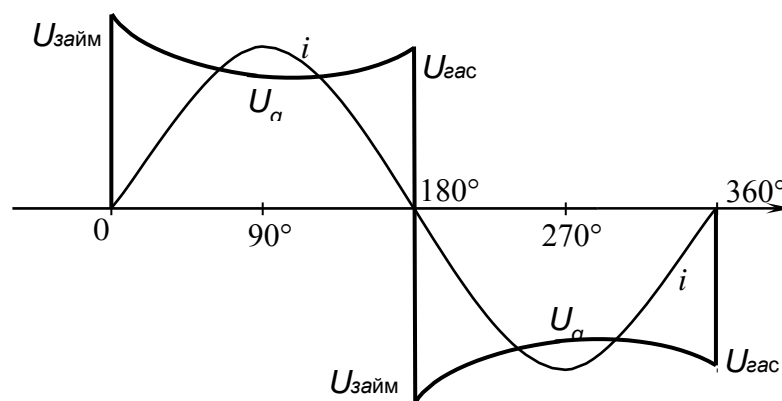


Рис. 3.5 Крива зміни напруги на дуговому проміжку

Як видно з рис. 3.5, напруга на дузі до середини напівперіоду зменшується, до кінця напівперіоду збільшується до напруги гасіння $U_{зас}$, а після переходу через нуль збільшується до напруги запалювання $U_{займ}$, далі процес повторюється, як й у перший напівперіод.

Дугу змінного струму легше погасити наприкінці напівперіоду в один з моментів природного переходу струму через нуль (у цей момент дуга мимовільно згасне на час безструмової паузи) не залежно від ступеня іонізації дугового проміжку. Завдання гасіння дуги змінного струму зводиться до запобігання повторного запалювання.

Дослідження показали, що наприкінці напівперіоду трохи раніше моменту природного переходу струму через нуль, величина його стає дуже малою,

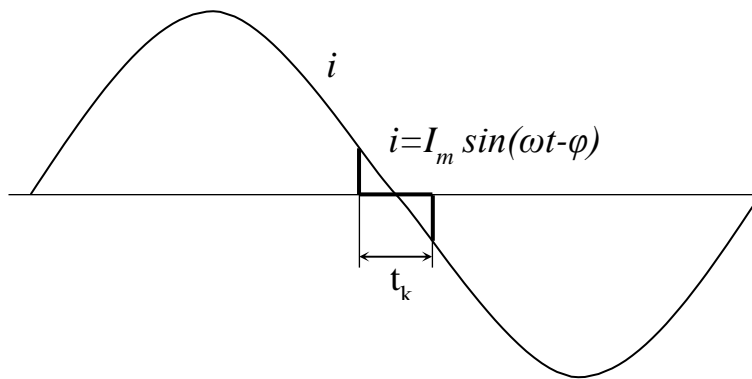


Рис. 3.6 Визначення періоду безструмової паузи

теж саме має місце й на початку наступного напівперіоду. Можна вважати, що струм у дузі відсутній впродовж деякого кінцевого часу t_k , що є безструмовою паузою (рис. 3.6).

Тривалість безструмової паузи невелика (кілька сотень мікросекунд), але відіграє важливу роль у процесі гасіння дуги. За час t_k безструмової паузи інтенсивність іонізації сильно падає й дуговий проміжок втрачає свою провідність, тобто перетворюється зі стану провідника в стан діелектрика.

Крім того, у комутаційних апаратах приймаються штучні міри охолодження дугового простору й зменшення кількості заряджених часток. Ці процеси деіонізації призводять до постійного збільшення електричної міцності проміжку U_{np} . У цей же час протікає інший процес – на кінцях дугового проміжку відновлюється напруга, що прагне запалити дугу. Від того, який із двох процесів буде переважати в дуговому проміжку, залежить результат

виникнення дуги (рис. 3.7).

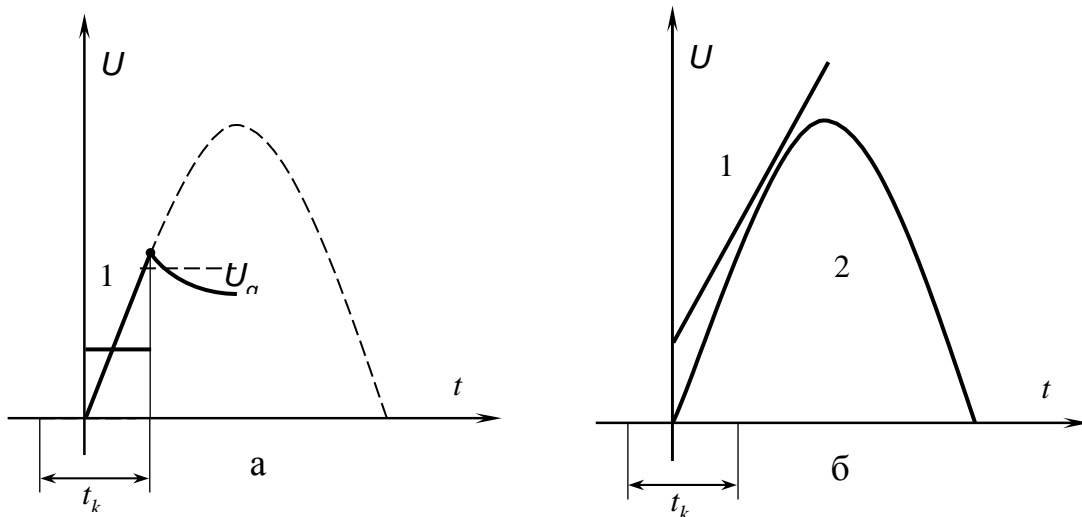


Рис. 3.5 Швидкість зміни напруги на дуговому проміжку для різних випадків співвідношень діелектричної міцності

Якщо напруга, що відновлюється, росте швидше електричної міцності дугового проміжку (рис. 5а), то криві перетинаються, тобто дуговий проміжок пробивається й дуга запалюється повторно. Напруга на дуговому проміжку знову змінюється по сідлоподібній кривій, і тривалість горіння дуги збільшується ще на один напівперіод. Якщо електрична міцність росте швидше й крива 1 знаходиться вище кривої напруги 2 (рис. 5б), то криві не перетинаються, тобто дуговий проміжок не пробивається й внаслідок цього дуга гасне остаточно, а на дуговому проміжку, тобто на розведених контактах вимикача, відновлюються обернена напруга (крива 2).

3.3 Вимикачі змінного струму високої напруги.

Вимикач – це електричний комутаційний апарат, що призначений для вмикання та вимикання кіл у всіх режимах, які є можливими у експлуатації вмикання та вимикання номінальних струмів, струмів КЗ, струмів холостого ходу силових трансформаторів й ємнісних струмів конденсаторних батарей і ліній значної довжини.

Вимикач є одним з найважливіших апаратів, від яких залежить надійна

робота не тільки розподільчих установок, але й всієї енергосистеми. Найбільш важким режимом роботи вимикача є відмикання та вмикання струмів КЗ. При відмові вимикача аварія розвивається, що призводить до важких наслідків і великих матеріальних втрат, які пов'язані з недовідпуском електроенергії та припиненням роботи великих підприємств.

У зв'язку із цим до вимикачів високої напруги пред'являються наступні вимоги:

- 1) особливо висока надійність їхньої роботи у всіх експлуатаційних режимах; максимально можливо малий час вимикання;
- 2) відмикання вимикачем будь-яких навантажень не повинне супроводжуватися перенапругами, що є небезпечними для ізоляції елементів установки;
- 3) придатність для швидкодіючого АПВ (автоматичного повторного вмикання) відразу ж після відмикання;
- 4) допускати, максимально можливе число комутаційних операцій без ревізії й ремонту (виведення вимикача для ревізії й ремонту пов'язаний з великими труднощами). Сучасні вимикачі можуть відмикати без ревізії до десяти КЗ при номінальному струмі вимикання;
- 5) простота монтажу, безшумність роботи, невисока вартість, вибухо- й пожежобезпека, зручність транспортування й експлуатації.

Вимикачі характеризуються наступними параметрами:

1. Номінальна напруга вимикача – вказується на його щитку, напруга при якій він повинен знаходитись в експлуатації ($U_{ном}$). Вимикач повинен працювати й при напругах, що перевищують $U_{ном}$ на 5-20%. Ця напруга називається найбільшою робочою напругою $U_{роб.мак.}$.

2. Номінальний струм вимикача $I_{ном}$ – струм, що вимикач повинен довгостроково пропускати без ушкоджень (указується на щитку) при номінальній напрузі, частоті й температурі робочих елементів, які не перевищують припустимі показники.

3. Номінальний струм відмикання $I_{0ном}$ – найбільший струм КЗ (діюче значення), що вимикач здатний відімкнути при найбільшій робочій напрузі й при заданій перехідній напрузі відновлення, і заданому циклі операцій. Номінальний струм відмикання визначається значенням періодичної складової в момент розходження контактів

4. Цикл операцій. У більшості випадків причина, що викликає КЗ, має тимчасовий характер. Наприклад, під впливом перенапруги, відбулося перекриття порцелянового ізолятора та виникло КЗ на землю. Якщо причина зникла, і не відбулося ушкодження порцелянкової ізоляції, то при новому вмиканні можна відновити електропостачання споживача. Цей процес називається АПВ.

5. Час від моменту відмикання до повторного вмикання повинен бути малим, щоб забезпечити безперервну роботу споживача й відбулася деіонізація пробитого проміжку (час деіонізації складає 0,1-0,5 с) після вимкнення кола. Якщо до моменту повторного увімкнення КЗ у колі не зникає, тоді вимикач вмикається на існуюче КЗ, після чого знову необхідне відключення КЗ. У деяких вимикачах (наприклад, масляних) відмикання другого КЗ відбувається в більш тяжких умовах, оскільки після першої операції дугогасний пристрій може бути тільки частково заповнений маслом. Тому номінальне значення струму відключення залежить від циклу роботи вимикача (без АПВ, з одно- або дворазовим АПВ тощо) . Відповідно до вимог ДСТУ для вимикачів, що працюють із АПВ, номінальний час відключення визначається за наступними циклами:

а) О-тб-ВО-180с-ВО; б) О-180 с-ВО-180 с-ВО;

О – операція відмикання; В – операція вмикання; ВО – операція вмикання та негайного відмикання;

$t_{бс} = 0,3 - 1,2$ с – нормована безструмова пауза, що залежить від типу вимикача; 180 с – безструмова пауза. Для вимикачів, що працюють без АПВ, повинен виконуватися тільки цикл б), вимикачі на номінальну напругу 330 кВ і вище для роботи з АПВ, крім циклу а) повинні забезпечувати цикл:

О- t_{6c} -ВО-2В.

6. Власний час спрацювання вимикача t_c з приводом – проміжок часу від моменту подачі команди на вимикання до моменту розходження дугогасних контактів.

7. Повний час спрацьовування вимикача із приводом t_0 – це час від подачі команди на вимикання до моменту загасання дуги на полюсах $t_0 = t_c - t_r$, де t_r – час гасіння дуги.

8. Час гасіння дуги t_r – проміжок часу від моменту виникнення дуги в полюсі, контакти якого розмикаються першими, до моменту загасання дуги у всіх полюсах.

9. Припустимий відносний вміст аперіодичної складової струму в струмі відмикання β_n – відношення найбільшого аперіодичного струму до амплітуди періодичного струму. Вимикач повинен вимикати коло при наявності аперіодичної складової, що існує до моменту розходження контактів.

$$\beta = \frac{i_{at}}{\sqrt{2}I_{nt}} \cdot 100; \beta_n = \frac{i_{аном}}{\sqrt{2}I_{нномt}} \cdot 100;$$

Початкове значення i_a дорівнює амплітуді періодичної складової. Швидкодіючі вимикачі, що обладнані пристроями релейного захисту, розмикають свої контакти, коли аперіодична складова не встигає загаснути. Ступінь асиметрії струму оцінюється відношенням його аперіодичної складової до амплітуди періодичної складової в момент t розмикання контактів вимикача:

$$\beta = \frac{i_{at}}{\sqrt{2}I_{nt}} \cdot 100$$

При наявності аперіодичної складової у струмі відмикання, виникають наступні фактори:

- 1) збільшується діюче значення струму;
- 2) проміжки часу між моментами, коли струм досягає нуля, стають неоднаковими, то довшими або коротшими напівперіоду.

У разі впливу цих двох факторів, при певних несприятливих умовах, може значно збільшитися кількість енергії, що виділяється у дузі, у порівнянні з енергією аперіодичної складової, що виділяється при відсутності цих показників. Енергія, що виділяється в проміжку, визначає ступінь іонізації проміжку й кількість газів, що утворюються. Все це ускладнює процес відмикання, тому що збільшується тривалість дуги. Нормоване значення β_n визначається для моменту розходження контактів:

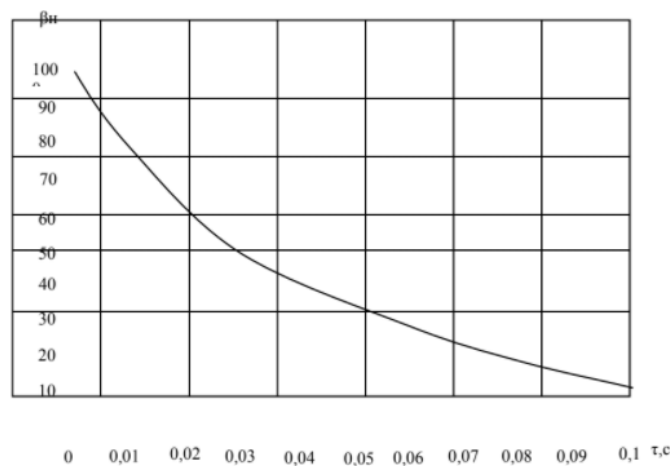


Рис.3.6 Нормований зміст аперіодичної складової.

$\tau = t_{p.z.} + t_c$ -момент розходження контактів, якщо $\tau > 0,09$ с, тоді приймають $\beta_n = 0$

6. Номінальний струм вмикання. При вмиканні на існуюче КЗ, вимикач піддається більшим механічним, тепловим й електродинамічним навантаженням. Здатність вимикача вмикатися на існуюче КЗ характеризується номінальним струмом вмикання.

7. Номінальний струм вмикання – це найбільший ударний струм КЗ, що вимикач із відповідним приводом здатний увімкнути без зварювання контактів й інших ушкоджень, що перешкоджають його подальшій нормальній роботі при найбільшому робочому U і заданому циклі. Цей струм визначається або амплітудою $I_{уд} = K_{уд} \sqrt{2} I_{оном} = i_{вклном}$, або діючим значенням ударного

струму за період після початку КЗ $I_{\text{вклном}}$.

Вимикачі конструюються таким чином, щоб виконувалась умова:

$$I_{\text{вклном}} \geq I_{\text{отклном}}, \quad i_{\text{вклном}} \geq K_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{оном}}$$

8. Стійкість вимикача при наскрізних струмах КЗ – здатність його витримувати у ввімкненому положенні без ушкоджень від впливу струму КЗ. Характеризується струмом електродинамічної стійкості $I_{\text{дин}}$ (діюче значення), $i_{\text{дин}}$ – амплітудне значення. Завод-виробник, повинен витримувати співвідношення: $i_{\text{дин}} = 2,55 \cdot I_{\text{оном}}$. Стійкість при наскрізних струмах також характеризується струмами термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ і тривалістю протікання струму термічної стійкості $t_{\text{тер}}$, що приймається рівним 1 або 2 с для вимикачів з напругою 330 кВ і вище та 1 або 3 с для вимикачів класу напругою 220 кВ і нижче.

9. Час вмикання $t_{\text{вкл,в}}$ – інтервал часу від моменту подачі команди на відмикання до виникнення струму у колі.

10. Напруга, що відновлюється – напруга, що з'являється на контактах полюса вимикача безпосередньо після загасання в ньому дуги. Вона складається з напруги промислової частоти (50 Гц) і вільних складових (аперіодична, періодичні одночастотні або багаточастотні).

11. Дійсна напруга, що відновлюється, обумовленими параметрами мережі й характеристиками даного вимикача, а також часток аперіодичної складової у струмі відключення.

12. Власна напруга, що відновлюється – напруга, обумовлена тільки параметрами мережі (тобто не змінена впливом вимикача) і змістом аперіодичної складової у струмі вмикання.

13. Напруга повернення – діюче значення напруги промислової частоти 50 Гц, що з'являється між струмовідними частинами різних полюсів після загасання дуги у всіх полюсах вимикача.

14. Електрична міцність проміжку – напруга при якій відбувається його

пробій.

15. Періодична напруга, що відновлюються – напруга, що з'являється на полюсах вимикача після загасання в ньому дуги.

16. Дійсна напруга – напруга, що виміряна на полюсі вимикача. Вона залежить від схеми й параметрів системи, а також від конструкції й властивостей вимикача.

Основними конструктивними частинами вимикача є: контактна система з дугогасним пристроєм, струмовідні частини, корпус, приводний механізм, ізоляційна конструкція.

Конструктивні особливості вимикачів й їхні експлуатаційні властивості в основному визначаються способами гасіння дуги. В енергосистемах в основному використовують наступні типи вимикачів змінного струму високої напруги (з напругою більше 1 кВ):

- масляні (бакові) і маломасляні;
- повітряні;
- електромагнітні;
- вакуумні;
- елегазові;
- вимикачі навантаження, розраховані на відключення струмів нормального режиму.

У бакових масляних вимикачах масло використовується як газогенеруючий матеріал для гасіння дуги та ізоляції струмовідних частин. Такі вимикачі використовуються в мережах 6-220 кВ.

У мережах 6, 10 кВ отримали застосування вимикачі типу ВМБ-10, ВМЕ-6, ВМЕ-10, ВР-10, які не мають спеціальних пристроїв для гасіння дуги. Тому їх відмикальна здатність невелика.

Для підвищення комутаційної здатності й зменшення розмірів вимикачі оснащуються спеціальними пристроями – дугогасними камерами.

Дугогасні пристрої за принципом дії можна розділити на 3 групи:

- з автодугтям, у яких високий тиск і більша швидкість руху газів забезпечуються за рахунок енергії, що виділяється у дузі;

- з примусовим масляним дугтям, у яких масло до місця розриву нагнітається за допомогою спеціальних гідравлічних механізмів;

- з магнітним гасінням у маслі, у якому дуга під дією магнітного поля переміщається у вузькі канали й щілини.

На напругу 35кВ використовують вмикачі 3-35-630-10, В-110, В-220.

Переваги бакових вимикачів: простота конструкції, висока відмикальна здатність, придатність для зовнішньої установки, можливість установки вбудованих трансформаторів струму.

Недоліки: вибухо- й пожежонебезпека; необхідність постійного (періодичного) контролю за станом і рівнем масла в баці й уводах; великий об'єм масла (більша витрата часу на його заміну); непридатність для виконання швидкодіючого АПВ; великі витрати металу та значна маса.

У мережах 3-110 кВ використовуються маломасляні вимикачі, у яких масло використовується як газогенеруючий матеріал для гасіння дуги, що створює умови для її погасання. Ізоляція струмовідних частин одна від одної й від заземлених конструкцій здійснюється порцеляною. Найбільше поширення отримали вимикачі 6-10 кВ підвісного типу. Використовують ВМГ-10 (вимикач масляний горшковий); ВМП-10 (вимикач масляний підвісний).

У разі використання при значному струмі, на кожен полюс використовують два дугогасних розриви. Це вимикачі МГ, МГГ на напругу до 20 кВ включно; ВМПП, ВМПЕ для напруги 6, 10 кВ, що використовуються в КРУ.

Вимикачі маломасляні колонкового типу ВК-10 із пружинним приводом і ВКЕ-10 з електромагнітним приводом – для застосування в КРУ внутрішньої й зовнішньої установки.

В установках 110 й 220кВ отримали розповсюдження вимикачі серії ВМТ-110,220 кВ.

Всі маломасляні вимикачі оснащені дугогасними камерами.

Перевагами маломасляних вимикачів є:

- невелика кількість масла;
- відносно мала маса;
- можливість створення серії вимикачів на різну напругу із застосуванням уніфікованих вузлів.

Недоліки маломасляних вимикачів:

- вибухо- та пожежонебезпека;
- неможливість здійснення швидкодіючого АПВ;
- необхідність періодичного контролю якості та рівня масла і частой заміни масла в дугогасильних бачках;
- відносно мала відмикальна здатність.

Повітряні вимикачі.

У повітряних вимикачах гасіння дуги відбувається стисненням повітрям, а ізоляція струмовідних частин і дугогасних пристроїв забезпечується порцеляною або іншими твердими ізоляційними матеріалами. Для внутрішньої установки на напругу 15 й 20 кВ і струм до 20 кА використовуються ВВГ, а на напругу 35 кВ – ВВЕ-35. Для відкритої установки використовуються вимикачі типу ВВБ, ВВБК (крупномодульні) на напругу 110, 220, 330, 500 та 750 кВ.

У колах потужних генераторів використовується вимикач ВВГ-20. Використаються повітряні вимикачі серії ВВ на напругу 110, 500 кВ.

Вимикачі серії ВНВ мають укрупнений дворозривний дугогасний модуль на напругу 220 кВ.

Повітряні вимикачі мають наступні переваги:

- вибухо- та пожежобезпека;
- швидкодія й можливість здійснення швидкодіючого АПВ;
- висока відмикальна здатність;
- надійне відмикання ємнісних струмів ліній;
- мале зношування дугогасних контактів;
- легкий доступ до дугогасних камер;

- придатність для зовнішньої й внутрішньої установки.

Недоліки повітряних вимикачів:

- необхідність у наявності компресорної установки;
- постійні витрати на пневмогосподарство;
- відносно висока вартість;
- труднощі установки вбудованих трансформаторів струму;
- складна конструкція ряду деталей і вузлів;

Електромагнітні вимикачі

В електромагнітних вимикачах дуга горить у повітрі при атмосферному тиску. Дуга гаситься магнітним дуттям, за його допомогою дуга витягується в гасильну камеру, що складається з черги керамічних дугогасних пластин з V-подібними вирізами. Довжина дуги при цьому значно збільшується (до 1(2 м), а перетин її у вузьких V-подібних вирізах зменшується. Відбувається зіткнення дуги з холодними поверхнями пластин. Це призводить до збільшення втрат енергії, опір дуги швидко зростає, а струм зменшується доти, поки дуга не згасне. Магнітне дуття створюється електромагнітом, котушка якого включається послідовно в контур дуги. Це швидкодіючі вимикачі.

Переваги електромагнітних вимикачів:

- повна вибухо та пожежобезпека;
- мале зношування дугогасних контактів;
- придатність для роботи в умовах частих комутаційних операцій;
- відносно висока відмикальна здатність.

Недоліки електромагнітних вимикачів:

- складність конструкції й більші розміри камери гасіння;
- обмежена верхня межа номінальної напруги 15...20 кВ;
- обмежена придатність для зовнішньої установки.

Ці вимикачі в основному використовуються в установках ВП електростанцій.

Вакуумні вимикачі

Електрична міцність вакууму значно вище міцності інших середовищ, що застосовуються у вимикачах. Контактна система цих вимикачів поміщена у вакуум (10^{-4} Па).

У момент розходження контактів площа їхнього зіткнення зменшується, щільність струму різко зростає, метал контактів плавиться й випаровується у вакуумі. Між контактами утвориться місток, що складається з металу електродів. Виникає вакуумна дуга, що гасне при першому проходженні струму через нуль. Електрична міцність вакууму відновлюється дуже швидко. Це пов'язане з тим, що щільність газів у колбі вимикача мала, що спричиняється високу швидкість дифузії зарядів зі стовбура дуги. Уже через 10 мкс після переходу струму через нуль електрична міцність вакууму досягає повного значення. Якщо цього часу буде достатню, для того щоб електрична міцність міжконтактного проміжку стала більшою напруги відновлення, дуга згасне остаточно. У контактах вакуумних вимикачів використовуються спеціальні тугоплавкі матеріали.

Сучасні вакуумні вимикачі розраховані на відмикання струмів від 1 до 8кА й на напругу 3...20 кВ. Використовуються вакуумні вимикачі: ВВТЕ-10-10/630В2, ВВК-35Б- 20/1000В1, ВВК-110Б-20/1000В1. Також існують вакуумні вимикачі навантаження ВНВ.

Переваги вакуумних вимикачів:

- простота конструкції;
- високий ступінь надійності;
- висока комутаційна зносостійкість;
- малі розміри, пожежо- та вибухобезпека;
- відсутність шуму при операціях, відсутність забруднення навколишнього середовища.

Недоліки вакуумних вимикачів:

- порівняно невеликі номінальні струми й струми відмикання;
- можливість появи комутаційних перенапруг при відмиканні малих

індуктивних струмів.

3.4 Роз'єднувачі, віддільники й короткозамикачі.

Роз'єднувач – це комутаційний апарат напругою вище 1 кВ, що призначений для вмикання та вимикання електричних кіл без струму (або з незначним струмом), а також для створення видимого розриву в нормальному режимі, й заземлення вимкненої ділянки, з метою створення ізоляційного проміжку частин системи, електроустановок, окремих апаратів від суміжних елементів, що перебувають під напругою, для забезпечення відповідного режиму безпеки виконання робіт.

Справа в тому, що при проведенні ремонтних робіт або ревізії обладнання установок високої напруги необхідно забезпечити безпеку людей, що виконують ці роботи. Цього можна досягти шляхом відключення й ізолювання ремонтного елемента від інших частин установки, що перебувають під напругою. Відключення цих ділянок мережі за допомогою вимикачів є недостатнім, тому що контакти їх перебувають у камерах, закритих для безпосереднього спостереження, що не дає можливість швидко й точно встановити факт відключення. Щоб попередити можливі помилки потрібно, щоб вимикання було виконано також роз'єднувачем, що створює видимий розрив кола між контактами, що перебувають на відкритому повітрі.

Контакти роз'єднувачів не мають спеціальних дугогасних пристроїв, їх комутаційна здатність невелика. Тому, при помилковому відмиканні роз'єднувачем більших струмів, на його контактах виникає відкрита стійка дуга, що може не тільки зашкодити контакти, але під дією електродинамічних сил і вітру розтягтися й перекинутися на сусідні фази, що приведе до міжфазного КЗ або КЗ на землю.

Роз'єднувачем не можна вмикати та вимикати кола, по яких проходить струм або в яких він з'являється після увімкнення кола. Із цією метою в схемах електроустановок роз'єднувачі розміщуються послідовно з вимикачами й для них встановлена певна послідовність операцій: при відключенні спочатку

вимикається вимикач, потім роз'єднувач; при вмиканні - навпаки. Для виключення помилок при операціях з роз'єднувачами виконуються спеціальні блокування, що забороняють відключення й включення кола роз'єднувачем при увімкненому вимикачі того ж кола. Допускається крім основного призначення використати роз'єднувачі виробництва інших операцій, тому що їхня конструкція це дозволяє:

- 1) вмикання та вимикання трансформаторів напруги;
- 2) заземлювати та розземлювати нейтралі трансформаторів і заземлюючих дугогасних реакторів при відсутності в мережі замикання на землю;
- 3) вимикати та вмикати зарядний струм шин й електроустаткування всіх класів напруги (крім батарей конденсаторів);
- 4) вмикати та вимикати триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки при напрузі 10 кВ і нижче та зовнішньому струму до 15 А;
- 5) вмикання й вимикання ненавантажених трансформаторів невеликої потужності й зарядного струму повітряних і кабельних ліній.
- 6) для перемикання приєднань РУ з однієї системи збірних шин на іншу без перерви струму;
- 7) для заземлення відключених й ізольованих ділянок мережі за допомогою заземлюючих роз'єднувачів (ножів), передбачених для цієї мети. У більшості випадків (при напрузі до 500 кВ) заземлюючий роз'єднувач монтується на загальній рамі з основним роз'єднувачем і блокується з ним механічно.

Блокування дозволяє включення заземлюючого роз'єднувача тільки при відключеному основному. Роз'єднувачі можуть виконуватися з одним або двома заземлюючими ножами. Як шинні роз'єднувачі в установках зі збірними шинами використовуються роз'єднувачі з одним заземлюючим ножем, як лінійні - із двома заземлюючими ножами.

Значення струму, що вимикає роз'єднувач, залежить від його конструкції (вертикальне, горизонтальне розташування ножів, від номінальної напруги).

Допустимість цієї операції визначається директивними вказівками й місцевими інструкціями. Також важливу роль порядку операцій при вимкненні струму намагнічування. Трансформатори, що мають РПН, повинні бути переведені в режим малого збудження. При цьому струм намагнічування різко знижується при зниженні магнітної індукції в магнітопроводі, що залежить від підведеної напруги. Вимкнення та увімкнення роз'єднувачами струму намагнічування трансформаторів, виконується при заземленій нейтралі. Якщо до нейтралі трансформатора підключений дугогасний реактор, то він попередньо повинен бути відключений.

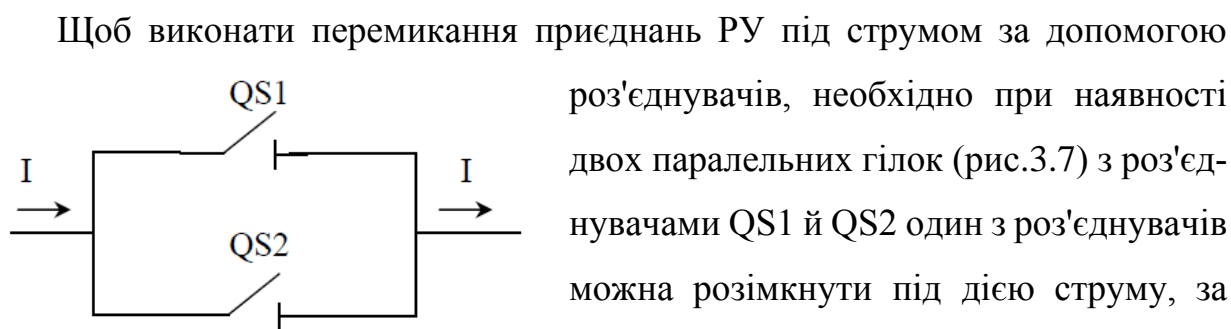


Рис. 3.7 Процес перемикання роз'єднувачів при паралельному з'єднанні

роз'єднувачів, необхідно при наявності двох паралельних гілок (рис.3.7) з роз'єднувачами QS1 й QS2 один з роз'єднувачів можна розімкнути під дією струму, за умови, що роз'єднувач другої гілки включений. При відключенні роз'єднувача відбувається зсув струму з однієї гілки в

іншу, дуга на контактах при цьому не утворюється.

За числом полюсів роз'єднувачі можуть бути одно й триполюсними, за видом розміщення – для внутрішніх і зовнішніх установок. за конструктивним виконанням розрізняють: рубаючі, поворотні, хиткі, пантографічні тощо. Конструкція роз'єднувача багато в чому визначає розміри РУ. Наприклад, для зменшення габаритних розмірів розподільчих установок, розроблені додатково численні роз'єднувачі зменшеного розміру: одноколонкові, підвісні.

За способом установки розрізняють роз'єднувачі з вертикальним і горизонтальним розташуванням ножів. Роз'єднувачі мають відносно просту конструкцію, їхня вартість значно нижче вартості вимикача. Їх обладнують приводами ручними або з електричними двигунами. До надійності роз'єднувачів висувають високі вимоги. Це пояснюється їхньою важливістю для схем електричних

з'єднань й великою кількістю в електроустановках. Надійність функціонування всієї електроустановки в значній мірі залежить від надійності роботи роз'єднувачів.

Віддільники й короткозамикачі. В електричних системах широке поширення одержали високовольтні підстанції без вимикачів на живильній лінії. Вимикачі передбачаються тільки з боку нижчої напруги, що дозволяє спростити встаткування, заощадити місце й капітальні витрати при збереженні високої надійності. Для заміни вимикачів з боку високої напруги використовуються короткозамикачі й віддільники.

Короткозамикач – це однополюсний або двополюсний (залежно від робочого заземлення мережі) роз'єднувач із зовнішнім приводом, за допомогою якого за командою релейного захисту або вручну створюється штучне КЗ мережі.

Віддільник – це звичайний триполюсний роз'єднувач, що обладнаний приводом і здатний виконувати операцію вимкнення ділянок електричного кола, попередньо вимкненого вимикачем.

Якщо у звичайному роз'єднувачі швидкість відключення невелика, то у віддільнику процес вимкнення складає 0,5-1 с. Розглянемо приклад використання короткозамикачів і віддільників. На рис. 3.8 а), наведена схема живлення від однієї лінії двох трансформаторних груп Т1 і Т2, а на рис. 3.8 б) до одинарної лінії з робочою напругою 35... 220 кВ приєднані два трансформатори

Віддільники в нормальному режимі роботи замкнуті. У випадку ушкодження одного із трансформаторів (наприклад, внаслідок погіршення ізоляції Т1 усередині нього виникають електричні розряди, які призводять до розкладання масла й виділення газу). Газові бульбашки піднімаються верх і призводять до спрацювання газового реле. За його сигналом замикається короткозамикач QN1, у колі виникає штучне КЗ. Спрацювання короткозамикача може відбутися також під дією диференційного захисту. Через виникнення струму

КЗ, спрацьовує вимикач й обидві групи трансформаторів Т1 і Т2 знеструмлюються. За допомогою релейного захисту трансформатора Т1 вмикається також вимикач Q2, а потім, з деякою витримкою часу, – віддільник QR1. Режим штучного КЗ зникає, потім знову вмикається вимикач Q1. Якщо до аварії вимикач Q4 був вимкнений, то після вмикання вимикача Q1 він може бути вимкнений і при цьому буде відновлене живлення споживачів на 10 кВ першої трансформаторної групи.

QR1, QR2, QR3 – віддільники; QN1, QN2, QN3 – короткозамикачі.

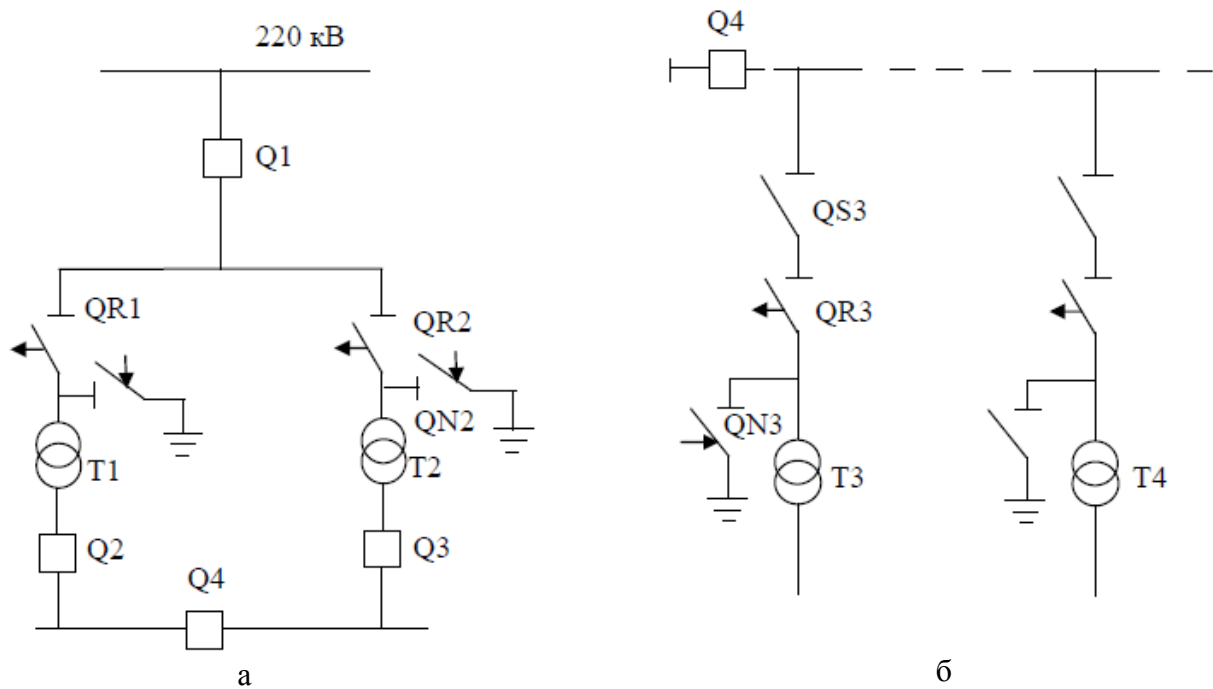


Рис. 3.8 Схема живлення: від однієї лінії двох трансформаторних груп Т1 і Т2 (а); приєднання двох трансформаторів до одинарної лінії з робочою напругою 35...220 кВ (б)

Таким чином, у таких схемах немає необхідності встановлювати високовольтні вимикачі з боку 35...220 кВ трансформаторів. Але для надійної роботи необхідна чітка послідовність у роботі короткозамикачів, вимикачів і віддільників. У протилежному випадку можливі такі важкі аварійні випадки, як вимкнення струму КЗ віддільником.

В ефективно заземлених мережах досить мати однополюсний короткозамикач; у незаземлених і компенсованих мережах необхідно мати двополюсний

короткозамикач.

Ефективність таких схем тим вище, чим більше номінальна напруга мережі. Ефект досягається за рахунок відсутності вимикачів з боку 35-220 кВ, акумуляторних батарей і компресорних установок. При цьому також скорочуються строки будівництва, і створюється можливість наближення напруги 35-220 кВ безпосередньо до споживача. Недоліком є створення режиму штучного КЗ, що чинить додатковий негативний вплив на обладнання.

Номінальні параметри

Номінальні параметри роз'єднувачів:

Номінальна напруга $U_{ном}$, номінальний струм $i_{ном}$, номінальний струм динамічної стійкості (амплітудне значення) $i_{дин}$, номінальний струм термічної стійкості $I_{тер.ном}$, припустимий час термічної стійкості $t_{тер.ном}$.

Віддільники мають ті ж параметри, але додатково вказується повний час відмикання $t_{відм}$, що для експлуатаційних віддільників різних типів складає 0,4...0,7 с.

Короткозамикачі характеризуються такими номінальними параметрами: номінальна напруга $U_{ном}$, номінальний струм вмикання – амплітудне значення $i_{вмик}$ і діюче значення $I_{вмик}$, номінальний струм термічної стійкості $I_{тер.ном}$, припустимий час термічної стійкості $t_{тер.ном}$, повний час вмикання $t_{вмик}$, що для типів короткозамикачів становить 0,16...0,4 с.

3.5 Вимикачі навантаження

Вимикачі навантаження (ВН) – це триполюсні комутаційні електричні апарати змінного струму з робочою напругою вище 1 кВ. Призначені для вмикання та вимикання робочих струмів кіл, до номінальних струмів апаратів включно, обладнані приводом для автоматичного або неавтоматичного керування.

Конструктивно ВН базуються на конструкції роз'єднувачів. У цих апаратах реалізована ідея сполучення звичайних роз'єднувачів з найпростішими

дешевими малопотужними газогенеруючими дугогасними пристроями. ВН не розраховані для відмикання струмів КЗ. Досвід експлуатації показав, що вимикачі навантаження мають здатність відмикати значні ємнісні струми, тому є можливим застосовувати їх і для комутацій холостих ліній високої напруги, а також конденсаторних батарей.

Оскільки в реальних умовах експлуатації важко уникнути випадків вмикання на КЗ, що не усунулося, ВН повинні витримувати такий режим, тобто мати змогу увімкнути потужність КЗ, що дорівнює номінальній потужності вимикання звичайного вимикача, який встановлений в даному місці мережі.

ВН застосовуються в приєднаннях силових трансформаторів з боку вищої напруги замість силових вимикачів у випадках, якщо це можливо за умовами роботи електроустановки. Так як ВН не розраховані на відмикання струмів КЗ, то автоматичне вимикання трансформаторів при ушкодженнях виконується за рахунок плавких запобіжників, або вимикачів, що встановлені у попередніх елементах системи (наприклад, лінійні вимикачі, що розташовані ближче до джерела енергії).

Вимикачі навантаження з дугогасними пристроями газогенеруючого типу, в реальних енергосистемах застосовують на класі напруги 10 кВ серій ВН і ВНП (із запобіжником). Останнім часом на енергоблоках 800 й 1000 МВт застосовується комплектний апарат КАГ-24, основною частиною якого є вимикач навантаження. Схема потужного блоку генератор-трансформатор з комплектним апаратом КАГ- 24 у колі генератора показані на рис.3.9.

Електропостачання власних потреб блоку забезпечується за допомогою трансформатора ВП - Т₂. Для забезпечення енергією систему ВП блоку при його пуску використається вимикач навантаження QW, розрахований на напругу 24 кВ і номінальний струм 20...30 кА. Вимикач навантаження може при номінальному тиску повітря 2 МПа відмикати струм 30 кА та вмикати струм 75 кА (амплітудне значення). Можлива одна операція вмикання аварійного струму не більше 310 кА, причому при такій операції допускається часткове

зварювання контактів. Вимикач навантаження не призначений для АПВ і виконання повного циклу 0 - 180 - В - 180 - В .

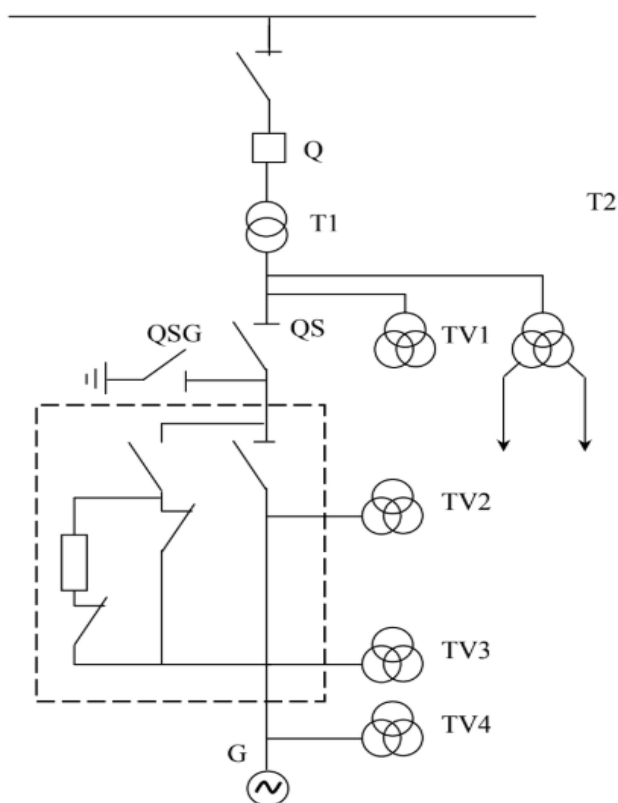


Рис. 3.9 Схема блоку генератор - трансформатор з вимикачами навантажень у генератора

Вимикач навантаження із зазначеними вище параметрами входить до складу апаратного генераторного комплексу КАГ-24. Він містить у собі вимикач навантаження QW, роз'єднувач QS з вбудованим заземлювачем головного кола QSG, чотири трансформатори напруги.

Пристрій КАГ вбудований в комплектний струмопровід генератора. Основне призначення пристрою КАГ- проведення оперативних комутацій і вимірів напруги у колі головних затискачів

генераторів 800 й 1000 МВт. Комплектний пристрій має блокування, що забороняють вмикання й вимикання роз'єднувача QS при увімкненому вимикачі навантаження QW, вмикання й вимикання заземлюючого роз'єднувача QSG при увімкненому вимикачі QW або роз'єднувачі QS. Генераторні вимикачі навантаження істотно збільшують гнучкість і надійність схем.

3.6 Апарати напругою до 1000 В

1. *Комутаційні апарати*, призначені для розмикання й замикання електричного кола. Залежно від призначення вони діляться на підгрупи:

а) захисні апарати для відключення електричного кола при струмах перевантаження й струмах КЗ (запобіжники);

б) автоматичні вимикачі для комутації кіл в аварійному режимі, а також нечастих (від 6 до 30 раз за добу) оперативних включень і відключень

електричних кіл;

в) контактори – двопозиційний комутаційний апарат із самоповерненням, призначений для частих комутацій струмів, що не перевищують струмів перевантажень та приводиться у дію приводом;

г) пускачі – це комутаційний апарат, призначений для пуску, зупинки та захисту електродвигунів;

д) перемикач – це контактний комутаційний апарат, призначений для перемикання електричних кіл

ж) рубильник – призначений для ручного вмикання та вимикання кіл постійного та змінного струму при робочій напрузі вище 1 кВ, це неавтоматичний вимикач.

2. *Апарати керування та контролю*, забезпечують: дистанційне керування комутаційними апаратами; сигналізації положення комутаційних апаратів; дистанційного виміру електричних і неелектричних величин для ведення заданого режиму установки.

3. *Апарати релейного захисту й системної автоматики* забезпечують автоматичні відключення ушкоджених елементів і ліній, їх повторне включення, АРВ генераторів та АРЧ тощо. Апарати керування, контролю, релейної захисту й автоматики утворюють вторинні кола, що не є електрично зв'язаними з первинними колами. Джерелом енергії для них є, як правило, акумуляторні батареї.

4. *Апарати вторинних кіл* – це різного роду реле, рубильники, перемикачі, перетворювачі, запобіжники, ключі керування, магнітні підсилювачі, датчики.

3.7 Струмообмежувальні реактори та вимірювальні апарати

Струмообмежувальні реактори – індуктивні опори, що призначені для обмеження струмів КЗ, з метою зменшення витрат на спорудження РУ й кабельних мереж. Струмообмежувальні реактори також дозволяють підтримувати

певний рівень напруги при пошкодженні за реактором. Схема підключення реакторів, зображена на рис. 3.10.

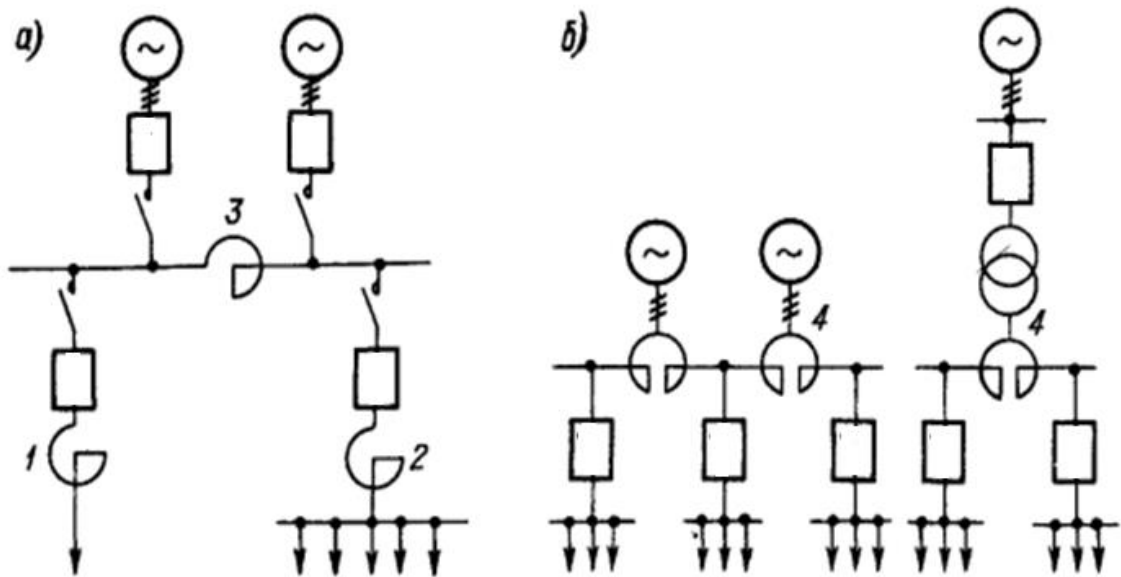


Рис. 3.10 Схеми увімкнення струмообмежувальних реакторів: а - одинарних; б – здвоєних: 1 - фідерний, 2 - фідерний груповий, 3 - міжсекційний, 4 - здвоєний

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

Вимірювальні апарати (трансформатори струму й напруги, ємнісні дільники напруги). Трансформатори струму й напруги призначені для перетворення струму й напруги до значень зручних для вимірів.

Трансформатори напруги призначені для зниження високої напруги до значення 100 В (або іншого), яке може використовуватись для живлення вимірювальних приладів і захисних пристроїв, кіл автоматики та сигналізації. За конструктивним виконанням розрізняють трифазні і однофазні трансформатори напруги. Трифазні застосовуються на клас напруги до 10 кВ, однофазні – на будь-який клас напруги до 1150 кВ. Приклади умовних позначень трансформаторів напруги, наведено на рис. 3.11

Трансформатори струму призначені для зниження первинного струму до стандартної величини (5 або 1 А) і для відділення кіл вимірювання та захисту від первинних кіл високої напруги. Трансформатори струму мають замкнутий магнітопровід і дві обмотки: первинну і вторинну. Первинна обмотка включається послідовно в коло вимірюваного струму, до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади.

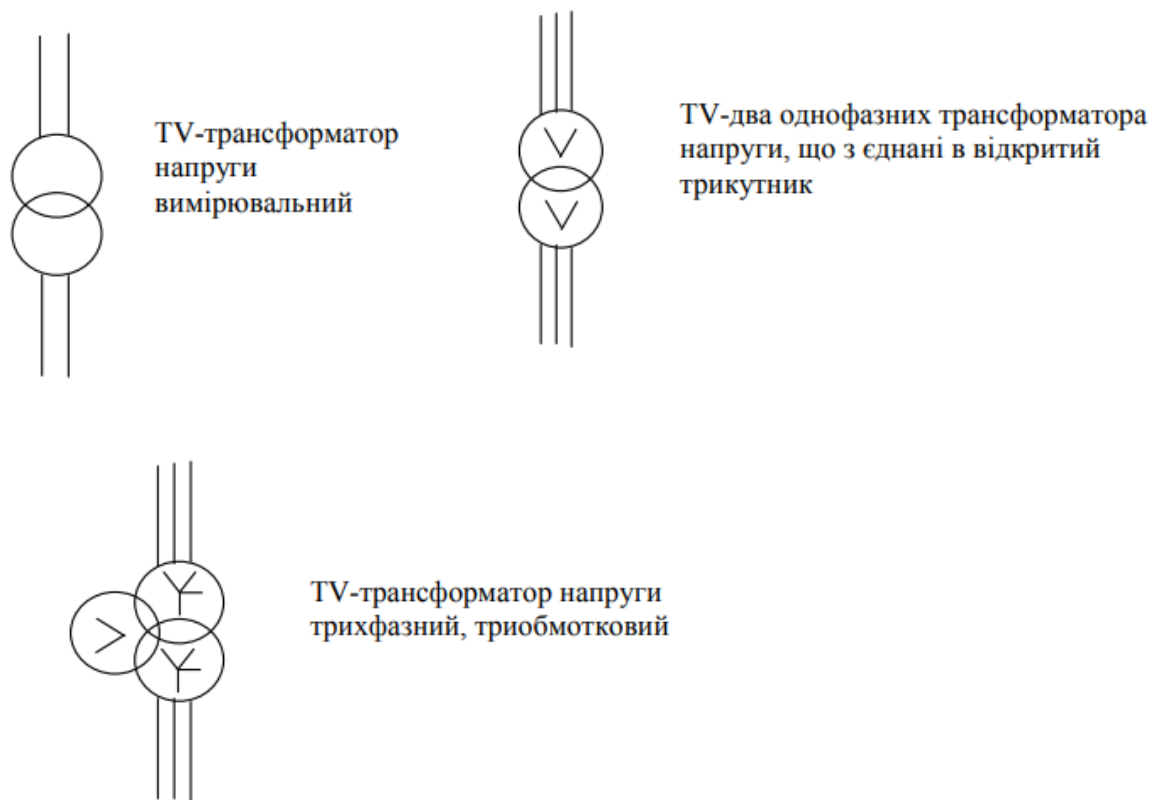


Рис. 3.10 Приклади умовних позначень трансформаторів напруги

3.8 Провідники й ізолятори

Для з'єднань генераторів, трансформаторів, ліній з апаратами й між собою необхідні провідники відповідних перетинів як ізольовані так і неізольовані.

Використання одержали:

- 1) тверді неізольовані провідники прямокутної, круглої й іншої форм поперечного перерізу, вони називаються шинами. Знаходять застосування шини, струмопроводи з повітряною або газовою ізоляцією;

2) неізолювані багатодротові гнучкі проводи з тих же матеріалів, що й для повітряних ліній, гнучкі струмопроводи (пучок гнучких провідників, із двох, трьох або чотирьох провідників у фазі, що закріплені на розпірках);

3) кабелі одножильні й багатожильні для напруг до 500 кВ (з паперовою просоченою ізоляцією або ізоляцією зі зшитого поліетилену, газонаповнені й маслонаповнені).

Як провідники у вторинних колах використовуються контрольні кабелі, ізолювані провідники, а іноді й неізолювані провідники, що закріплені на ізоляторах.

Електричні апарати й провідники повинні надійно й безвідмовно працювати в нормальних тривалих режимах, при короткочасних аварійних режимах за умови, що параметри навколишнього середовища (температура, вологість, тиск) не виходять за межі, встановлені ДСТУ. Загальна вимога для всіх електричних апаратів і провідників - температура окремих елементів не повинна перевищувати нормованих значень.

4. КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

4.1 Загальні відомості.

Короткими замиканнями (КЗ), називають замикання між фазами та фазою і землею у мережі з глухо- або ефективно-заземленою нейтраллю, рис. 4.1. КЗ

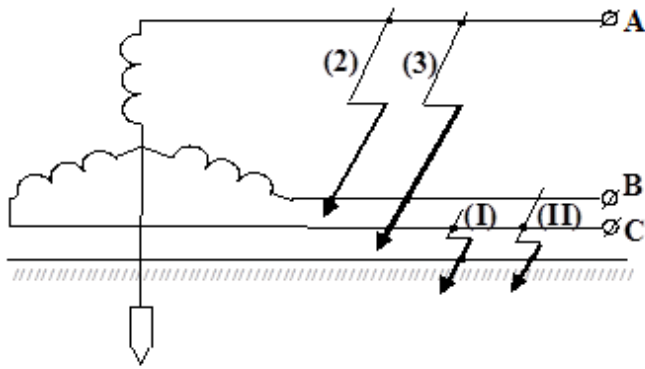


Рис. 4.1 Варіанти коротких замикань у мережі

виникають у разі пошкодження ізоляції (механічному, через старіння тощо). В трифазних мережах з ізолюваною нейтраллю можуть виникати двофазні (2) та трифазні (3) КЗ. В мережах з заземленою нейтраллю можуть виникати однофазні (I) и двофазні

(II) КЗ на землю.

У випадку трифазного КЗ усі фази знаходяться в однакових умовах, тому його називають симетричним. Інші види КЗ є несиметричними. КЗ супроводжується збільшенням струму в пошкоджених фазах до значень, які в декілька разів перевищують номінальні. При цьому суттєво збільшується температура провідника та електродинамічний вплив між струмовідними частинами. Струмовідні частини електроустановок повинні бути розраховані на вплив цих струмів впродовж розрахункового періоду часу існування аварії, після чого КЗ необхідно вимкнути засобами релейного захисту (РЗ). Період існування КЗ також характеризується зниженням рівня напруги у споживачів, що призводить до вимкнення електродвигунів (РЗ мінімальної напруги).

Для правильного вибору електрообладнання, потрібно вміти визначати струми і характер їх зміни в часі. При КЗ має місце перехідний процес, характер якого залежить від співвідношення ємності і опору джерела живлення (SG, система) і кола, в якому діє КЗ.

Всі можливі випадки КЗ для спрощення аналізу умовно поділяються на дві групи:

- КЗ у колі, що отримує живлення від шин (системи) необмеженої потужності;
- КЗ поблизу генератора обмеженої потужності.

Шинами необмеженої потужності умовно вважають таке джерело, на затискачах якого напруга залишається незмінною при будь-яких змінах струму у підключеному до нього колі. Відмінною рисою системи необмеженої потужності S_{∞} є те, що його опір незначний у порівнянні з опором кола короткого замикання.

4.2 Трифазне КЗ у колі з джерелом необмеженої потужності.

Розглянемо просте симетричне трифазне коло з активно-індуктивним опором, що є характерним для більшості реальних електричних мереж, рис. 4.2.

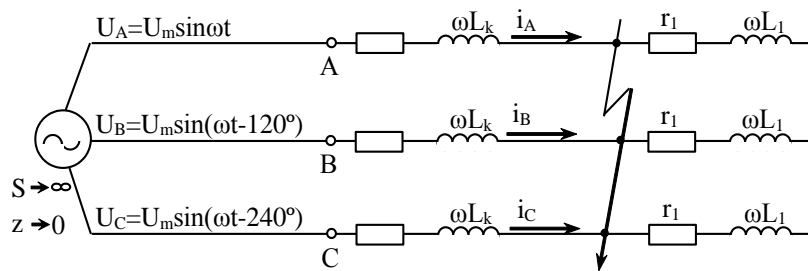


Рис. 4.2 Заступна схема трифазної електричної мережі

Біля джерела живлення, напруга на затискачах залишається незмінною,

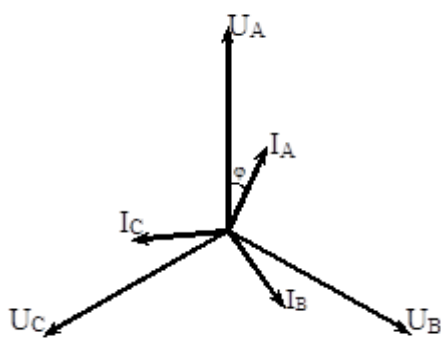


Рис. 4.3 Векторна діаграма струму та напруги для нормального режиму

як у нормальному режимі роботи, так і при КЗ. Векторна діаграма струму та напруги для нормального режиму (рис. 4.3), де кут φ визначається співвідношенням r і x усього кола, з урахуванням навантаження: $\varphi = \arctg(x / r)$.

КЗ розділяє коло на дві частини, в яких перехідні процеси (п.п.) протікають незалежно. Права частина зашунтована точкою КЗ, і струм у ній буде протікати до тих пір, поки не витратиться електромагнітна

енергія, що визначається виразом $\frac{L_1 I^2}{2}$. Фізично це є енергія, яка була накопичена в котушці індуктивності L_1 . Струм п.п. визначається розв'язанням диференційного рівняння $L_1 \frac{di}{dt} + r_1 i = 0$ та згупає за експоненційним законом $i(t) = i_0 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}}$, де $T_1 = L_1 / r_1$. Перехідний процес у лівій частині, визначається розв'язанням диференційного рівняння

$$u = L_k \frac{di_k}{dt} + r_k i_k$$

де u – миттєве значення напруги джерела.

Цей вираз є неоднорідним ЛДУ та його розв'язок складається з суми вимушеної та вільної складових

$$i_K(t) = i_{вум}(t) + i_в(t) = i_n(t) + i_a(t) = \frac{U_m}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) + i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де: U_m – амплітуда фазної напруги джерела; Z_k – повний опір кола КЗ; α – фазний кут напруги джерела в момент $t=0$ (момент КЗ); $T_a = \frac{L_K}{r_K} = \frac{x_K}{\omega r_K}$ – стала часу кола КЗ;

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_k}{r_k}.$$

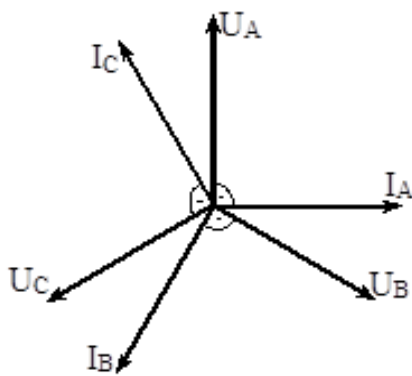


Рис. 4.4 Векторна діаграма режиму КЗ

Вимушена складова обумовлена дією напруги джерела та має періодичний характер з частотою джерела тому її називають періодичною

$$i_n(t) = I_{mn} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K).$$

Для реальних кіл $r_K \ll x_K$, тому кут $\varphi_K \approx 90^\circ$, а векторна діаграма при КЗ має вигляд, що показаний на рис.4.4

Вільна складова має аперіодичний характер, тому її називають аперіодичною

$$i_a(t) = i \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

В момент $t=0$ початкове значення $i_a(t)$ дорівнює

$$i_{a0} = i_{k0} - i_{n0}$$

В наведеному виразі початкове значення повного струму i_{k0} дорівнює струму попереднього режиму $i_{k0} = i(0)$, тому що згідно першого закону комутації: струм у колі з індуктивністю стрибком не змінюється, а початкове значення періодичної складової визначається за виразом

$$i_{n0} = I_{nm} \sin(\alpha - \varphi_K) \approx I_{nm}(\alpha - 90^\circ).$$

Для практичних випадків, є цікавими умови виникнення максимально можливого повного струму КЗ та його аперіодичної складових, так як саме вони є найбільш небезпечними для електрообладнання. Виходячи з останніх наведених формул, можна зробити висновок, що максимум i_{a0} буде у тому випадку, коли напруга джерела при $t=0$ проходить через нульове значення ($\alpha = 0$), а струму у колі до КЗ немає, тобто попередній режим – неробочий хід: $i(0) = 0$, тоді отримуємо

$$i_{a0} = 0 - i_{n0} = -I_{nm} \sin(-90^\circ) = I_{nm}$$

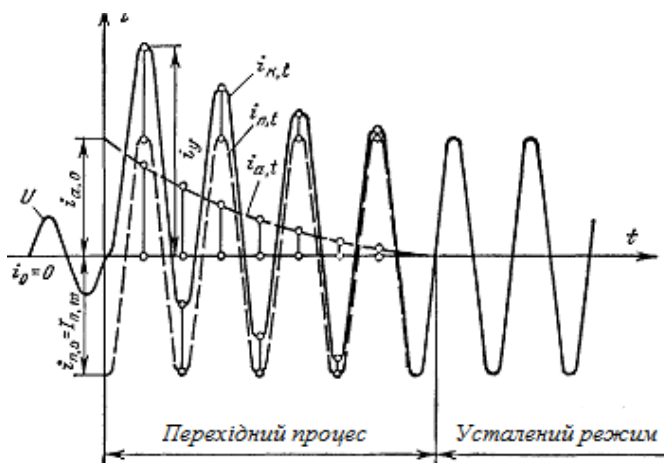


Рис. 4.5 Криві зміни струму КЗ та його складових

Криві зміни струму КЗ та його складових для даного випадку наведені на рис.4.5.

Максимум миттєвого значення струму $i_K(t)$ настає через 0,01 с, після початку КЗ та називається ударним струмом i_{y0} , при $t=0,01$ – дорівнює 0,01 с.

$$\begin{aligned}
 i_y &= I_{nm} \sin(\omega t - 90^\circ) + I_{nm} e^{\frac{-t}{T_a}} = I_{nm} \sin(2 \cdot 180 \cdot 50 \cdot 0,01 - 90^\circ) + I_{nm} e^{\frac{-t}{T_a}} = I_{nm} + I_{nm} e^{\frac{-t}{T_a}} = \\
 &= I_{nm} (1 + e^{\frac{-t}{T_a}}) = I_{nm} k_y = \sqrt{2} I_{n0} k_y
 \end{aligned}$$

де ударний коефіцієнт $k_y = 1 + e^{\frac{-t}{T_a}}$.

Перехідний процес завершується після затухання складової i_{at} (приблизно через $4T_a$), і далі усталений струм КЗ дорівнює періодичній складовій, що є незмінною у часі.

Діючи значення струмів для моменту t :

- періодичної складової $I_{nt} = I_{n0} = \frac{I_{nm}}{\sqrt{2}}$;

- аперіодичної $I_{at} = i_{at}$;

- повного струму $I_{kt} = \sqrt{I_{nt}^2 + I_{at}^2}$.

4.3 Трифазне КЗ у колі з джерелом обмеженої потужності.

Для даного випадку розглянемо так зване невіддалене КЗ, коли опір кола КЗ $0 \leq x_k \leq 6x_T$, що приблизно відповідає опорі генератора x_T . При такій незначній відстані КЗ, на перехідний процес суттєво впливає зміна параметрів СГ при його розмагнічуванні струмом КЗ та АРЗ.

1. СГ з відключеним АРЗ.

В такому випадку струм збудження $i_B = const$, під дією цього струму в обмотці ротора (режим холостого ходу), наводиться магнітний потік Φ_B , рис.4.6.

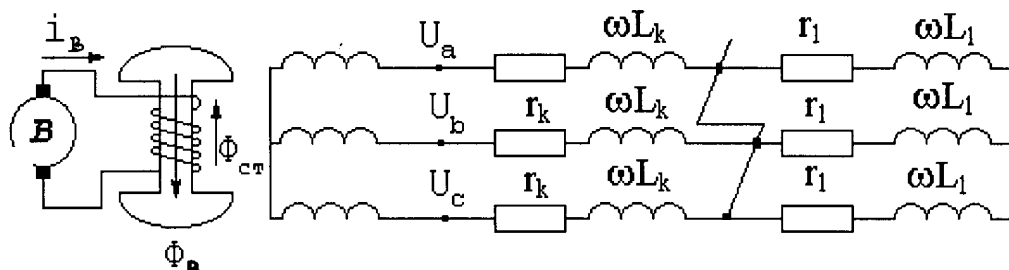


Рис. 4.6 Заступна схема для трифазної мережі з відключеним АРЗ

В момент виникнення КЗ струму у колі СГ немає, і змінна напруга

проходить через нуль ($\alpha=0$), таким чином створюються найбільш несприятливі умови виникнення КЗ. Струм КЗ складається з двох складових $i_{kt}=i_{nt}+i_{at}$. Його періодична складова відстає від напруги U на затискачах СГ на кут φ_k , що залежить від параметрів КЗ у колі. Періодична складова обертається зі швидкістю ротора, тому протікаючи по обмотці статора, вона створює нерухомий відносно Φ_δ та направлений зустрічно потік Φ_{zm} , який розмагнічує СГ (рис. 4.6). На шляху потоку Φ_{zm} на роторі виникають два провідних контури: а) демпферної обмотки та б) ОЗГ. В них під дією Φ_{zm} наводяться ЕРС та виникають струми $i_{в.д}$ і $i_{в.в}$. Вони мають аперіодичний характер та затухають з постійними часу, що залежать від співвідношення L/r відповідного контуру.

Ці струми створюють потоки потоки $\Phi_{в.д}$ і $\Phi_{в.в}$, так як магнітний потік ротора миттєво змінитись не може, тоді в момент $t=0$ результуючий потік в зазорі $\Phi_{рез}$ дорівнює вихідному потоку Φ_δ , таким чином потік Φ_{zm} , у роторі компенсується вільними потоками і замикається, в основному, за шляхом розсіювання обмоток статора

$$\Phi_{рез0} = \Phi_{\delta0} - \Phi_{zm0} + \Phi_{в.д.0} + \Phi_{в.в.0} = \Phi_{\delta0}$$

Звідси маємо, що ЕРС СГ в момент $t=0$ не змінюється стрибком, а дорівнює

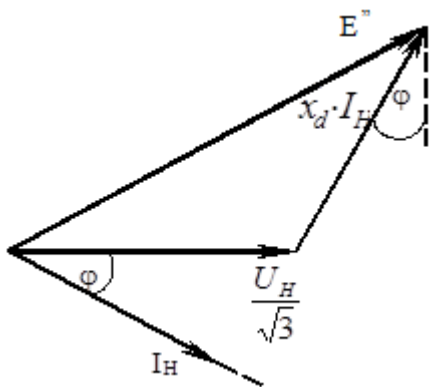


Рис. 4.7 Векторна діаграма СГ

ЕРС попереднього режиму E'' , яка легко визначається з векторної діаграми СГ, рис. 4.7, (мається на увазі, що попередній режим номінальний):

$$E'' = U_H / \sqrt{3} + I_H x_d'' \sin \varphi_H,$$

де x_d'' – надперехідний опір СГ за поздовжньою віссю, φ_H – номінальне значення кута зсуву між номінальним струмом I_H та напру-

гою $U_H / \sqrt{3}$. ЕРС СГ в момент $t=0$ називається надперехідною ЕРС $E''=E_{no}$. Початкове значення періодичної складової струму короткого замикання (СКЗ) називають надперехідним струмом, його діюче значення за перший період

визначається як:

$$I'' = I_{no} = \frac{E''}{(x_d'' + x_k)}, \quad I'' = \frac{I_{nmo}}{\sqrt{2}}.$$

Впродовж часу вільні складові струму затухають і відповідно затухають вільні складові потоків; довше всього затухає потік $\Phi_{\delta, \delta}$, так як індуктивність ОЗГ L_B – велика. Їх сума вже не в змозі компенсувати розмагнічувальну дію потоку Φ_{zm} , тому E_{nt} зменшується, і в результаті зменшується періодична скла-

$$\text{дова струму КЗ: } I_{nt} = \frac{E_{nt}}{x_d'' + x_k}.$$

Коли вільні складові струмів затухнуть, для періодичної складової настає усталений режим, що обумовлений потоком $\Phi_{pez} = \Phi_{\delta} - \Phi_{zm}$, Φ_{cm} має менше значення чим при $t=0$, так як через зменшення E_{nt} зменшується струм I_{nt} . Потоку

$$\Phi_{pez} \text{ при цьому відповідає усталена ЕРС } E_{\infty} \text{ і струм } I_{\infty} = \frac{E_{\infty}}{x_d'' + x_k}, \quad I_{\infty} = \frac{I_{nm_{\infty}}}{\sqrt{2}}.$$

Таким чином, без АРЗ діюче значення усталеного періодичного СКЗ є меншим за значення надперехідного струму: $I_{\infty} < I''$.

Аперіодична складова СКЗ в обмотці статора створює нерухомий у просторі магнітний потік. Під його дією в ОВЗ та демпферній обмотці наводяться ЕРС та створюються змінні струми, що накладаються на вільні аперіодичні струми. В результаті мають місце пульсації вільних складових струмів, тривалість яких визначається часом аперіодичного струму в обмотці статора. На рис. 4.8 наведена осцилограма струмів у статорі для розглянутого випадку.

Як і в випадку живлення кола КЗ від S_{∞} , максимальне значення повного струму $i_{kt} = i_{y0}$ настає через 0,01 с. Прийнято вважати, що до цього часу моменту i_{nt} суттєво не зміниться і буде дорівнювати I_{mno} . тоді

$$i_y = I_{mno} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} I_{no} k_y$$

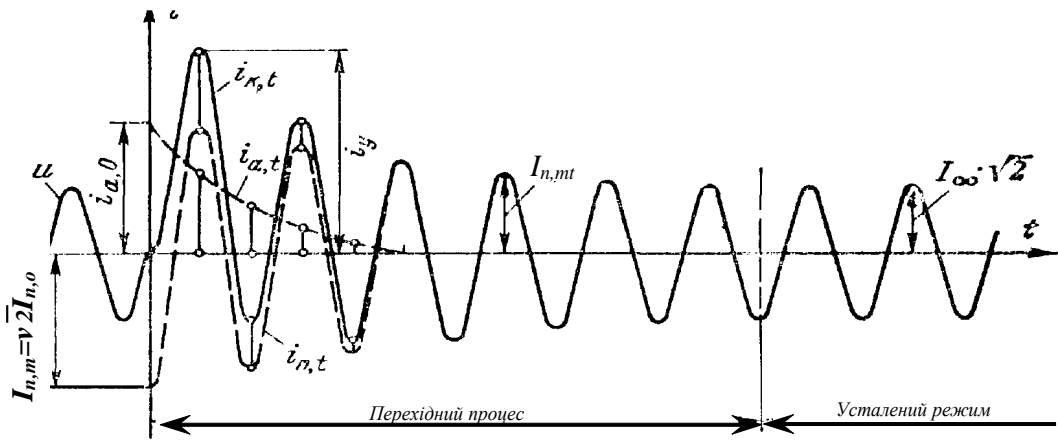


Рис 4.8 Осцилограма токів КЗ для випадку СГ з вимкненим АРЗ

2. При увімкненні АРЗ картина суттєво зміниться. При зниженні $U_{Г}$, яка буде мати місце при КЗ, АРЗ збільшить струм збудження i_3 , а при $U_{Г} < 0,85U_{Н}$ спрацює форсування збудження, для забезпечення його швидкого зростання до граничних значень. Таким чином, АРЗ різко збільшує потік $\Phi_{В}$, и, відповідно, ЕРС E_{nt} , через що збільшується періодична складова СКЗ $I_{nt} = E_{nt} / (x_d'' + x_k)$.

Система АРЗ діє з певною затримкою, що пов'язана з інерційністю її елементів. Збільшення струму струму i_3 стримує також індуктивність ОЗГ $L_{В}$. Тому дія АРЗ є помітною через деякий час після початку КЗ (рис.4.9). Початкове значення I_{n0} та i_y залишаються такими ж, що при роботі СГ без АРЗ.

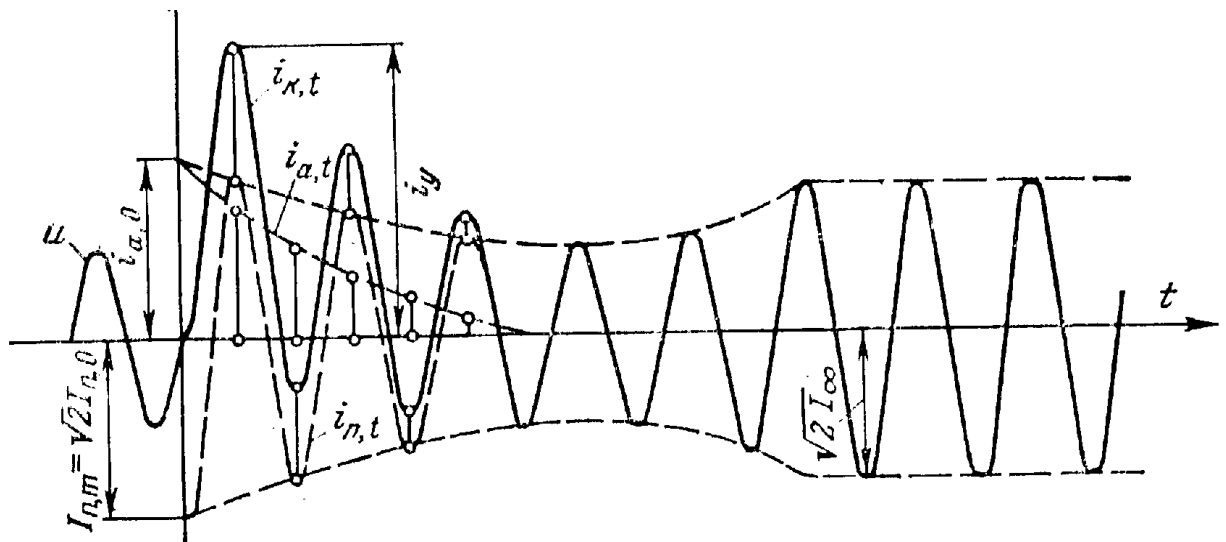


Рис 4.9 Осцилограма токів КЗ для випадку СГ з увімкненим АРЗ

Глибина зниження U_G при КЗ, і відповідно і реакція АРЗ, залежить від електричної віддаленості КЗ від джерела. Мірою віддаленості прийнято опір кола КЗ x_k . На рис. 4.10 наведені криві зміни діючих значень періодичної складової СКЗ у часі для трьох характерних випадків.

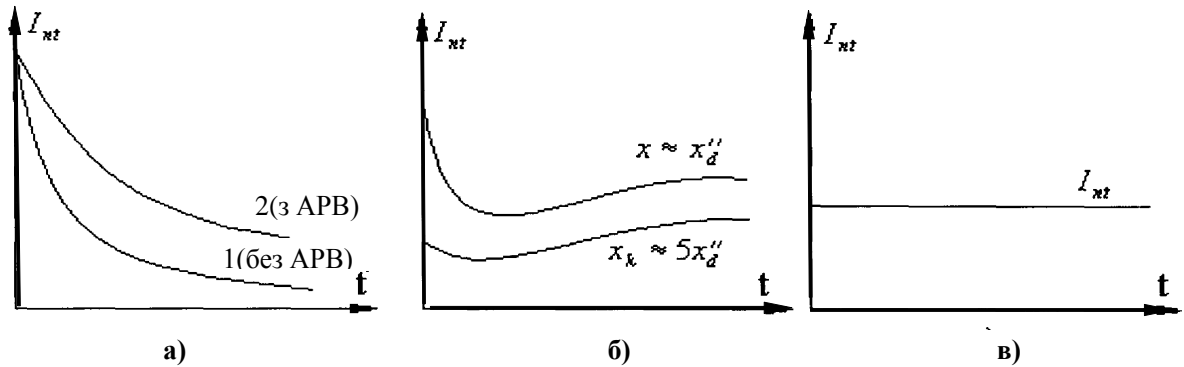


Рис. 4.10 Криві зміни діючих значень періодичної складової СКЗ у часі

При КЗ на затискачах СГ, рис.4,9а, АРЗ чинить незначний вплив, так як розмагнічувальна дія СКЗ переважає. Зі збільшенням x_k співвідношення I_{∞} / I'' збільшується, та при значеннях $x_k \approx (4...6)x_d''$ може бути більше одиниці, рис.4,9б. Віддаленою точкою називають точку, при КЗ у якій $U_G = const$. Тому I_{nt} в віддаленій точці не зміниться, а та буде мати усталене значення $I_{nt} = I'' = I_{\infty}$, рис.4,9в.

4.4 Розрахунок струму короткого замикання

Призначення та порядок виконання розрахунків. При виборі електрообладнання та визначенні параметрів струмовідних частин елементів на ЕС, виникає необхідність розрахунку струму аварійного режиму. У більшості випадків достатньо визначити струм трифазного КЗ у місці пошкодження, а у деяких випадках – розподілення струму у гілках схеми, що безпосередньо примикає до цього місця.

Основною метою розрахунку є визначення періодичної складової СКЗ, для найбільш складного режиму роботи мережу. Урахування аперіодичної складової є наближеним, виходячи з умови, що вона має максимальне значення в певний проміжок часу.

Для більшості практичних завдань розрахунків виконується з наступними припущеннями:

а) фази ЕРС синхронних генераторів (СГ) не змінюються в продовж усього процесу КЗ, а саме відсутнє качання генераторів;

б) не враховується насичення магнітних систем, таким чином індуктивні опори елементів мережі не залежать від струму та є незмінними;

в) струмом намагнічування трансформаторів можна знехтувати;

г) трифазна система є симетричною;

д) якщо співвідношення індуктивної складової опору елемента до активної складає $x/r > 3$, тоді активною складовою у схемі, можна знехтувати. Це припущення збільшує СКЗ не більш, чим на 10-15 %, що є припустимим.

Розрахунок струму при трифазному КЗ, виконують у наступній послідовності:

- для установки, що розглядається, складають розрахункову схему;

- за розрахунковою схемою, складається заступна схема;

- параметри елементів заступної схеми, приводяться до обраних базисних умов;

- шляхом поступового перетворення, заступну схему призводять до такого найбільш простого вигляду, щоб кожне джерело живлення або група джерел з результируючою ЕРС $E_{рез}$ були пов'язані з точкою КЗ одним результируючим опором $X_{рез}$;

- знаючи $E_{рез}$ та $X_{рез}$, відповідно до закону Ома, для кожної гілки визначають початкове значення періодичної складової СКЗ $I_{по}$, аперіодичну складову $i_{ат}$ для моменту τ , ударний струм i_y , а потім отримані значення додають;

- за необхідністю визначають складову періодичного струму $I_{пт}$ для заданого моменту часу τ , для чого попередньо визнається струморозподілення в генеруючих гілках схеми.

Розрахункова та заступна схеми. Розрахункова схема – це однолінійна

схема електроустановки, в яку вводять елементи, що впливають на значення СКЗ. На цій схемі відмічають розрахункові точки КЗ – таким чином, щоб електроапарати та струмовідні елементи потрапляли в найбільш складні умови. Виключення складають апарати на приєднаннях з реактором, які обираються за значенням струму КЗ за реактором. На розрахунковій схемі, вказуються номінальні параметри елементів (генераторів, трансформаторів, реакторів). Їх опір, наведений у довідниках у відносних одиницях (або відсотках), які приведені до номінальних умов відповідного елемента. Опором шин, перемичок, викивачів, роз'єднувачів у мережі напругою вище 1000 В, не враховується через їх незначний вплив. Для ЛЕП частіше всього, вказується довжина та погонний індуктивний опір x_0 (Ом/км). В певних випадках вказуються параметри навантаження, що підключене до шин підстанції.

Для кожної наміченої точки КЗ, складаються заступна схема, в якій електромагнітні зв'язки замінюються електричними. Джерела мають вигляд ЕРС з відповідними опорами, інші елементи – у вигляді опорів.

В установках напругою вище 1000 В розрахунок СКЗ виконують у відносних одиницях, для цього усі опори заступної схеми приводять до єдиних базисних умов та у відносних одиницях.

Приведення опорів елементів схеми до базисних умов. Задаються системою базисних величин: S_{σ} , U_{σ} , I_{σ} , X_{σ} при цьому

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}; X_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}}{\sqrt{3}I_{\sigma}}.$$

Базисні умови обирають виходячи з міркувань зручності виконання розрахунків. Для базисної потужності обирають число – 100, 1000, 10000 МВА або будь-яке значення, що часто повторюється.

Базисною напругою є середня експлуатаційна напруга $U_{\sigma} = U_{сер}$ у точці КЗ, відповідно до шкали середньої напруги: 0,4; 3,15; 6,3; 10,5; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ.

Таким чином, кожній точці КЗ будуть відповідати свої базисні напруга і

струм. Нижче наведені формули для визначення опорів елементів заступної схеми у відносних одиницях при базисних умовах.

Для СГ та СК

$$\underline{x}_{*Г} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{НГ}},$$

де x_d'' – відносний надперехідний індуктивний опір за поздовжньою віссю;
 $S_{НГ}$ – номінальна потужність генератора.

Для двообмоткових трансформаторів

$$\underline{x}_{*Т} = \frac{U_{К\%}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{НТ}},$$

де $U_{К}$ – напруга КЗ (%); $S_{НТ}$ – номінальна потужність трансформатора;

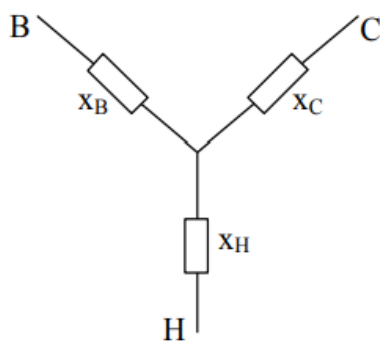


Рис. 4.10 Заступна схема для триобмоткових трансформаторів

Для триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів напруга КЗ, що приведена до його номінальної потужності, вказується для кожної пари обмоток: $U_{КВ-Н}$, $U_{КВ-С}$, $U_{КС-Н}$ (%). Заступна схема таких трансформаторів має вигляд трипроменевої зірки (рис.4.10), відносні опори променів, що приведені до базисних умов, визначаються за формулами

$$\underline{x}_{*В} = \frac{1}{200} (U_{КВ-Н} + U_{КВ-С} - U_{КС-Н}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

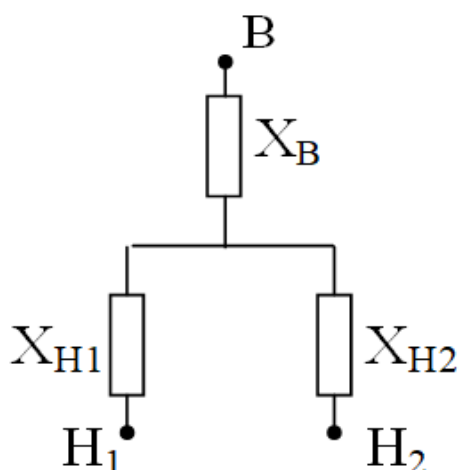
$$\underline{x}_{*С} = \frac{1}{200} (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*Н} = \frac{1}{200} (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}.$$

Для трифазного трансформатора з розчепленими обмотками НН:

якщо відома тільки напруга $U_{КВ-Н}$, тоді відносні опори променів

(рис.4.11.) при базисних умовах, визначаються за формулою



$$\underline{x}_{*H1} = \underline{x}_{*H2} = 1,75 \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*B} = 0,125 \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_H},$$

якщо у каталозі задані напруга (останнє значення віднесене до номінальної потужності обмотки НН), тоді

$$\underline{x}_{*B} = \left(\frac{U_{KB-H}}{100} - \frac{U'_{KH1-H2}}{200} \right) \frac{S_{\sigma}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*H1} = \underline{x}_{*H2} = \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_H}.$$

Рис. 4.11 Заступна схема для трансформаторів з розчепленою обмоткою НН

Для групи із трьох однофазних трансформаторів з обмоткою низької напруги, що розчеплена на дві гілки

$$\underline{x}_{*B} = 0; \quad \underline{x}_{*H1} = \underline{x}_{*H2} = 2 \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_H},$$

де S_H – номінальна потужність трьох фаз.

ЛЕП з номінальною напругою до 220 кВ включно та 330-750 кВ довжиною до 150 км, вносять у заступну схему у вигляді індуктивного опору

$$\underline{x}_{*л} = x_0 l \frac{S_{\sigma}}{U_{сер}^2}$$

де питомий (погонний) опір x_0 (з табл. 4.1.), l – довжина лінії, км; $U_{сер}$ – визначають за шкалою середньої напруги, кВ.

Таблиця 4.1 – Дані щодо питомого опору окремих елементів мережі

Тип ЛЕП	x_0 , Ом/км.
Одноланцюгова повітряна лінія:	
6-220 кВ	0,40
220-500 кВ при розчепленні на два проводи у фазі	0,32
500 кВ при розчепленні на три проводи у фазі	0,28 (0,30)

750 кВ при розчепленні на чотири проводи у фазі	0,28
Трижильний кабель:	
6-10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильний маслонаповнений кабель 110 кВ	0,18

Реактори. Для одинарних реакторів у каталогах вказують номінальну напругу та струм U_{HP} , I_{HP} , а також індуктивний опір в омах x_p , або відсотках. Відносний опір реактора при базисних умовах визначається наступним чином

$$\underline{x}_{*p} = x_p \frac{S_{\delta}}{U_{HP}^2} = \frac{x_p \% S_{\delta}}{100 S_{HP}} \cdot \left(\frac{U_{HP}}{U_{Нуст}} \right)^2 \approx \frac{x_p \% I_{\delta}}{100 I_{HP}}$$

Для здвоєних реакторів у каталогах вказується індуктивний опір однієї гілки та коефіцієнт $K_{ЗВ}$, що враховує взаємоіндукцію між гілками. Якщо джерело живлення увімкнене до середнього виводу, а КЗ виникло на приєднанні будь-якої гілки реактора, то відносний опір гілки при базисних умовах визначають аналогічно одинарному реактору.

Для СГ, СК та СД необхідно задати значення надперехідної ЕРС, яке можна визначити за параметрами режиму, що передував КЗ

$$E'' = U / \sqrt{3} + I x_d'' \sin \varphi.$$

Умовно вважають, що усі синхронні машини працювали до КЗ з номінальними параметрами, облаштовані АРЗ та пристроями форсування збудження. Отримані при цьому середні відносні значення ЕРС джерел E_d'' наведені нижче.

	E_d''
Турбогенератор потужністю до 100 МВт	1,08
Турбогенератор потужністю більш 100 МВт	1,13
Гідрогенератор із заспокійливими обмотками	1,13
Гідрогенератор без заспокійливих обмоток	1,18
Синхронний компенсатор	1,20

Безпосереднє урахування навантаження враховується тільки при КЗ на

шинах навантаження, яке надається у вигляді узагальненого джерела з $E_{*H}'' = 0.85; x_{*H}'' = 0.35$.

Часто навантаження враховують опосередковано, коректуючи відповідним чином ЕРС генераторів. Так навантаження, що підключене до шин РУ генераторного напруги та є співрозмірним з потужністю генераторів, враховується шляхом корекції ЕРС генераторів до середньої номінальної напруги, а саме до значення $E_*'' = 1$, яке є середнім між фактичною ЕРС генераторів і ЕРС узагальненого навантаження.

Система може бути задана декількома способами:

а) загальною потужністю системи $S_{НС}$ з приведеним до неї її результуючим опором x_{*c} у точці, до якої приєднана установка, що розраховуються. Відносний опір системи при базисних умовах дорівнює

$$\underline{x}_{*c} = x_{*c} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{НС}}$$

б) діючим значенням періодичної складової СКЗ від системи $I_{ПС}$ [кА] або потужністю КЗ S_C'' [МВА]. В цьому випадку

$$\underline{x}_{*c} = \frac{I_{\bar{o}}}{I_{ПС}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_C''}$$

в) Типом вимикача, що встановлений в даному вузлу енергосистеми. Вважають, що струм трифазного КЗ за цим вимикачем дорівнює номінальному струму відмикання вимикача $I_{відм}$. Тоді з умови граничного використання вимикача

$$\underline{x}_c = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} I_{відм} U_{сер}}$$

г) У деяких випадках вузол підключення до системи вважають «шинами нескінченної потужності». В цьому випадку $x_c=0$ і значення струму у місці КЗ від джерел системи, визначається тільки опором лінії зв'язку з системою.

ЕРС системи у всіх випадках приймають такою, що дорівнює заданої або

середній експлуатаційній напрузі у вузлі приєднання; частіше усього $E_{*c}=1,0$.

Отримані значення опорів разом з номером, який зберігається за елементом до кінця розрахунку, наносяться на заступну схему у вигляді дроби: в чисельнику розміщений порядковий номер елемента, а в знаменнику – значення відносного індуктивного опору.

Перетворення заступної схеми до найпростішого вигляду. Для отримання результуючого еквівалентного опору x_{PEZ} короткозамкненого кола для даної точки КЗ, використовуються наступні перетворення схеми:

- заміна декількох опорів, з'єднаних послідовно, еквівалентним:

$$x_* = x_{*1} + \dots + x_{*n};$$

- заміна декількох опорів, з'єднаних паралельно, еквівалентним:

$$\frac{1}{x_*} = \frac{1}{x_{*1}} + \dots + \frac{1}{x_{*n}};$$

якщо на паралельну роботу вмикають джерела з різними ЕРС, то результуюча ЕРС, знаходиться за формулою:

$$E_* = \frac{\sum_i (E_{*i} / x_{*i})}{\sum_i (1 / x_{*i})},$$

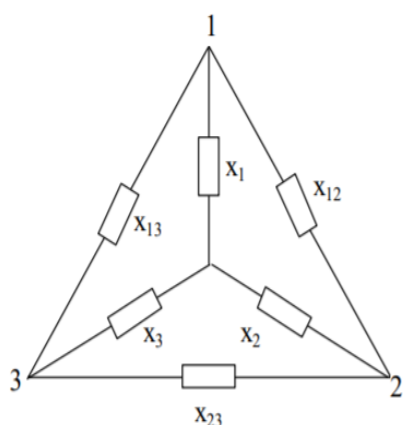


Рис. 4.12 Заступна схема для розуміння варіант з'єднання опорів зіркою та трикутником

З'єднання зіркою зі значеннями опорів x_{*1} , x_{*2} , x_{*3} у (рис.4.12) можна замінити еквівалентним трикутником зі сторонами x_{*12} , x_{*13} , x_{*23} за формулою

$$x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_2},$$

$$x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3},$$

$$x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_2 x_3}{x_1}.$$

Для заміни трикутника еквівалентною зіркою, використовується формула

$$x_1 = \frac{x_{12}x_{13}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}},$$

$$x_2 = \frac{x_{12}x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}},$$

$$x_3 = \frac{x_{13}x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}.$$

Суттєве спрощення схем досягається суміщенням точок однакового потенціалу. Так, якщо у схемі (рис.4.13а) ЕРС джерел (E_1 та E_2) і відповідні опори (x_1 та x_3 , x_4 та x_5 , x_6 та x_7) – однакові, то рівнопотенціальні точки «а» та «в» можна сумістити. При цьому опори однойменних (однакових) елементів додають, як паралельні (рис.4.13б).

В результаті перетворень схема приводиться до одного з видів (рис.4.14 а-в), що є зручними для розрахунків СКЗ з урахуванням індивідуальної зміни струму у певному промені.

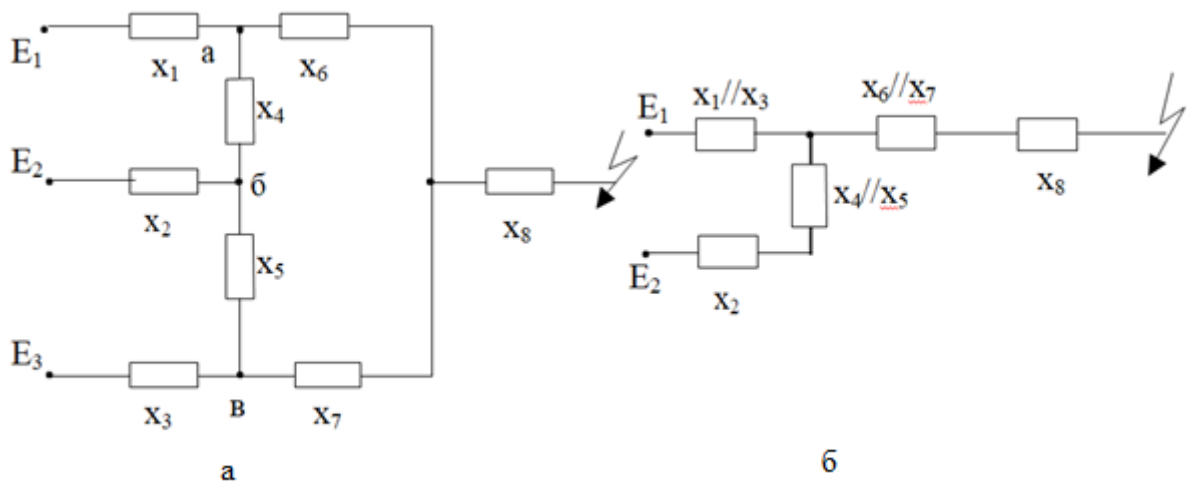


Рис. 4.13 Етапи перетворення складних схем

Необхідно звести схему до двох-трьох (максимум чотирьох) променів, що зв'язують джерела з точкою КЗ. В окремі промені виділяються різнотипні генератори; однотипні генератори з різною віддаленістю відносно точки КЗ (генератори однієї станції, що підключені до РУ різної напруги); генератор, на шині якого виникає КЗ; система. На рис.4.14.6,а-б наведені найпростіші випадки, коли джерела зв'язані з точкою КЗ безпосередньо, тому струм КЗ,

можна визначити окремо від кожного джерела. Струм у точці КЗ дорівнює сумі струмів від джерел.

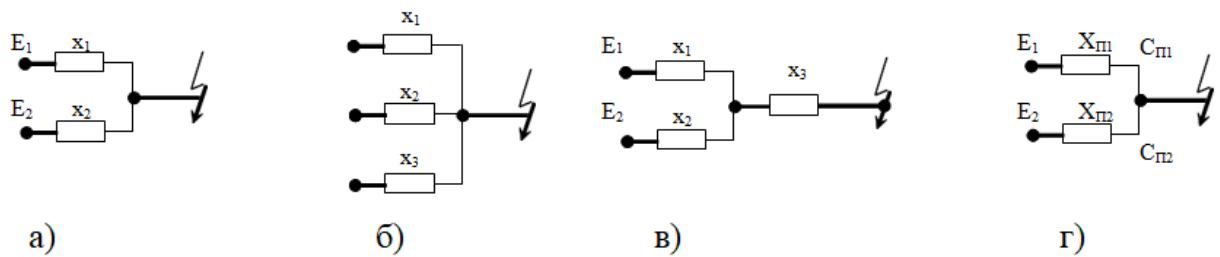


Рис. 4.14 Варіанти зв'язку джерел живлення з точкою КЗ

Для схеми, яка подібна наведеній на рис.4.14в, неможна розраховувати СКЗ від кожного джерела окремо, так як струм протікає місце пошкодження в місце пошкодження через загальний опір x_3 . Таку схему можна перетворити в еквівалентну n -променеву (за кількістю джерел) таким чином, щоб результуючий опір та струморозподіл в променях залишився незмінним. С цією метою спочатку знаходять коефіцієнти струморозподілу за променями: для умов рис.4.14б, виходять з того, що струм є обернено пропорційним опору

$$C_{П1} = \frac{x_2}{x_1 + x_2} = \frac{x_{E12}}{x_1};$$

$$C_{П2} = \frac{x_1}{x_1 + x_2} = \frac{x_{E12}}{x_2};$$

$$x_{E12} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2};$$

а потім визначають результуючий опір променів, рис. 4.14 г

$$x_{П1} = \frac{x_{рез}}{C_{Л1}}, x_{П2} = \frac{x_{рез}}{C_{Л2}}.$$

Результуючий опір $x_{рез}$, для схеми (рис.4.14 в), визначається за формулою

$$x_{рез} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} + x_3.$$

Якщо при розрахунку індивідуальної зміни струму в гілках генераторів використовується метод типових кривих, то схему, що наведена на рис. 4.14б, перетворювати в n -променеву не потрібно.

Визначення початкового значення періодичної складової СКЗ

Якщо необхідно визначити тільки початкове значення результуючого СКЗ, заступну схему прямої послідовності приводять до найпростішого вигляду (рис.4.15а), а діюче значення шуканого струму знаходять за законом Ома, кА

$$I_{ПО} = I_{*ПО} I_{\delta} = \frac{E_{*рез}''}{x_{*рез}} I_{\delta},$$

де $I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}$, $U_{\delta} = U_{сер}$ у точці КЗ.

Результуюча розрахункова заступна схема (рис.4.15а-в) залежить від віддаленості та характеру зв'язку СКЗ з джерелом.

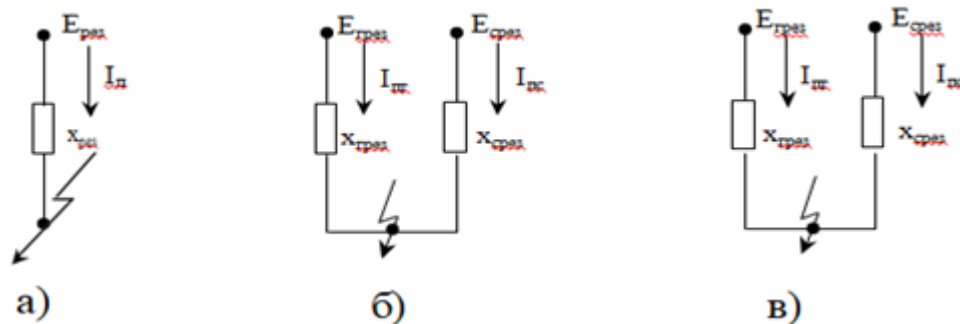


Рис. 4.15 Варіанти вигляду результуючої заступної схеми

При її отриманні можна виділити три основних випадки:

а) Точка КЗ значно віддалена від усіх джерел енергії: генераторів, СК, секцій енергосистеми и системи ВН з потужними двигунами. Наприклад, КЗ за третинною обмоткою автотрансформатора зв'язку, за лінійним реактором, на приймальному кінці тупикової ЛЕП 35...220 кВ. В цьому випадку шляхом згортання заступну схему перетворюють до найпростішого вигляду, визначаючи результуючу ЕРС $E_{*рез}''$, та результуючий опір схеми $x_{*рез}$. Після цього шукане значення періодичної складової струму в початковий момент КЗ знаходиться за формулою, що наведена вище.

б) Точка КЗ знаходиться поблизу одних джерел та віддалена від інших.

Наприклад, КЗ на затискачах генератора або СК, на шинах РУ у місці підключення блоків «генератор-трансформатор». В цьому випадку заступну схему перетворюють таким чином, щоб ці результуючими ЕРС і опором. Цю гілку зазвичай називають «генератором». Інші джерела виділяють в окрему гілку, яку називають «системою» з результуючими ЕРС $E^*_{Грез}$ і опором $x^*_{Грез}$ (рис. 4.14,б). В такій заступній схемі «генератор» и «система» безпосередньо підключені до точки КЗ, і періодичні складові струмів $I_{нз0}$ і $I_{нс}$ для кожної гілки окремо можна знайти за формулою визначення струму КЗ. Результуючий струм у місці КЗ дорівнює сумі струмів у виділених гілках $I_{по} = I_{по0} + I_{нс}$.

в) Точка КЗ знаходиться поблизу групи асинхронних двигунів, які за потужністю є співрозмірними з потужністю трансформатора живлення. Наприклад, КЗ на секції ВП. В такому випадку заступну схему перетворюють таким чином, щоб двигуни, поблизу яких знаходиться точка КЗ, були виділені в окрему гілку з результуючою ЕРС $E^*_{Дрез}$ та опором $x^*_{Дрез}$, рис.4.14,в.

Таку гілку зазвичай називають еквівалентним двигуном. Еквівалентні параметри групи двигунів ВП на секції 6 кВ блоків ТЕС і АЕС, наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Еквівалентні параметри групи двигунів ВП

Енергоблок	K_1	$K_{ув}$	$x_{*,ДЕ(Н)}$	$E_{*,ДЕ(Н)}$	$T_{пед,с}$	$T_{аед,с}$	$K_{удд}$
ТЭС	6,1	1,06	0,173	0,91	0,07	0,04	1,65
ВВЭР-1000	6,6	1,17	0,171	0,94	0,1	0,067	1,77

Приведення $x^*_{Дрез}$ до базисних умов, виконується за формулою

$$\underline{x^*_{Дрез}} = x^*_{Дрез} \frac{S_{\sigma}}{S_{н\Sigma}} = x^*_{Дрез} \frac{I_{\sigma}}{I_{н\Sigma}}$$

де загальна потужність $S_{н\Sigma}$ або струм $I_{н\Sigma}$, знаходиться шляхом додавання потужності (струму) усіх двигунів

$$S_{н\Sigma} = \sum_i \frac{P_{ни}}{\cos \varphi_{ни}} = \sum_i S_{ни}, \quad I_{н\Sigma} = \sum_i I_{ни}$$

Якщо склад навантаження на секціях ВП є невідомим, тоді при організації

живлення від робочого трансформатора ВП прийняти $S_{ні} = 1,2S_{ні.тсн}$, а при живленні від пускорезервного $S_{ні} \approx \pi 1,5S_{нпр.тсн}$, де $S_{нпр.тсн}, S_{нтсн}$ – номінальні потужності відповідних трансформаторів. Для трансформаторів з розчепленою обмоткою низької напруги, для визначення S_n , використовується потужність однієї гілки НН.

Джерела енергії, які здійснюють підживлення місця КЗ через трансформатор (робочий ТВП або ПРТВП) виділяють в гілку «системи» з еквівалентними параметрами $E_{*Срез}, X_{*Срез}$. Періодичні складові струмів $I_{ПДО}, I_{ПС}$ для кожної гілки (рис.4.14,в) знаходяться за формулою знаходження СКЗ.

Результуючий струм у точці КЗ

$$I_{ПО} = I_{ПДО} + I_{ПС}$$

4.5 Розрахунок періодичної складової СКЗ в довільний момент часу.

Метод типових кривих.

При розрахунку періодичної складової СКЗ в складних схемах до моменту часу $t \leq 0,5с$ рекомендується використовувати метод типових кривих (МТК). Він ґрунтується на використанні кривих зміни в часі співвідношення I_{gt}/I_{g0} , що побудовані при різній віддаленості точки КЗ, де I_{gt}, I_{g0} – періодичні складові СКЗ від генератора в довільний та початковий моменти КЗ. Великою, що характеризує віддаленість точки КЗ від генератора, є співвідношення струму $I_{г0}$ до номінального струму генератора:

$$I_{*ГО} = I_{ГО} / I_{НОМ},$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм генератора, приведений до того рівня напруги, де знаходиться точка КЗ; цей струм можна знайти за формулою:

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos \varphi_{НОМ}},$$

де $P_{ном}$ [МВт] та $\cos \varphi_{ном}$ – номінальні значення потужності та коефіцієнта потужності генератора; $U_{ср}$ [кВ] – середня напруга того рівня, на якій

знаходиться точка КЗ. При виконанні розрахунків СКЗ у відносних одиницях, приведених до базисних умов, електричну віддаленість доцільно визначати за формулою

$$I_{*ГО} = \underline{I}_{*ГО} \frac{S_{\delta}}{S_{H\Sigma}},$$

де $\underline{I}_{*ГО}$ - відносний струм від генератора в момент $t=0$, приведений до базисних умов. Електрична віддаленість тем менша, чим більше значення $I_{*ГО}$.

При прийнятому способі оцінювання віддаленості КЗ, криві I_{ct}/I_{z0} мало залежать від параметрів генератора, від їх навантаження та способу підключення, тому МТК з достатньою для практики точністю дозволяє визначити СКЗ від усіх сучасних синхронних машин (ТГ от 12 до 1000 МВт, ГГ и СК) при різних схемах електричних з'єднань електростанцій (як при наявності місцевого навантаження, так и без нього). Типові криві для визначення зміни у часі СКЗ, наведені на рис.4.16.

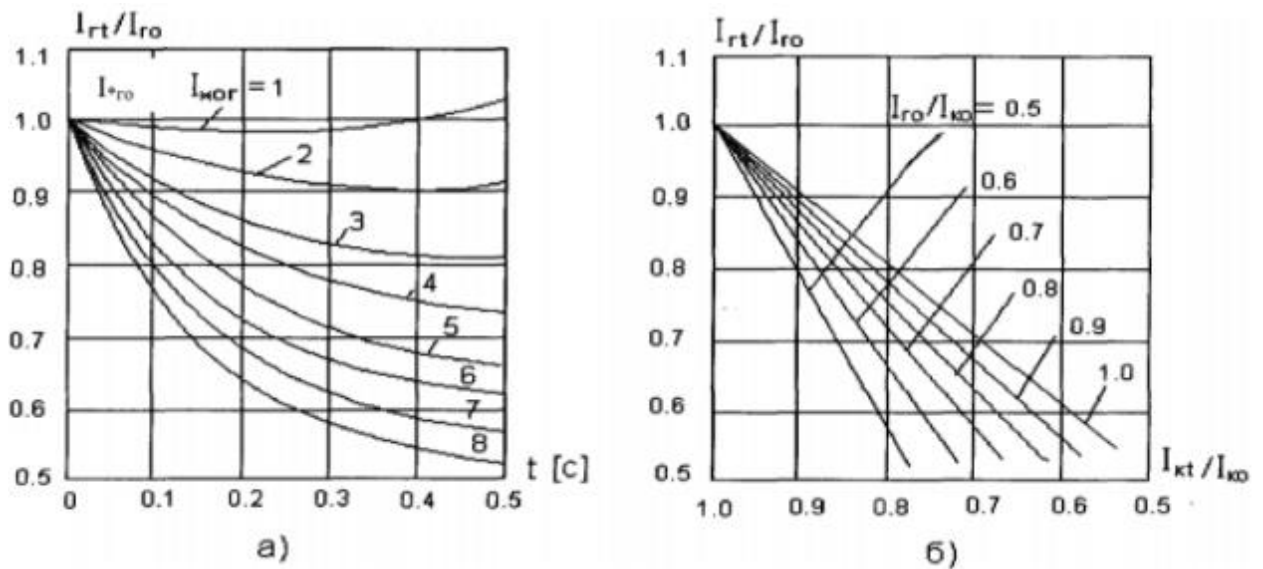


Рис.4.16 Типові криві

Якщо в розрахунковій схемі можна виділити один або декілька однотипних генераторів, які знаходяться в рівних умовах у відношенні до точки КЗ, тоді вона буде мати вигляд, наведений на рис. 4.15а, і розрахунок СКЗ в довільний момент часу виконується за допомогою типових кривих 4.16 в

наступному порядку:

1) Визначити початкове значення періодичної складової СКЗ від генератора (або групи генераторів) за формулою

$$I_{ГО} = \frac{E_{*Г}}{x_{*Г}} I_{\delta} = I_{*ГО} I_{\delta}.$$

2) визначити електричну віддаленість $I_{*ГО}$ (при групі однотипних генераторів замість $P_{ном}$ необхідно підставити сумарну номінальну потужність групи генераторів, а замість $S_{ном}$ – суму повної потужності генераторів). Якщо відносний струм $I_{*ГО}$ матиме дробове значення, то його округлюють до найближчого цілого або інтерполюють криві;

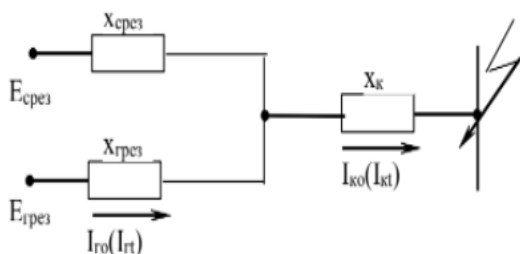
3) за кривою I_{ct}/I_{co} , яка відповідає знайденому значенню I_{ct}/I_{co} , для потрібного моменту часу t , необхідно знайти співвідношення струмів $I_{ct}/I_{co} = \gamma$;

4) за знайденими в п.1 та п.3 значенням I_{co} та γ , визначається діюче значення періодичної складової СКЗ від генератора (групи) в момент t :

$$I_{Гi} = \gamma \cdot I_{ГО}.$$

Якщо у схемі (рис.4.14.а) декілька гілок з різнотипними генераторами (групами), тоді для кожної гілки СКЗ в момент t визначаються окремо, а потім додаються.

Метод типових кривих доцільно використовувати у випадку порівняно невеликої віддаленості точки КЗ від генератора (у генераторів, за трансформаторами зв'язку станції з ЕЕС), а саме, коли відносний струм $I_{*ГО} > 1,5$. При



4.17 Заступна схема зі спільним опором для генератора і системи

$I_{*ГО} \leq 1,5$ струм від синхронної машини практично не змінюється у часі, тому таку та ще більш віддалені машини можна об'єднати з ЕЕС, від якої періодична складова СКЗ приймається незмінною у часі $I_{ct} = I_{co} = const$.

У випадку, коли точка КЗ

знаходиться за опором x_k , який є спільним для генератора і системи (рис. 4.17), а віддаленість цієї точки от генератора є такою, що $I_{*GO} > 1,5$, тоді необхідно враховувати зміну у часі діючих значень періодичних складових струмів від генератора $I_{\Gamma t}$ та у місці КЗ I_{kt} . При цьому крім типових кривих (рис. 4.16а), необхідно також використовувати криві (рис. 4.15 б), для яких побудовані залежності $\frac{I_{\Gamma t}}{I_{GO}} = f\left(\frac{I_{kt}}{I_{k0}}\right)$ для різних співвідношень $\frac{I_{GO}}{I_{k0}}$ у межах от 1 до 0,5.

При $\frac{I_{GO}}{I_{k0}} < 0,5$ зміною у часі діючого значення періодичної складової струму в місці КЗ можна знехтувати.

Порядок розрахунку струму I_{kt} у місці КЗ, з використанням типових кривих, якщо еквівалентна розрахункова схема має вигляд, що наведений на рис. 4.16, виконується в наступній послідовності:

- 1) знайти $X_{*рез}$ і $E_{*рез}$ та визначити I_{k0} , кА:

$$I_{k0} = \frac{E_{*рез}}{X_{*рез}} I_{\bar{0}} = I_{*к0} I_{\bar{0}},$$

- 2) визначити початкове значення струму генераторної гілки, кА:

$$I_{\Gamma 0} = \frac{E_{*rppe} - I_{*к0} X_{*к}}{X_{*рез}} I_{\bar{0}} = I_{*\Gamma 0} I_{\bar{0}}$$

і співвідношення $I_{\Gamma 0} / I_{k0}$;

- 3) знайти електричну віддаленість $I_{*\Gamma 0}$, та вибрати на рис. 4.16а, відповідну криву і за її характером, для заданого моменту t , визначити $I_{\Gamma t} / I_{\Gamma 0}$;

- 4) за знайденим значенням $I_{\Gamma t} / I_{\Gamma 0}$ та співвідношенням $I_{\Gamma 0} / I_{k0}$ за кривими на рис. 4.16б, визначити співвідношення $I_{kt} / I_{k0} = \beta$;

- 5) за знайденим значеннями I_{k0} и β визначити шукане діюче значення періодичної складової струму у місці КЗ в розрахунковий момент t , кА:

$$I_{kt} = \beta \cdot I_{k0}.$$

При розрахунку СКЗ виділяють три характерних випадки.

1. При віддаленому КЗ

$$I_{kt} = I_{k0}.$$

2. При КЗ поблизу синхронної машини

$$I_{kt} = \sum I_{rt} + I_c,$$

де $\sum I_{rt}$ – сумарний періодичний струм КЗ від генераторів для моменту t , що визначається методом типових кривих; I_c – СКЗ від системи, що залишається незмінним в процесі КЗ.

3. При КЗ біля вузла навантаження двигунів

$$I_{kt} = I_{Dt} + I_c,$$

де I_{Dt} – періодичний струм КЗ від двигунів у момент t , що суттєво затухає в процесі КЗ.

Спрощений вираз цієї складової для АД, має вигляд:

$$I_{Dt} = I_{D0} e^{-\frac{t}{T_{пед}}},$$

де $T_{пед}$ – обирається за табл. 4.2.

При виконанні розрахунку СКЗ в мережі ВП, двигуни, що підключені до однієї секції, замінюють еквівалентним двигуном або групами еквівалентних двигунів, якщо у мережі ВП мають місце асинхронні та синхронні двигуни. Для цих груп вираз для визначення періодичної складової СКЗ в момент t має вигляд

$$I_{Dt} = \gamma_{АД}(t) \cdot I_{АД0} + \gamma_{СД}(t) \cdot I_{СД0},$$

де $\gamma_{АД}(t), \gamma_{СД}(t)$ – коефіцієнти затухання періодичної складової струму від асинхронного та синхронного двигунів у часі; $I_{АД0}, I_{СД0}$ початкові значення періодичних струмів від АД та СД.

В момент $t = 0,1$ с (час спрацювання вимикачів у мережі ВП станцій) для ТЕС з генераторами потужністю 60-150 МВт $\gamma_{АД}=0,2$; $\gamma_{СД}=0,6$; для ТЕС з

блоками 200-1000 МВт $\gamma_{А.Д} = 0,25$; $\gamma_{С.Д} = 0,6$. Аперіодична складова СКЗ від двигунів для моменту часу $t = 0,1$ є близькою до нуля.

4.6 Розрахунок аперіодичної складової та ударного струму КЗ.

Прикладом розрахунку використовуємо випадок, коли початкове значення СКЗ дорівнює абсолютному значенню за амплітудою періодичній складовій струму в момент КЗ

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}.$$

Методика розрахунку аперіодичної складової СКЗ в момент t також визначається віддаленістю місця КЗ від джерела.

1. При віддаленому КЗ (рис. 4.14,а) приймають, що аперіодична складова СКЗ затухає за експоненціальним законом з еквівалентною сталою часу:

$$i_{at} = \sqrt{2} I_{n0} e^{-\frac{t}{T_{ae}}},$$

$$T_{ae} = \frac{x_{pez(r=0)}}{\omega r_{pez(x=0)}},$$

де $x_{pez(r=0)}$, $r_{pez(x=0)}$ – результуючий опір заступної схеми, в якій всі елементи представлені або тільки індуктивним або тільки активним опором; при визначенні x_{pez} , СМ у схемі представлені у вигляді індуктивного опору зворотної послідовності x_2 .

Ударний струм КЗ визначається через ударний коефіцієнт $k_{y\partial}$:

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \sqrt{2} I_{n0}, \quad k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ae}}}$$

При відсутності необхідних даних щодо активного опору елементів або для скорочення обчислень значень T_{ae} и $k_{y\partial}$ для даного та наступних розрахункових випадків, можна визначити безпосередньо для характерних елементів и частин енергосистеми за табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Значення T_{ae} і $k_{y\partial}$ для елементів і частин енергосистеми

Елементи або частини електричної системи	T_a, c	$k_{y\partial}$
Турбогенератори потужністю, МВт: 12 – 60 100 – 1000	0,16 – 0,25 0,4 – 0,54	1,940 – 1,955 1,975 – 1,980
Блок турбогенератор (60 МВт) – трансформатор при номінальній напрузі генератора, кВ: 6,3 10,5	0,20 0,15	1,95 1,935
Блок турбогенератор – підвищувальний трансформатор при потужності генератора, МВт: 100 – 200 300 500 800	0,26 0,32 0,35 0,30	1,965 1,977 1,983 1,967
Система, що зв'язана зі збірними шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напругою, кВ: 35 110 – 150 220 – 330 500 - 750	0,02 0,02 – 0,03 0,03 – 0,04 0,06 – 0,08	1,61 1,61 – 1,72 1,72 – 1,78 1,85 – 1,89
Система, що зв'язана зі збірними шинами 6-10 кВ, де розглядається КЗ, через трансформатор одиничної потужності, МВА: 80 та більше 32 – 80 32 та менше	0,06 – 0,15 0,05 – 0,1 0,045 – 0,07	1,85 – 1,935 1,82 – 1,90 1,80 – 1,85
Відгалуження, що захищені реакторами з номінальним струмом, А: 1000 та більше 630 та менше РУ 6 – 10 кВ	0,23 0,10 0,01	1,956 1,90 1,37

2. При КЗ поблизу генераторів, СК або блоків «генератор – трансформатор» (рис.4.14,б) для кожної гілки знаходять еквівалентні сталі часу $T_{ae,z}$, $T_{ae,c}$ та ударні коефіцієнти $k_{y\partial,z}$, $k_{y\partial,c}$. При цьому значення струмів

$$i_{at} = i_{at,z} + i_{at,c} = \sqrt{2} \cdot I_{nzo} e^{-\frac{t}{T_{ae,z}}} + \sqrt{2} \cdot I_{nc} e^{-\frac{t}{T_{ae,c}}};$$

$$i_{y\partial} = i_{y\partial,z} + i_{y\partial,c} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial,z} \cdot I_{nzo} + \sqrt{2} \cdot k_{y\partial,c} \cdot I_{nc}.$$

3. При КЗ поблизу групи двигунів (рис.4.14,в) для кожної з гілок знаходять еквівалентні сталі часу $T_{ae,d}$, $T_{ae,c}$ та ударні коефіцієнти $k_{y\partial,d}$, $k_{y\partial,c}$

(табл. 4.2, 4.3). Тоді значення струмів

$$i_{at} = i_{at,\delta} + i_{at,c} = \sqrt{2} \cdot I_{n\delta o} e^{-\frac{t}{T_{ae,\delta}}} + \sqrt{2} \cdot I_{nc} e^{-\frac{t}{T_{ae,c}}};$$

$$i_{y\delta} = i_{y\delta,\delta} + i_{y\delta,c} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta,\delta} \cdot I_{n\delta o} + \sqrt{2} \cdot k_{y\delta,c} \cdot I_{nc};$$

$$k_{y\delta,\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ae,\delta}}} + e^{-\frac{0,01}{T_{ne,\delta}}}.$$

Значення $k_{y\delta,\delta}$ для еквівалентного навантаження блоків ТЕС та АЕС, наведені в табл. 4.3.

Оскільки для АД $T_{ae,\delta} < T_{ne,\delta}$, тоді аперіодична складова струму підживлення $i_{at,\delta}$ затухає значно швидше періодичної складової $I_{nt,\delta}$. Тому можна знехтувати значенням $i_{at,\delta}$ при $t > 0,1$ с, якщо двигун з'єднаний з місцем КЗ через реактор або трансформатор, по якому протікає також струм від системи.

Для кожного з розглянутих випадків визначається відсоток складової аперіодичного струму:

$$\beta\% = \frac{i_{at}}{\sqrt{2} \cdot I_{nt}} \cdot 100.$$

В деяких випадках значення β необхідно визначати для гілок генератора та системи (рис.4.14,б). Параметри I_{nt} , i_{at} , β зазвичай розраховують для моменту τ , що дорівнює сумі мінімального часу спрацювання захисту ($t_{p.з.min} = 0,01$ с) та власному часі відмикання вимикачів $t_{в.в.}$: $\tau = t_{p.з.min} + t_{в.в.}$. Ці параметри використовуються при виконанні перевірки вимикачів на відмикальну здатність.

Приклад. Визначити струм трифазного КЗ для КЕС 4×500 МВт, розрахункова схема наведена на рис. 4.18.

Вихідні дані. Турбогенератори Γ_1 – Γ_4 типу ТГВ-500; $P_{н.г.}=500$ МВт; $\cos\varphi_{н.г.}=0,85$; $x_d''=0,243$; $U_{н.г.}=20$ кВ. Блочні трансформатори: T_1 типу ТЦ-630000/220; $U_K=11\%$; T_2 - T_4 типу ТЦ-630000/500; $U_K=14\%$.

Автотрансформатори зв'язку АТ₁, АТ₂ типу АТДЦТН-250000/500/230; U_{к В-Н}=24%; U_{к В-С}=10,5%; U_{к С-Н}=13%. Трансформатор Т₅ (ПРТВП) типу ТРДН-40000/35; U_{к В-Н}=11,5%; U_{к Н-Н}=20%. Зв'язок з системою на класі напруги 500 кВ трьома лініями довжиною 400 км. Потужність КЗ на шинах приймаючої системи S_с = 20000 МВА. На клас напруги 220 кВ підключений місцевий район навантаження P_н = 250 МВт; cos φ = 0,85.

На розрахунковій схемі відмічаються розрахункові точки КЗ К₁ та К₂. За наведеною схемою розробляється заступна схема (рис. 4.19). Розрахунок виконується у відносних одиницях; за базисну потужність приймається S_б = 1000 МВА, за базисну напругу – середня напруга місця КЗ, а саме:

$$U_{бк1} = 515 \text{ кВ}; \quad I_{бк1} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 1,12 \text{ кА};$$

$$U_{бк2} = 230 \text{ кВ}; \quad I_{бк2} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 2,5 \text{ кА}.$$

Параметри елементів заступної схеми приводяться до базисних умов (для спрощення запису «зірочку» в індексі та риску над буквеним позначенням параметрів опускаємо).

Для генераторів

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_d'' \frac{S_b \cos \varphi}{P_{НГ}} = 0,243 \frac{1000}{500 / 0,85} = 0,41;$$

$$E_1 = E_2 = E_3 = E_4 = U + I \cdot x_d'' \sin \varphi = 1 + 1 \cdot 0,243 \cdot 0,527 = 1,13.$$

Для блочних трансформаторів

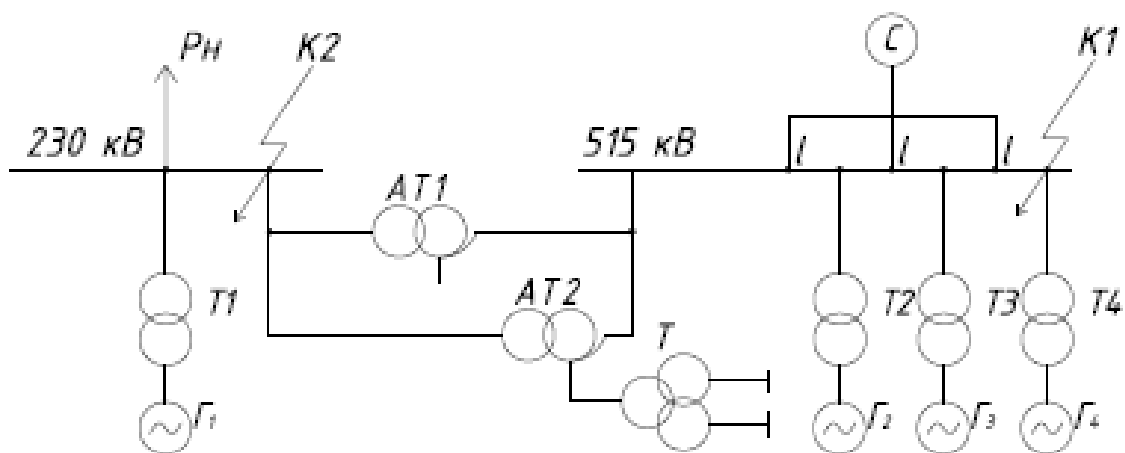


Рис. 4.18. Розрахункова схема

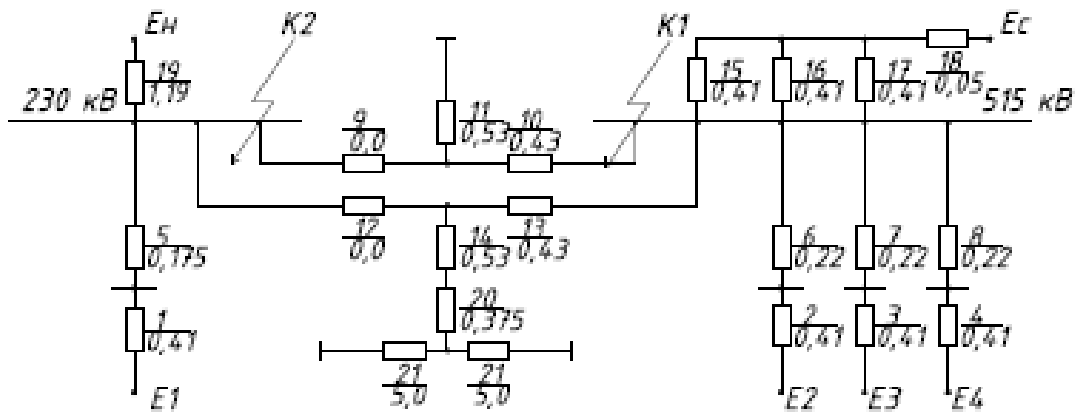


Рис. 4.19. Заступна схема

$$x_5 = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{S_H} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,175;$$

$$x_6 = x_7 = x_8 = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,22.$$

Для автотрансформаторів

$$x_9 = x_{12} = x_c = \frac{1}{200} (U_{кВ-С} + U_{кС-Н} - U_{кВ-Н}) \frac{S_{\bar{0}}}{S_H} = \frac{1}{200} (10,5 + 13 -$$

$$-24) \frac{1000}{240} = -0,01 \approx 0;$$

$$x_{10} = x_{13} = x_g = \frac{1}{200} (24 + 10,5 - 13) \frac{1000}{250} = 0,43;$$

$$x_{11} = x_{14} = x_H = \frac{1}{200} (24 + 13 - 10,5) \frac{1000}{250} = 0,53.$$

Для трансформатора з розчпленою обмоткою низької напруги Т5

$$x_{20} = \frac{1}{100} \left(U_{кВ-Н} - \frac{U_{кН-Н}}{2} \right) \frac{S_{\bar{0}}}{S_H} = \frac{1}{100} \left(11,5 - \frac{20}{2} \right) \frac{1000}{40} = 0,375;$$

$$x_{21} = x_{22} = \frac{U_{кН-Н}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{S_H} = \frac{20}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,0.$$

Для ЛЕП з табл.4.3 для $U = 500$ кВ приймаємо $x_0 = 0,28$ Ом/км, тоді

$$x_{15} = x_{16} = x_{17} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{сер}^2} = 0,28 \cdot 400 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,41.$$

Для системи

$$x_{18} = \frac{S_{\bar{c}}}{S_c} = \frac{1000}{20000} = 0,05; \quad E'' = 1,0.$$

Для навантаження $E_n'' = 0,85$; $x_n'' = 0,35$, тоді

$$x_{19} = x_n'' \frac{S_{\bar{c}}}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{250 / 0,85} = 1,19.$$

Розрахунок СКЗ в точці K_1 . При виконанні розрахунку КЗ в точці K_1 підживленням від навантаження можна знехтувати, таким чином гілки з x_{11} , x_{14} та x_{19} відкидаються.

Виконується спрощення заступної схеми:

$$\begin{aligned} x_{25} &= x_1 + x_5 = 0,41 + 0,175 = 0,585; \\ x_{26} &= x_{10} / 2 = 0,43 / 2 = 0,215; \\ x_{27} &= x_{25} + x_{26} = 0,585 + 0,215 = 0,8; \\ x_{28} &= x_2 + x_6 = 0,41 + 0,22 = 0,63; \\ x_{29} &= x_{28} / 3 = 0,63 / 3 = 0,21. \end{aligned}$$

Для генераторів $E_2 = E_3 = E_4 = 1,13$, тому еквівалентна ЕРС $E_{15} = 1,13$;

$$\begin{aligned} x_{30} &= x_{15} / 3 = 0,41 / 3 = 0,137; \\ x_{31} &= x_{30} + x_{18} = 0,137 + 0,05 = 0,187. \end{aligned}$$

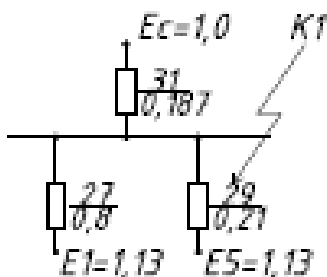


Рис. 4.20 Спрощена заступна схема

У підсумку отримана схема, що наведена на рис. 4.20. Знаходимо складові СКЗ у гілках в момент $t = 0$:

$$I_{\Gamma_1,0} = \frac{E_1}{x_{27}} \cdot I_{\bar{c}k1} = \frac{1,13}{0,8} \cdot 1,12 = 1,58 \text{ кА};$$

$$I_{\Gamma_2,0 \dots \Gamma_4,0} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 1,12 = 6,02 \text{ кА};$$

$$I_{c0} = \frac{1}{0,187} \cdot 1,12 = 5,99 \text{ кА}.$$

Загальний струм

$$I_{K1,0} = I_{\Gamma_1,0} + I_{\Gamma_2,0 \dots \Gamma_4,0} + I_{c0} = 1,58 + 6,02 + 5,99 = 13,6 \text{ кА}.$$

Для вибору вимикачів необхідно визначити i_{yd} , а також періодичну та

аперіодичну складові СКЗ в заданий момент часу τ , яким є момент розходження дугогасних контактів вимикача $\tau = 0,01 + t_{e.в.}$

Для прикладу визначимо необхідні величини при виборі вимикачів в РУ 500 кВ: ударні струми для гілок Г і С (T_a і K_y обирається з табл. 4.3: $T_{a,c} = 0,06$ с; $K_{y\partial,c} = 1,85$; $T_{a,z} = 0,35$ с; $K_{y\partial,z} = 1,983$):

$$i_{yД,Г1...Г4} = \sqrt{2} \cdot 1,983 \cdot (1,58 + 6,02) = 21,22 \text{ кА};$$

$$i_{yД,С} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 5,99 = 15,6 \text{ кА};$$

$$i_{yД,К1} = 21,22 + 15,6 = 36,82 \text{ кА}.$$

Нехай в РУ 500 кВ передбачаються до встановлення вимикачі ВНВ – 500/3200 – 40У1 с $t_{c.в.} = 0,02$ с. Тоді $\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03$ с. Для цього моменту часу τ , визначається періодична та аперіодична складові СКЗ.

Періодична складова від системи є незмінною у часі:

$$I_{c\tau} = I_{co} = 5,99 \text{ кА};$$

аперіодична складова від системи

$$i_{a\tau,c} = \sqrt{2} \cdot 5,99 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,06}} = 5,12 \text{ кА};$$

В гілках блоків періодичну складову визначають за допомогою МТК: у гілці Г₁ відносно значення струму

$$I_{*Г10} = \frac{1,13}{0,8} \cdot \frac{1000}{500/0,85} = 2,4.$$

Екстраполюючи криві на рис. 4.15а, для $\tau = 0,03$ с визначимо $I_{Г\tau}/I_{Г0} = 0,97$, тоді $I_{Г\tau} = 0,97 \cdot 1,58 = 1,5326 \text{ кА}$.

У гілці Г₂ – Г₄ відносно значення струму

$$I_{*Г1...Г4} = \frac{1,13}{0,21} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 500/0,85} = 3,05.$$

За кривими на рис.4.15а для $\tau = 0,03$ знаходяться $I_{Г\tau}/I_{Г0} = 0,95$. Відповідно $I_{Г2...Г,\tau} = 0,95 \cdot 6,02 = 5,72 \text{ кА}$.

Аперіодичні складові струму

$$i_{at,\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot 1,58 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,35}} = 2,04 \text{ кА};$$

$$i_{at,\Gamma2\dots\Gamma4} = \sqrt{2} \cdot 6,02 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,35}} = 7,8 \text{ кА};$$

сумарні струми у точці К₁

$$I_{K1,\tau} = 1,5326 + 5,99 + 5,72 = 13,2426 \text{ кА};$$

$$i_{at,K2} = 2,04 + 5,12 + 7,8 = 14,967,8 \text{ кА}.$$

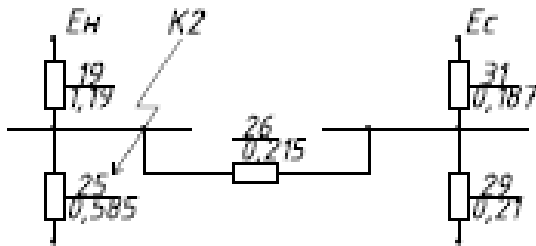


Рис. 4.21 Заступна схема мережі з урахуванням підживлення точки КЗ

Розрахунок струму КЗ у точці К₂. З урахування підживлення від навантаження у точці КЗ, після перетворення отримаємо схему (рис. 4.21).

Для того щоб знайти СКЗ у початковий момент, визначимо еквівалентну ЕРС генераторів Г₂-Г₄ та сис-

теми

$$E_6 = \frac{\frac{E_c}{x_{31}} + \frac{E_5}{x_{29}}}{\frac{1}{x_{31}} + \frac{1}{x_{29}}} = \frac{\frac{1}{0,187} + \frac{1,13}{0,21}}{\frac{1}{0,187} + \frac{1}{0,21}} = 1,06;$$

еквівалентний опір

$$x_{33} = \frac{x_{29} \cdot x_{31}}{x_{29} + x_{31}} + x_{26} = 0,099 + 0,215 = 0,314.$$

Складові початкового значення СКЗ у гілках

$$I_{\Gamma10} = \frac{E_{\Gamma1}}{x_{25}} I_{бк2} = 2,5 \cdot \frac{1,13}{0,585} = 4,83 \text{ кА};$$

$$I_{H0} = 2,5 \cdot \frac{0,85}{1,19} = 1,79 \text{ кА};$$

$$I_{K0} = I_{\Gamma2\dots\Gamma4,co} = \frac{E_6}{x_{33}} I_{бк2} = 2,5 \cdot \frac{1,06}{0,314} = 3,376 \cdot 2,5 = 8,44 \text{ кА};$$

Сумарний початковий струм $I_{K2,0} = 4,83 + 1,79 + 8,44 = 15,06 \text{ кА}$.

Спочатку визначається ступінь затухання періодичної складової СКЗ для моменту $\tau = 0,01 + t_{\text{вл.вим.}} = 0,01 + 0,06 = 0,07\text{с}$ від системи і генераторів Г2-Г4 (для вимикачів РУ-220 кВ відповідає $t_{\text{вл.вим.}} = 0,06\text{с}$).

Початкове значення повного струму від цих джерел було визначене вище:

$$I_{K0} = I_{\Gamma 2 \dots \Gamma 4, \text{co}} = \underline{I}_{*K0} I_{\text{бк}2} = 3,376 \cdot 2,5 = 8,44 \text{ кА};$$

Струм від Г2-Г4

$$\underline{I}_{*\Gamma 20 \dots \Gamma 40} = \frac{E_5 - \underline{I}_{*K0} \cdot x_{26}}{x_{29}} = \frac{1,13 - 3,376 \cdot 0,215}{0,21} = 1,92;$$

$$I_{\Gamma 20 \dots \Gamma 40} = \underline{I}_{*\Gamma 2 \dots \Gamma 4} I_{\text{бк}2} = 1,92 \cdot 2,5 = 4,8 \text{ кА}.$$

Струм від системи

$$I_{\text{сн}} = 8,44 - 4,8 = 3,64 \text{ кА}.$$

Знаходимо співвідношення

$$I_{\Gamma 0} / I_{K0} = 4,8 / 8,44 \approx 0,596$$

та електричну віддаленість

$$I_{*\Gamma 0(n)} = \underline{I}_{*\Gamma 2 \dots \Gamma 4} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НГ}}} = 1,92 \frac{1000}{3 \cdot 500 / 0,85} = 1,088.$$

За характеристиками на рис.4.15,а для $\tau = 0,07\text{с}$ визначається $I_{\Gamma t} / I_{\Gamma 0} = \gamma = 0,985$.

За отриманим $\gamma = 0,985$ і співвідношенням, $I_{\Gamma 0} / I_{K0} = 0,569$ за характеристиками на рис. 4.15б визначається $I_{Kt} / I_{K0} = \beta = 0,99$, звідси $I_{Kt} = \beta I_{K0} = 0,99 \cdot 8,44 = 8,36 \text{ кА}$.

Примітка. Так як $I_{*\Gamma 0(n)} = 1,088 < 1,5$, то зміною у часі діючого значення періодичної складової можна знехтувати, тому $I_{Kt} = I_{K0} = 8,44 \text{ кА}$.

Для визначення ступеню затухання періодичної складової СКЗ від Г1:

$$I_{\Gamma 1,0} = \frac{E_{\Gamma 1}}{x_{25}} I_{\text{бк}2} = 2,5 \frac{1,13}{0,585} = 4,829 \text{ кА};$$

знаходимо електричну віддаленість

$$I_{*Г1,0(н)} = \underline{I}_{*Г1,0} \frac{S_{\delta}}{S_{HG}} = \frac{1,13}{0,585} \cdot \frac{1000}{500/0,85} = 3,285.$$

за кривими на рис. 4.15а для $\tau = 0,07$ с визначаємо $I_{Гt} / I_{Г0} = 0,9$. Тоді $I_{Гt\tau} = 0,9I_{Г0} = 0,9 \cdot 4,829 = 4,346$ кА.

Для визначення рівня затухання періодичної складової СКЗ від гілки з узагальненим навантаженням:

Відносний струм (електричну віддаленість)

$$I_{*н} = \frac{0,85}{1,19} \cdot \frac{1000}{250/0,85} = 2,43$$

для моменту $\tau = 0,07$ с за кривими на рис.4.15а визначаємо $I_{Ht} / I_{H0} = 0,94$, тоді

$$I_{Ht\tau} = 0,94I_{H0} = 0,94 \cdot 1,79 = 1,683$$
кА.

Сумарний СКЗ у точці К₂ в момент $\tau = 0,07$ с

$$I_{K2\tau} = I_{Гt\tau} + I_{Ht\tau} + I_{K\tau} = 4,346 + 1,683 + 8,3556 = 14,385$$
кА.

Ударний СКЗ у точці К₂

$$i_{yД,Г2...Г4} = \sqrt{2} \cdot 1,983 \cdot 4,8 = 13,42$$
кА;

$$i_{yД,c} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 3,64 = 9,495$$
кА;

$$i_{yД,Г2} = \sqrt{2} \cdot 1,983 \cdot 4,829 = 13,502$$
кА;

$$i_{yД,H} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 1,79 = 4,354$$
кА;

$$i_{yД,K2} = \sum_{i=1}^4 i_{yДi} = 40,771$$
кА;

Аперіодична складова СКЗ у точці К₂

$$i_{a\tau,Г2...Г4} = \sqrt{2} \cdot 4,8 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,35}} = 5,541$$
кА;

$$i_{a\tau,c} = \sqrt{2} \cdot 3,64 e^{-\frac{0,07}{0,06}} = 1,598$$
кА;

$$i_{ат,Г_2} = \sqrt{2} \cdot 4,829 e^{-\frac{0,07}{0,35}} = 5,575 \text{ кА};$$

$$i_{ат,Н} = \sqrt{2} \cdot 1,79 e^{-\frac{0,07}{0,04}} = 0,439 \text{ кА};$$

$$i_{ат,К2} = i_{ат,Г_2...Г_4} + i_{ат,c} + i_{ат,Г_1} + i_{ат,Н} = 13,153 \text{ кА}.$$

4.7 Особливості розрахунку струмів короткого замикання в системі власних потреб електричної станції

При виникненні КЗ в системі власних потреб (ВП) електричної станції (т. К-1 рис. 4.22) суттєвий вплив на характер протікання процесу та значення СКЗ мають двигуни, що знаходяться поблизу місця пошкодження.

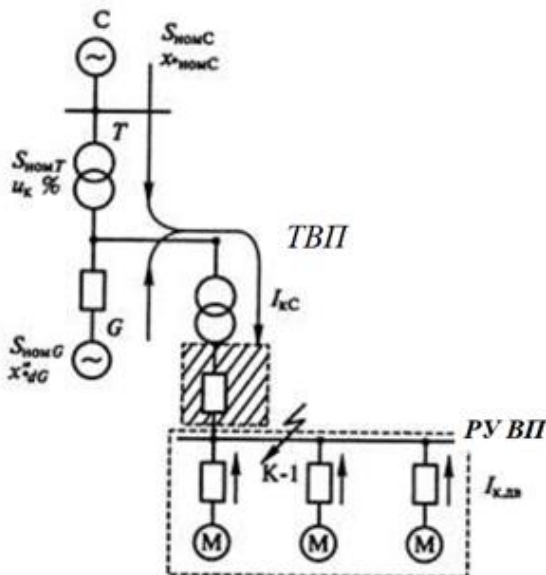


Рис. 4.22 Особливості протікання КЗ в системі ВП електричної станції

Найбільш суттєво це явище стає помітним в мережі ВП 6 кВ потужних ТЕС та АЕС, де найбільш поширеним є асинхронний привід з короткозамкненим ротором. При виникненні КЗ поблизу цих споживачів, напруга на затискачах знижується до значення, що є меншим їхньої ЕРС. В цьому випадку двигуни переходять у режим генераторів, що підживлюють струм у місці пошкодження. Аналогічно поведуть себе і синхронні двигуни.

Беручи до уваги значну потужність вказаних приймачів електричної енергії, є необхідним визначати не тільки значення аварійного струму від енергосистеми $I_{КС}$, а також струм підживлення з боку двигунів $I_{КДв}$. Загальний струм, що є сумою вказаних складових, використовується при виконанні розрахунку аварійного режиму, при виборі та перевірці електричних апаратів на РУ ВП, та розрахунку вставок пристроїв релейного захисту.

Порядок визначення цього струму (т. К-1 рис.4,21) наступний:

1. На основі вихідних даних складається розрахункова схема електроустановки;
2. Складається заступна схема для визначення СКЗ від зовнішніх джерел (енергосистеми, з урахуванням електростанції) та визначається результуючий опір до т. К1, потім визначаються складові СКЗ $I_{n0C} = I_{n\tau C}$, $I_{a\tau C}$, $I_{y\partial C}$ з боку системи;
3. Визначається загальна номінальна потужність усіх електродвигунів $\sum P_{ном.дв}$, що підключені до системи збірних шин ВП 6 кВ, де розглядається КЗ. Якщо точна кількість двигунів невідома, для наближених розрахунків можна використати вираз

$$\sum P_{ном.дв} \approx S_{ном.ТВП} \quad \text{або} \quad \sum P_{ном.дв} \approx \frac{1}{2} S_{ном.ТВП}$$

(якщо ТВП виконаний з розщепленою обмоткою НН), де $S_{ном.ТВП}$ – номінальна потужність трансформатора власних потреб.

Розраховується початкове значення періодичної складової струму підживлення від двигунів, кА,

$$\begin{aligned} I_{П0.дв} = I_{Пуск} &= I_{*Пуск} \sum I_{ном.дв} = I_{*Пуск} \frac{\sum P_{ном.дв}}{\eta_{дв} \cos \varphi_{дв} \sqrt{3} U_{ном}} = \\ &= 4 \frac{\sum P_{ном.дв}}{U_{ном}} = 4 \frac{S_{ном.ТВП}}{U_{ном}} \end{aligned}$$

або

$$I_{П0.дв} = 4 \frac{S_{ном.ТВП}}{2U_{ном}}$$

якщо розглядається КЗ за ТВП виконаний з розщепленою обмоткою НН. В наведених виразах $S_{ном.ТВП}$ приймається в МВА; $U_{ном}$ – в кВ.

4. Визначається періодична складова СКЗ від двигунів у момент часу $\tau = 0,01 + t_{вл.вим.}$, кА;

$$I_{П\tau\delta\epsilon} = I_{П0\delta\epsilon} e^{-\tau/0,07}.$$

5. Розраховується аперіодична складова СКЗ від двигунів у момент часу τ , кА,

$$I_{a\tau\delta\epsilon} = \sqrt{2} I_{П0\delta\epsilon} e^{-\tau/0,04}.$$

6. Визначається ударний струм від двигунів, кА,

$$i_{уд.\delta\epsilon} = \sqrt{2} I_{П0\delta\epsilon} k_{уд.\delta\epsilon}$$

де $k_{уд.\delta\epsilon} = 1.65$.

При виборі електричних апаратів та струмовідних частин у колі вводу 6 кВ ТВП (на рис заштриховано), треба мати на увазі, що використовується не сумарне значення СКЗ, а та складова яка є **найбільшою** (або від системи, або від двигунів). Обладнання у власних колах двигунів обирається вже за сумарним значенням СКЗ (система та двигун).

4.8 Несиметричні короткі замикання

Використання методу симетричних складових в розрахунках несиметричних КЗ. В трифазних мережах можуть виникати наступні види несиметричних КЗ: двофазні КЗ; одно- та двофазні КЗ на землю. Розрахунок несиметричних КЗ зручно виконувати, використовуючи метод симетричних складових. В цьому методі несиметричну систему струму або напруги, яка складається з трьох векторів \bar{A} , \bar{B} , \bar{C} , можна замінити трьома симетричними системами векторів прямої \bar{A}_1 , \bar{B}_1 , \bar{C}_1 , зворотної \bar{A}_2 , \bar{B}_2 , \bar{C}_2 та нульової \bar{A}_0 , \bar{B}_0 , \bar{C}_0 послідовностей, таким чином для усіх трьох фаз:

$$\bar{A} = \bar{A}_1 + \bar{A}_2 + \bar{A}_0;$$

$$\bar{B} = \bar{B}_1 + \bar{B}_2 + \bar{B}_0 = a^2 \bar{A}_1 + a \bar{A}_2 + \bar{A}_0;$$

$$\bar{C} = \bar{C}_1 + \bar{C}_2 + \bar{C}_0 = a \bar{A}_1 + a^2 \bar{A}_2 + \bar{A}_0.$$

де $a = e^{j120^\circ}$ оператор фази, множення на який будь-якого вектору, відповідає повороту цього вектору на кут 120° в прямому напрямку (проти годинникової

стрілки). Оператор фази дозволяє виразити вектори симетричної системи через вектор будь-якої фази, що прийнята за основну (в нашому випадку – фаза А).

Вектори системи прямої послідовності дорівнюють за значенням та зсунуті одне від одного на кут 120° у напрямку прямого чергування фаз (утворюють симетричну врівноважену систему). Вектори системи зворотної послідовності дорівнюють за значенням та зсунуті один від одного на кут 120° у напрямку зворотного чергування фаз (утворюють симетричну врівноважену систему). Вектори системи нульової послідовності співпадають за напрямом і дорівнюють за значенням та утворюють симетричну, але не врівноважену систему.

Відповідно, геометрична сума векторів прямої послідовності дорівнює нулю

$$\bar{A}_1 + \bar{B}_1 + \bar{C}_1 = 0;$$

зворотної послідовності дорівнює нулю

$$\bar{A}_2 + \bar{B}_2 + \bar{C}_2 = 0;$$

нульової послідовності не дорівнює нулю

$$\bar{A}_0 + \bar{B}_0 + \bar{C}_0 = 3\bar{A}_0 \neq 0.$$

Окремі складові фази А можна визначити через фазні величини

$$\bar{A}_1 = \frac{1}{3}(\bar{A} + a\bar{B} + a^2\bar{C}); \bar{A}_2 = \frac{1}{3}(\bar{A} + a^2\bar{B} + a\bar{C}); \bar{A}_0 = \frac{1}{3}(\bar{A} + \bar{B} + \bar{C}).$$

Усі наведені вирази є справедливими як для струму, так і для напруги в несиметричному режимі трифазних установок. У випадку трифазного КЗ напруга у місці замикання дорівнює нулю.

При несиметричних КЗ напруга у місці КЗ не дорівнює нулю, симетричні складові його визначаються у відповідності до другого закону Кірхгофа:

$$\bar{U}_{\kappa 1} = \bar{E}\phi - \bar{I}_{\kappa 1} jx_{1\text{рез}}; \bar{U}_{\kappa 2} = 0 - \bar{I}_{\kappa 2} jx_{2\text{рез}}; \bar{U}_{\kappa 0} = 0 - \bar{I}_{\kappa 0} jx_{0\text{рез}}$$

де $\bar{E}\phi$ - результуюча фазна ЕРС прямої послідовності джерел живлення;

$x_{1рез}, x_{2рез}, x_{0рез}$ - результуючий опір прямої, зворотної та нульової послідовності кола КЗ.

Для визначення стуму несиметричного КЗ необхідно використовувати заступні схеми, що побудовані для кожної з послідовностей (рис. 4.23). ЕРС генераторів використовується тільки в схемі для прямої послідовності.

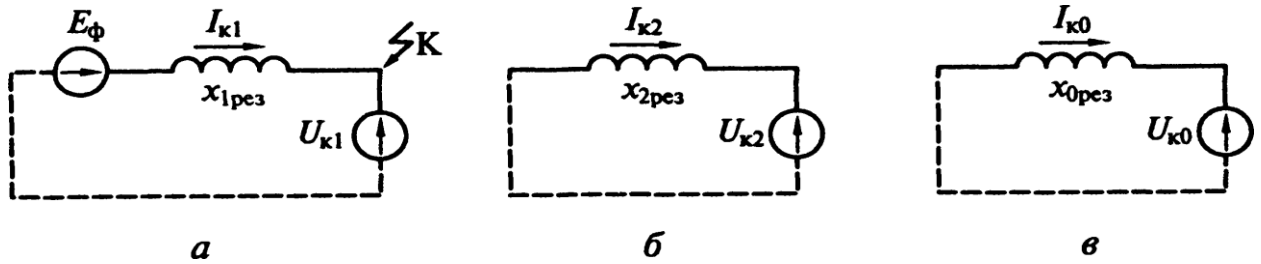
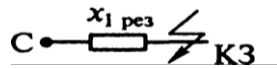


Рис. 4.23 Результуючі заступні схеми прямої (а), зворотної (б) та нульової (в) послідовностей

Особливості складання заступних схем відповідних послідовностей

Заступна схема *прямої* послідовності виглядає аналогічно заступній схемі, що використовується для розрахунку трифазного КЗ. Вона перетворюється відносно точки КЗ для визначення результуючого опору $x_{1рез}$



Заступна схема *зворотної* послідовності складається з опорів зворотної послідовності. При чому опір зворотної послідовності ЛЕП, реакторів та трансформаторів дорівнюють опорам прямої послідовності. У машин, що обертаються, струм зворотної послідовності створює магнітний потік у статорі, що обертається з подвійною частотою у відношенні до ротора, тому опір $x_1 \neq x_2$ при виконанні приблизних розрахунків для синхронних машин $x_2 = x_d''$ З урахуванням останньої рівності можна вважати, що $x_{1рез} = x_{2рез}$.

Заступна схема нульової послідовності необхідна для розрахунку струмів КЗ на землю. В ній використовуються тільки ті елементи по яких можуть протікати струми нульової послідовності, а саме: системи з заземленими нейтралями, трансформатори та автотрансформатори з заземленими нейтралями,

При розрахунках слід пам'ятати, що індуктивний опір нульової послідовності двоколових ЛЕП більший у порівнянні з одноколовими, за рахунок наявності взаємоіндукції між колами. Середнє значення відношення x_0 / x_1 для повітряних ЛЕП наведені в табл.4,4

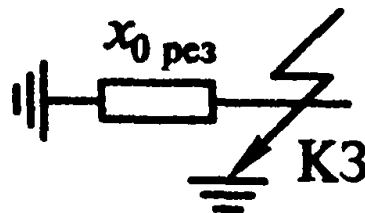
Таблиця 4.4 – Середнє значення відношення x_0 / x_1 для повітряних ЛЕП

№	Характеристики лінії	x_0 / x_1
1	Одноколова ЛЕП без заземлених тросів	3,5
2	Теж зі сталевими заземленими тросами	3,0
3	Теж з заземленими тросами з матеріалів, що добре проводять струм	2,0
4	Двоколова ЛЕП без заземлених тросів	5,5
5	Теж зі сталевими заземленими тросами	4,7
6	Теж з заземленими тросами з матеріалів, що добре проводять струм	3,0

Опір нульової послідовності кабелів залежить від характеру прокладання, наявності оболонки, що проводить електричний струм тощо. Для приблизних розрахунків можна використовувати вираз

$$x_0 = (3,5 - 4,5)x_1 \text{ та } R_0 = 10R_1.$$

Отриману заступну схему нульової послідовності перетворюють відносно точки КЗ. Так як усі заземлені точки заступної схеми нульової послідовності мають потенціал землі, тому при спрощенні схеми її об'єднують в одну спільну точку та визначають результуючий опір $x_{0\text{рез}}$.



Для орієнтовних розрахунків можна скористатись припущенням, що за абсолютним значенням струм несиметричного КЗ є пропорційним струму

прямої послідовності даного виду КЗ

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} I_{\kappa 1}^n$$

де n – індекс виду КЗ; $m^{(n)}$ – коефіцієнт пропорційності, значення якого залежить від виду КЗ (табл. 4,5); $I_{\kappa 1}^n$ – струм прямої послідовності для даного виду КЗ, який визначається за виразом

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{\phi}}{X_{1рез} + \Delta x^{(n)}} = \frac{E_{\phi}}{X_{рез}^{(n)}},$$

де $\Delta x^{(n)}$ – додатковий індуктивний опір, який визначається видом несиметричного КЗ (n) та параметрами заступних схем зворотної та нульової (при КЗ на землю) послідовностей

Початкове значення періодичної складової струму $I_{\Pi 0}^{(n)}$ при будь-якому виді КЗ визначається виходячи з виразу результуючого опору

У відносних одиницях, в. о.	В іменних одиницях, Ом
$I_{\Pi 0}^{(n)} = m^{(n)} \frac{E_{*}''}{x_{*рез}^{(n)}} I_{\sigma}$	$I_{\Pi 0}^{(n)} = m^{(n)} \frac{E_{\phi}''}{x_{рез}^{(n)}} = m^{(n)} \frac{E''}{\sqrt{3} x_{рез}^{(n)}}$

У випадку трифазного КЗ $m^{(n)} = 1$

Таблиця 4.5 – Значення додаткового індуктивного опору $\Delta x^{(n)}$ та коефіцієнта $m^{(n)}$

№	Вид КЗ	Значення $\Delta x^{(n)}$	Значення коефіцієнта $m^{(n)}$
1	Двофазне	$x_{2рез}$	$\sqrt{3}$
2	Однофазне	$x_{2рез} + x_{0рез}$	3
3	Двофазне на землю	$\frac{x_{2рез} x_{0рез}}{x_{2рез} + x_{0рез}}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{2рез} = x_{0рез}}{(x_{2рез} = x_{0рез})^2}}$

Методика розрахунку несиметричних КЗ наступна:

Порядок визначення цього струму (т. К-1 рис.4.21) наступний:

1. Складається розрахункова схема мережі;
2. На основі розрахункової схеми, складається заступна схема прямої послідовності, яка спрощується та визначається результуючий опір прямої послідовності відносно заданої точки КЗ – $x_{1рез}$;
3. Результуючий опір зворотної послідовності приймається таким, що дорівнює результуючому опору прямої послідовності $x_{1рез} = x_{1рез}$;
4. При розрахунку одно- та двофазних КЗ на землю складається заступна схема нульової послідовності, яка спрощується та визначається результуючий опір відносно заданої точки КЗ – $x_{0рез}$;
5. За формулами з таблиці, розраховуються струми несиметричних КЗ в початковий момент (або їх складові).

Вирази для визначення струму несиметричного КЗ з використання різних систем наведені в таблиці 4.6

Таблиця 4.6 – Вирази для визначення струму несиметричного КЗ в початковий момент часу (t=0)

Вид КЗ	Струм КЗ	З використанням відносних одиниць	З використанням іменованих одиниць
Двофазне КЗ	Струм у місці КЗ, кА	$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}I_{\phi}E''}{x_{*1pez} + x_{*2pez}} =$ $= \frac{\sqrt{3}I_{\phi}E''}{2x_{*1pez}} = 0,87I_{n0}^{(3)}$	$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}E''}{\sqrt{3}(x_{1pez} + x_{2pez})} =$ $= \frac{\sqrt{3}U_{\phi}E''}{2\sqrt{3}x_{1pez}} = 0,87I_{n0}^{(3)}$
Однофазне КЗ на землю	Струм у місці КЗ, кА	$I_{n0}^{(1)} = 3I_0^{(1)} =$ $= \frac{3I_{\phi}E''}{2x_{*1pez} + x_{*0pez}} =$ $= \frac{\sqrt{3}I_{\phi}E''}{2x_{*1pez}} = 0,87I_{n0}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} = 3I_0^{(1)} =$ $= \frac{3U_{\phi}E''}{\sqrt{3}(2x_{1pez} + x_{0pez})} =$ $= \frac{\sqrt{3}U_{\phi}E''}{2x_{1pez} + x_{0pez}}$
	Симетричні складові струму КЗ, кА	$I^{(1)} = I_2^{(1)} = I_0^{(1)} =$ $= \frac{I_{\phi}E''}{2x_{*1pez} + x_{*0pez}}$	$I^{(1)} = I_2^{(1)} = I_0^{(1)} =$ $= \frac{U_{\phi}E''}{\sqrt{3}(2x_{1pez} + x_{0pez})}$
Двофазне КЗ на землю	Струм у місці КЗ, кА	$I_{n0}^{(1,1)} = 3I_0^{(1,1)} =$ $= \frac{3I_{\phi}E''}{x_{*1pez} + 2x_{*0pez}}$	$I_{n0}^{(1,1)} = 3I_0^{(1,1)} =$ $= \frac{3U_{\phi}E''}{\sqrt{3}(x_{1pez} + 2x_{0pez})} =$ $= \frac{\sqrt{3}U_{\phi}E''}{x_{1pez} + 2x_{0pez}}$
	Симетричні складові струму КЗ, кА	$I_1^{(1,1)} = \frac{I_{\phi}(x_{*1pez} + x_{*0pez})E''}{x_{*1pez}(x_{*1pez} + 2x_{*0pez})}$ $I_2^{(1,1)} = \frac{I_{\phi}x_{*0pez}E''}{x_{*1pez}(x_{*1pez} + 2x_{*0pez})}$ $I_0^{(1,1)} = \frac{I_{\phi}E''}{x_{*1pez} + 2x_{*0pez}}$	$I_1^{(1,1)} = \frac{U_{\phi}(x_{1pez} + x_{0pez})E''}{\sqrt{3}x_{1pez}(x_{1pez} + 2x_{0pez})}$ $I_2^{(1,1)} = \frac{U_{\phi}x_{0pez}E''}{\sqrt{3}x_{1pez}(x_{1pez} + 2x_{0pez})}$ $I_0^{(1,1)} = \frac{U_{\phi}E''}{\sqrt{3}(x_{1pez} + 2x_{0pez})}$

4.9 Термічна та електродинамічна дія СКЗ

Термічна дія СКЗ. При протіканні струмів КЗ температура провідника різко зростає. Тривалість процесу КЗ незначна, але тепло, що виділяється, не встигає передаватися в навколишнє середовище, а практично повністю йде на нагрівання провідника. Струм КЗ набагато більший струму робочого режиму, тому нагрів може досягати небезпечних значень, доводячи до обвуглювання ізоляції або навіть до плавлення й деформації струмоведучих частин. Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура t_{np}° його нагріву. Тому провідник або апарат вважається термічно стійкими, якщо в процесі КЗ його температура $t^{\circ} \leq t_{np}^{\circ}$. t_{np}° визначається з позиції збереження механічної міцності для оголених провідників і стійкості ізоляції для ізольованих. Методикою визначення температури нагріву провідників при КЗ називається

підхід, що ґрунтується на визначенні теплового імпульсу $B_k = \int_0^{t_{відм}} I_{kt}^2 dt$, який називається інтегралом Джоуля.

Завод-виробник гарантує час і середньоквадратичний струм термічної стійкості (t_T і I_T), тобто дає гарантоване значення теплового імпульсу. Умова перевірки на термічну стійкість має вигляд $B_k = I_T^2 t_T$, B_k – розрахунковий тепловий імпульс, який визначається приблизно через складну залежність струму КЗ I_{kt} від часу. З урахуванням того, що $I_{kt} = \sqrt{I_{nt}^2 + i_{at}^2}$, B_k розбивається на дві складові

$$B_k = \int_0^{t_{відм}} I_{kt}^2 dt = \int_0^{t_{відм}} (I_{nt}^2 + i_{at}^2) dt = \int_0^{t_{відм}} I_{nt}^2 dt + \int_0^{t_{відм}} i_{at}^2 dt = B_{kn} + B_{ka}.$$

У випадку віддаленого КЗ I_{nt} не згасає з часом, тому

$$B_{kn} = \int_0^{t_{відм}} I_{nt}^2 dt = \int_0^{t_{відм}} I_{n0}^2 dt = I_{n0}^2 t_{відм},$$

де $I_{n0} = I''$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ,

$$B_{ka} = \int_0^{t_{відм}} i_{at}^2 dt = \int_0^{t_{відм}} 2I_{n0}^2 e^{-2t/T_a} dt = -2I_{n0}^2 \frac{T_a}{2} e^{-2t/T_a} \Big|_0^{t_{відм}} = I_{n0}^2 T_a (1 - e^{-2t_{відм}/T_a}).$$

Оскільки зазвичай $t_{відм} > T_a$, тоді можна прийняти $B_{ka} = I_{n0}^2 T_a$ і повний тепловий імпульс відповідно

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{відм} + T_a)$$

де T_a обирають у залежності від місця КЗ в електроустановці.

Час відмикання КЗ визначається годиною спрацювання основного релейного захисту з врахуванням години дії АПВ і повному годині відключення викивачів

$$t_{відм} = t_{p.з.} + t_{відм.В.}$$

Якщо при перевірках на відмикальну здатність, приймають $t_{p.з.} = 0,01$ с, тоді, у залежності від місця КЗ, $t_{p.з.}$ може приймати значення від 0,1 до 4 секунд. В такому випадку рекомендується визначати B_k у колах для знижуючих підстанцій, не навантажених потужними електродвигунами, у колах ВН електростанцій, у колах генераторної напруги електростанції при КЗ за реактором.

Електродинамічна дія СКЗ. З курсу електротехніки відомо, що провідники зі струмом взаємодіють, і якщо струми великі, то такі взаємодії супроводжуються великими механічними напруженнями. При однаковому напрямку струмів провідники притягуються, при протилежному напрямку відштовхуються. Сила взаємодії струмів визначається за формулами, що витікає із закону Біо-Савара. Для двох паралельних провідників довжиною, розташованих на відстані, вона може бути визначена за формулою:

$$F = k \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a},$$

де i_1, i_2 – струм у провідниках, k – коефіцієнт пропорційності.

У трифазних установках сила електродинамічної взаємодії залежить від взаємного розташування фаз і моментів часу в межах періоду змінного струму. Зусилля змінюються в часі за величиною і знаком та мають коливальний характер.

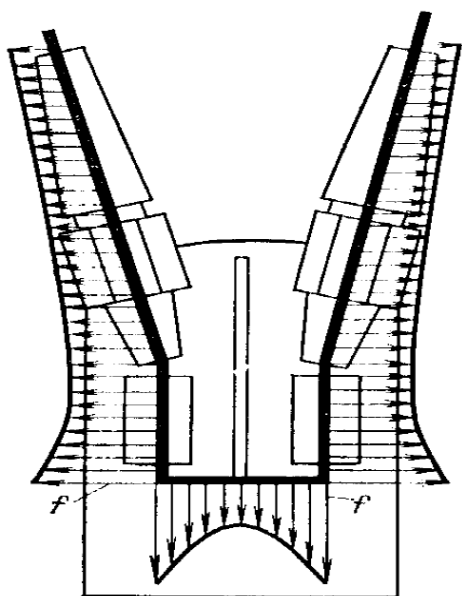


Рис. 4.24 Епюри електричної взаємодії в межах однієї фази масляного вимикача

Взаємодія досягає максимуму, коли повний струм досягає ударного значення. Найбільші міжфазні зусилля мають місце при трифазному КЗ, тому воно приймається розрахунковим при оцінці електродинамічних сил.

В апаратах та шинних конструкціях можуть виникати великі сили взаємодії струмів в одній фазі. Це відбувається при розщепленні фази на ряд паралельних проводів і коли провідники зігнуті під кутом. На рис. 4.24 показані епюри зусиль, що виникають в межах струмовідного контуру фази вимикача.

Такі сили можуть викликати мимовільне відключення вимикача. Так при струмі $i_y = 50 \text{ кА}$ на траверсу рухомих контактів вимикача діє сила близько 2000 Н.

Подібні сили виникають в роз'єднувачах, реакторах і інших апаратах. Щоб не відбулися механічні пошкодження під дією зусиль, що виникають в провідниках при КЗ, всі елементи струмовідної конструкції повинні мати достатню електродинамічну стійкість. Під *електродинамічною стійкістю* розуміють здатність апаратів і провідників витримувати механічні зусилля, що виникають при протіканні струмів КЗ, без деформацій, що перешкоджають їх подальшій роботі. Для електричних апаратів завод-виробник вказує гарантійний СКЗ, при якому забезпечується електродинамічна стійкість. У каталогах на обладнання дається миттєве значення струму електродинамічної стійкості (або i_{max} , або $i_{\text{пр.наск.}}$). Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за умовою $i_y \leq i_{\text{дин}}$.

Згідно ПУЕ на електродинамічну стійкість не перевіряють апарати і провідники, захищені плавкими вставками на струм до 60 А, а також кола трансформаторів напруги, розташованих в окремій камері.

4.10 Методи обмеження СКЗ

Максимальний рівень СКЗ в мережах 35 кВ і вище обмежується параметрами вимикачів, трансформаторів, провідників та іншого обладнання а також умовами стійкості ЕЕС, а в мережах генераторної напруги, в мережах ВП і розподільних мережах 3-20 кВ – параметрами апаратів і струмопроводів, термічної стійкістю кабелів тощо. Якщо можливі значення СКЗ перевищують допустимі значення, їх треба обмежувати.

Найпоширенішими і ефективними способами обмеження СКЗ є: 1) секціонування електричної мережі; 2) встановлення струмообмежувальних реакторів; 3) використання трансформаторів з розщепленими обмотками НН.

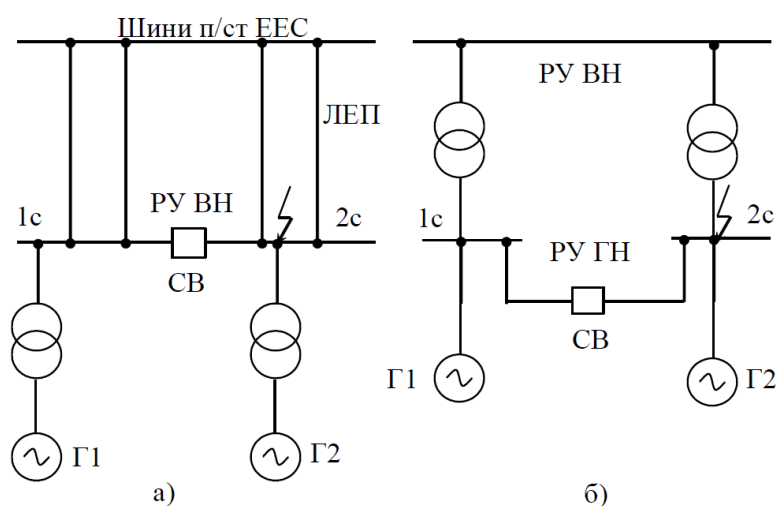


Рис. 4.25 Схема секціонування генераторів на електричній станції

1) Секціонування, тобто роздільна робота секцій шин – це засіб режимного характеру характеризує відмову від безпосередньої паралельної роботи джерел (рис. 4.25). Коли секційний вимикач СВ включений, СКЗ від Г1 проходить безпосередньо до місця пошкодження. Якщо СВ відключений, в коло КЗ додатково включається опір ЛЕП (рис. 4.25а) або трансформаторів (рис. 4.25б). СКЗ при цьому різко знижується. У місці секціонування утворюється так звана точка поділу мережі. Секціонування тягне за собою збільшення втрат

ЕЕ у лініях і трансформаторах при нормальній роботі, тому воно повинно мати техніко-економічне обґрунтування. Є й інші недоліки: різні рівні напруги по секціях, нерівномірне завантаження трансформаторів.

2) Струмообмежувальні реактори є спеціальним технічним засобом у вигляді індуктивної котушки, що не має осердя з магнітного матеріалу. Тому його індуктивний опір $X_p = \omega L_p$ не залежить від струму, що протікає. Основна область використання – мережі 6-10 кВ, рідше установки 35 кВ і вище та нижче 1 кВ. Для потужних і відповідальних ліній застосовують індивідуальне реактування (рис. 4.26а), і реактор називають лінійним ЛР. Коли через реактор живиться група ліній, його називають груповим ГР (рис. 4.26б). Реактор між секціями РУ називають секційним СР (рис. 4.26в.).

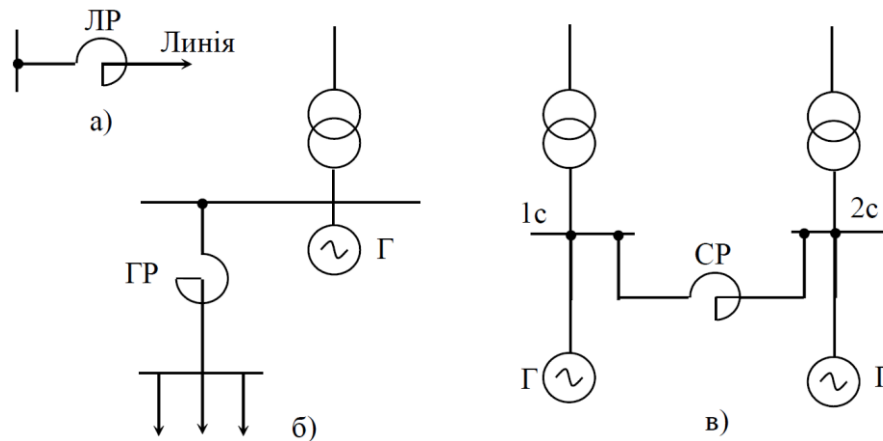


Рис. 4.26 Схема секціонування генераторів на електричній станції

Основним параметром є індуктивний опір, що задається в омах або відсотках

$$x_p = \omega L_p \text{ (Ом)}, x_p \% = x_p \frac{\sqrt{3} I_{HP}}{U_{HP}} \cdot 100$$

де I_{HP}, U_{HP} – номінальний струм і напруга реактора.

Крім ефекту струмообмеження реактори дозволяють підтримувати на шинах певний рівень залишкової напруги при пошкодженнях за реакторами (рис. 4.27). Підтримка більш високого рівня залишкової напруги сприятливо позначається на споживачах ЕЕ, що живляться від того ж джерела, що і пошкожене коло.

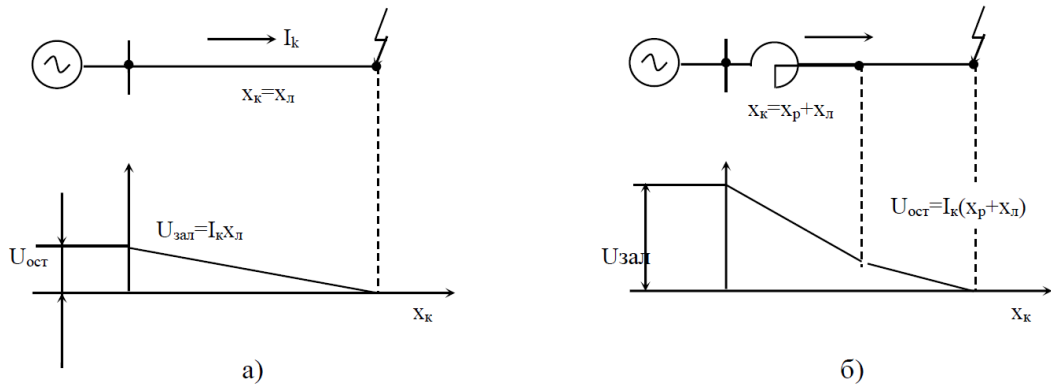


Рис. 4.27 Рівень залишкової напруги при пошкодженнях за реакторами

В першу чергу це стосується асинхронних електродвигунів, для яких ряд залежностей, моменту $M_{\text{дв}}$ від швидкості обертання n , побудованих для різної напруги живлення, наведено на рис. 4, $U_1 > U_2 > \dots$. Тут же наведена залежність моменту опору механізму, що приводиться в рух двигуном (рис.4.28). З наведеного рисунка можна зробити висновок, що чим вище $U_{\text{зал}}$ при КЗ, тим більша ймовірність зберегти нормальну роботу даної пари «двигун-механізм», тому що для цього має виконуватися умова $M_{\text{дв}} > M_{\text{мех}}$. З урахуванням цього в режимі КЗ, бажано мати якомога більший опір X_p .

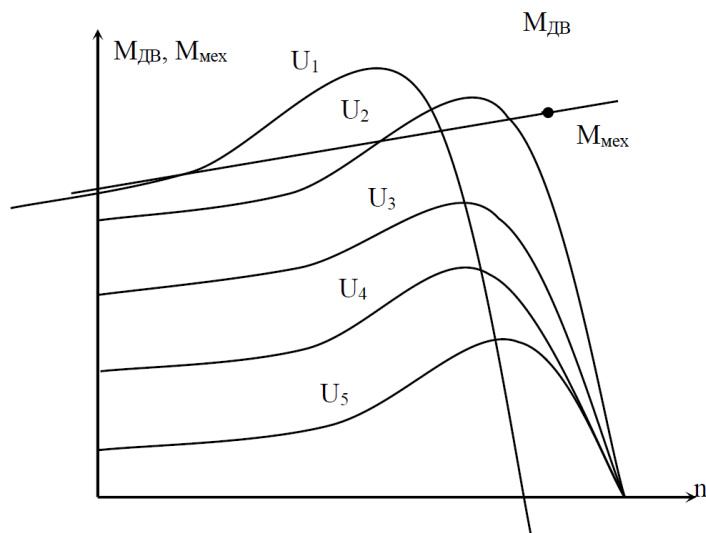


Рис. 4.28 Залежність моменту опору механізму від частоти обертання

За умовами роботи в нормальному режимі X_p не повинно бути занадто великим, тому що збільшуються втрати напруги в реакторі ΔU_p при протіканні робочого струму. Вираз для ΔU_p отримується з векторної діаграми і має вигляд

$$\Delta U_p = \sqrt{3}x_p I \sin \varphi$$

або в процентах

$$\Delta U_p \% = \frac{\sqrt{3}x_p I \sin \varphi}{U_{ном}} 100$$

Допустима втрата напруги зазвичай не перевищує 1,5-2%. Найбільшого розповсюдження отримали бетонні реактори з алюмінієвої обмоткою марки РБ, наприклад РБ-10-400-0,22, де $U_{нр} = 10 \text{ кВ}$; $I_{нв} = 400 \text{ А}$; $x_p = 0,22 \text{ Ом}$.

Здвоєні реактори. Конструктивно вони подібні звичайним, але від середньої точки обмотки є додатковий висновок, до якого найчастіше підключається джерело. Умовне позначення здвоєного реактора і його електрична схема наведені на рис. 4.29.

Гілки реактора розраховані на однаковий номінальний струм $I_{нр}$, а середній відвід на $2I_{нр}$. За номінальний опір здвоєного реактора приймають опір гілки обмотки при відсутності струму в іншій гілці за аналогією з одинарним.

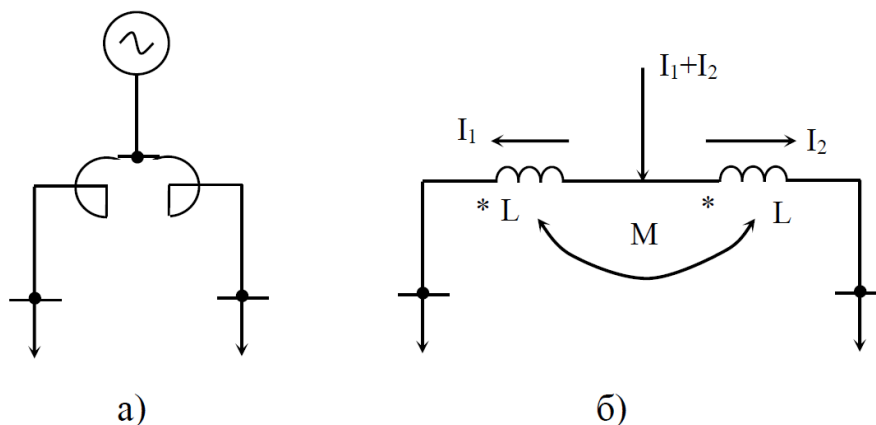


Рис. 4.29 Варіанти схем здвоєних реакторів

Перевагою такого реактора є те, що в залежності від напрямку струмів в гілках і схеми включення, його опір може зменшуватися або збільшуватися.

Ця особливість обумовлена наявністю магнітного зв'язку між

гілками кожної фази (взаємною індуктивністю M). З урахуванням M , втрата напруги в гілці реактора, включеного за схемою, рис.4.29, визначається як

$$\Delta U_p = I_1 \omega L \sin \varphi_1 - I_2 \omega M \sin \varphi_2,$$

тобто за рахунок M вона менше, ніж у випадку звичайного реактора з таким же X_p . В процесі експлуатації прагнуть до рівномірного завантаження гілок

$$I_1 = I_2 = I, \varphi = \varphi_1 = \varphi_2.$$

Тоді

$$\Delta U_p = I \omega (L_p - M) \sin \varphi = I \omega L_p (1 - k_{3\phi}) \sin \varphi,$$

де $k_{3\phi} = M/L$ – коефіцієнт зв'язку обмоток, який зазвичай приймають $k_{3\phi} = 0,4-0,6$. Опір реактора в нормальному режимі $x'_p = x_p (1 - k_{3\phi})$.

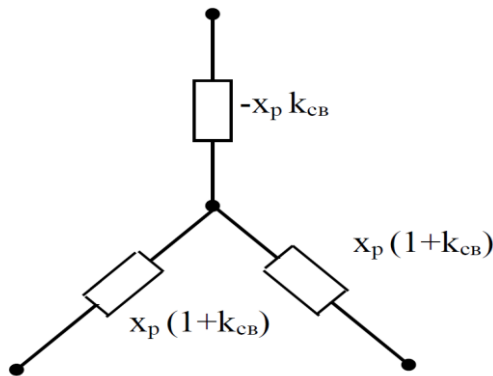


Рис. 4.30 Заступна схема зведеного реактора

Якщо прийняти $k_{3\phi} = 0,5$, то втрата напруги в зведеному реакторі в нормальному режимі зменшується вдвічі в порівнянні зі звичайним реактором. При КЗ за однією з гілок, струм у ній значно більше струму в непошкодженій гілці. Відносний вплив M зменшується, тоді втрата напруги і ефект струмообмеження визначаються, в основному,

власним опором гілки $x_p = \omega L_p$. Таким чином, опір реактора в режимі КЗ зростає в 2 рази в порівнянні з нормальним режимом. При розрахунках СКЗ, зведений реактор надають у вигляді трипроменевої заступної схеми (рис. 4.30).

5. ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

5.1 Основні визначення

Головною схемою називається порядок з'єднання основного електрообладнання між собою і лініями, що відходять. До основного обладнання відносять СГ, силові трансформатори, РУ, реактори.

Вибір головної схеми має значну роль при проектуванні електричної частини електростанції або підстанції, так як він визначає склад основних елементів і зв'язки між ними. Головна схема є початковою при складанні принципів схем електричних з'єднань, схем ВП, схем вторинних з'єднань і монтажних схем .

Головні схеми, як правило, зображуються в однолінійному виконанні при вимкненому положенні елементів, де всі приєднання показані для однієї фази. Виділяють два види схем:

1) схеми , які мають поперечні зв'язки на генераторній напрузі ; 2) блочні схеми, де зв'язки між СГ здійснюються на шинах ВН або на шинах віддалених підстанцій.

Спрощена головна схема, що містить лише основне устаткування з вказівками положення комутаційних апаратів (КА) називається оперативною.

Трилінійні схеми складаються для всіх трьох фаз з вказівкою всіх з'єднань вторинних кіл (використовується при монтажних роботах).

Основні вимоги до головних схем:

1. Надійність – це здатність забезпечити безвідмовну видачу потужності станції в ЕЕС або безперебійне електропостачання споживачів електроенергією нормованої якості. Не існує універсального критерію оцінки надійності через велику різноманітність чинників : технологічних , конструктивних, схемних, оперативних і інших. Для вибору схеми часто використовується експертна оцінка ряду запропонованих варіантів.

2. Економічність – оцінюється за економічним критерієм на спорудження і експлуатацію електроустановки.

3. Гнучкість – можливість пристосовуватися до умов роботи, що змінюються, створювати необхідні експлуатаційні режими і виконувати оперативні перемикання. В такому випадку, велику роль має наявність дистанційного керування комутаційними апаратами.

4. Пристосованість до виконання ремонтів визначається можливістю ремонтів вимикачів без порушення нормальної роботи приєднань.

5. Безпека обслуговування – багато в чому залежить від простоти і наочності схеми.

5.2 Структурні схеми видачі електроенергії

Вони складаються до розроблення головної схеми і мають вигляд схеми підключення джерел до РУ електроустановки і схему трансформаторних з'єднань між РУ різних напруг. Схеми РУ на структурних схемах не розкриваються. Вигляд структурної схеми залежить від типу станції, складу устаткування і розподілу навантажень між РУ різних напруг. На рис.5.1 наведені структурні схеми ТЕЦ, що мають споживачів на генераторній напрузі 6-10 кВ, що зобов'язує спорудити РУ генераторної напруги (РУ ГН або ГРУ). Зв'язок станції з ЕЕС здійснюється ЛЕП, тому будується РУ ВН, кількість яких може бути дві і більше. Якщо на ТЕЦ встановлюються потужні генератори (100 МВт і більше), їх підключення до РУ ГН є недоцільним через різке збільшення струмів КЗ. Тому такі СГ підключаються до РУ ВН за блочною схемою (рис. 5.2).

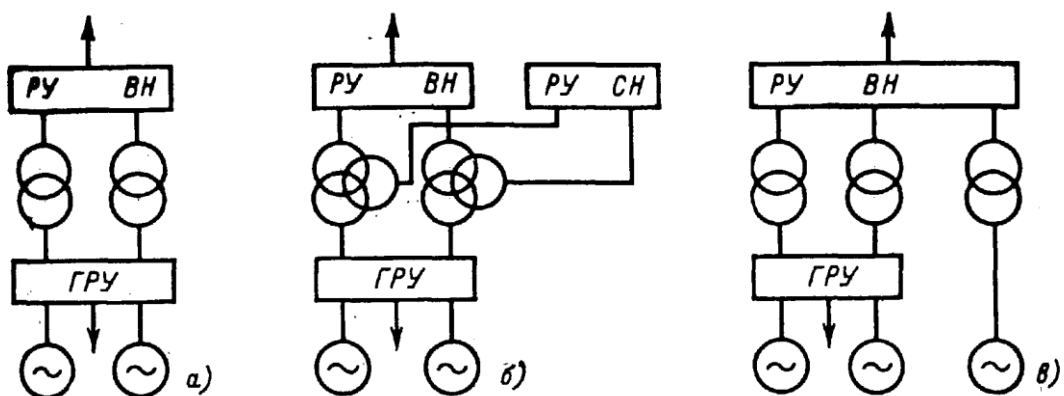


Рис.5.1 Структурні схеми ТЕЦ, що мають в своїй структурі РУ генераторної напруги

Споживачі ВП підключаються до РУ ВП, спорудження якої є обов'язковим на станціях всіх типів. При незначному навантаженні на напрузі 6-10 кВ доцільним є блокове підключення СГ до РУ ВН (рис.2), що зменшує струми КЗ і дозволяє замість дорогих ГРУ застосувати комплектні РУ (КРУ) для підключення місцевого навантаження.

Структурні схеми КЕС, ГЕС, АЕС характеризуються з'єднанням СГ в блоки з підвищувальними трансформаторами. Включення їх на паралельну роботу здійснюється на РУ ВН (рис. 5.2).

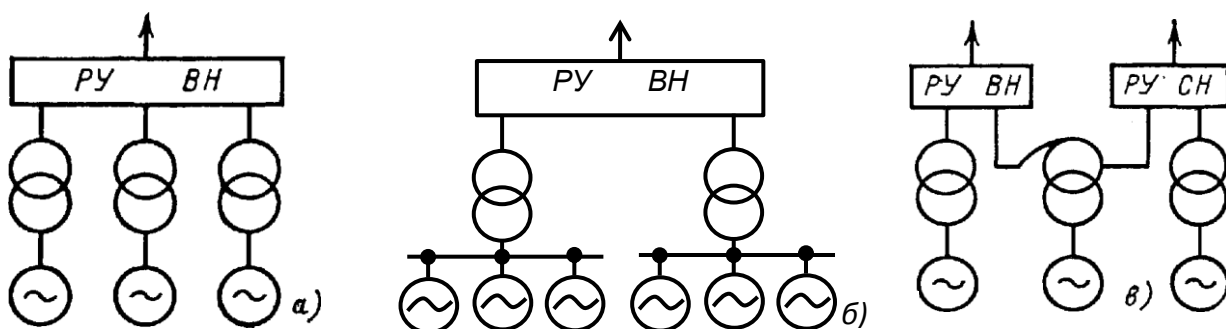


Рис.5.2 Структурні схеми ТЕЦ, що мають блочне підключення

Елементи головних схем. Крім генераторів і трансформаторів до них відносяться шини, короткозамикачі, вимикачі, роз'єднувачі, віддільники, струмообмежувальні реактори і вимірювальні трансформатори. Залежно від призначення шини бувають збірні, робочі, резервні, обхідні.

Збірні призначені для прийому ЕЕ від джерел і подальшого її розподілу між приєднаннями споживачів.

Резервні шини дозволяють ремонтувати робочу систему шин без перерви в роботі електростанції і порушення електропостачання споживачів. Обхідна система шин створює умови для ремонту вимикачів без знеструмлення приєднань.

Вимикачі розрізняють за функціями, які вони виконують: шиноз'єднувальні (ШЗВ), секційні (СВ), обхідні (ОВ). Роз'єднувачі мають в основному ремонтне значення, за розташуванням в схемі і функціям, які вони виконують, розрізняють шинні роз'єднувачі (ШР), що встановлюються між системою шин

і лінійним вимикачем; лінійні (ЛР), що ставляться після вимикача на приєднанні лінії; обхідні (ОР), які відділяють обхідну систему шин від приєднання.

5.3 Блочні схеми підключення генераторів

1) Блок «генератор-трансформатор»

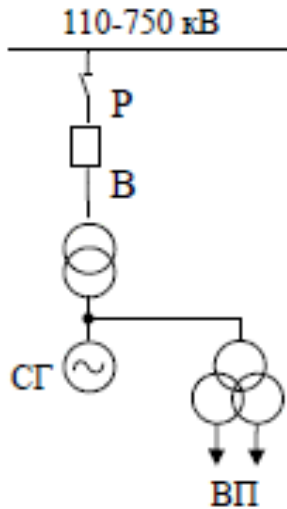


Рис. 5.3 Схема блоку «генератор-трансформатор»

У схемі блоку «генератор-трансформатор» (рис. 5.3) вимикач на генераторній напрузі зазвичай відсутній. Ввімкнення і вимкнення енергоблоку здійснюється вимикачем В1 з боку ВН. З'єднання СГ з блоковим трансформатором і відпайка до ТВП виконується закритим комплектним струмопроводом з розділеними фазами, що фактично виключає міжфазні КЗ. У такому моноблоці пошкодження в ТВП викликають відключення В1,

вимикачів з боку 6 кВ і вимкнення АГП СГ. Враховуючи високу надійність ТВП, така схема моноблока прийнята типовою для СГ потужністю 160 МВт і більше.

2) Блок «генератор - АТ»

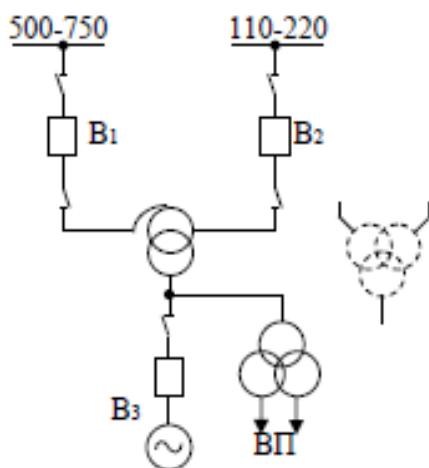


Рис. 5.4 Схема блоку «генератор-АТ»

Блок «генератор - АТ» використовується при двох підвищених напругах (рис. 5.4). При пошкодженні в СГ вимикається В3, а зв'язок між двома РУ ВН зберігається. При пошкодженні на шини будь-якого РУ ВН вимикається відповідний вимикач, а блок буде працювати на шини робочого РУ ВН. Роз'єднувачі потрібні для ремонту вимикачів при збереженні в роботі блоку або АТ.

3) Об'єднання двох блоків під спільний вимикач

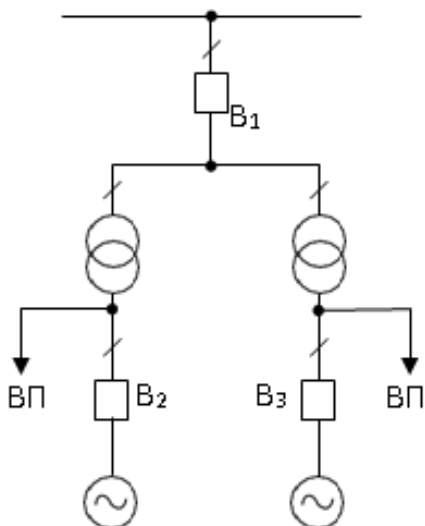


Рис. 5.5 Об'єднання двох блоків під спільний вимикач

З метою спрощення і здешевлення конструкції РУ 330-750 кВ інколи застосовують об'єднання двох блоків під спільний вимикач V_1 (рис.5.5). Вимикачі V_2 і V_3 потрібні для увімкнення СГ на паралельну роботу і підвищення надійності, оскільки при пошкодженні в одному генераторі, інший залишається в роботі. Генераторні вимикачі дозволяють здійснити пуск СГ, не використовуючи пускорезервний ТВП

(ПРТВП). Замість дорогих и громіздких повітряних вимикачів на генераторній напрузі можна використовувати вимикачі навантаження (ВН). При пошкодженні в будь-якому енергоблоці вимикається V_1 . Після відділення несправного блоку його вимикачем, непошкоджений вмикають в роботу.

4) Блок з генераторним вимикачем

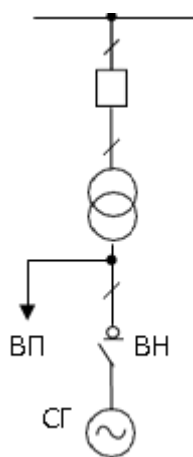


Рис. 5.6 Блок з генераторним вимикачем

В деяких випадках застосовуються блоки з генераторним вимикачем (потужності або навантаження) (рис. 5.6). Робочі комутації СГ виконуються генераторним вимикачем, при цьому не зачіпається схема з боку ВН, що особливо важливо для кільцевих схем і схем з 3/2 і 4/3 вимикачами на коло. Такі схеми застосовуються для блоків, що беруть участь в регулюванні графіка навантаження ЕЕС, а також в схемах «генера-

тор–трансформатор–лінія» (Г-Т-Л) без вимикачів між трансформатором і ЛЕП.

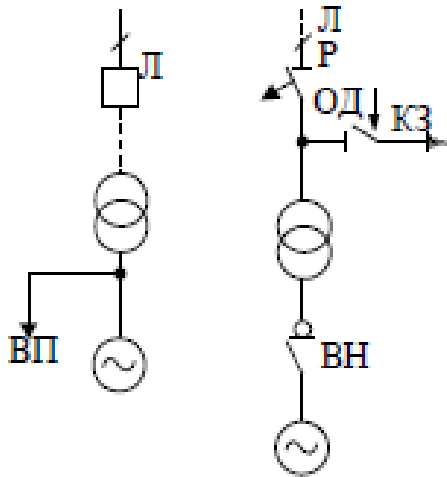


Рис. 5.7 Варіанти застосування схеми «Г-Т-Л» з вимикачем та ВН

5.4 Електричні схеми розподільчих установок

5.4.1 Схеми РУ ГН (6-10кВ)

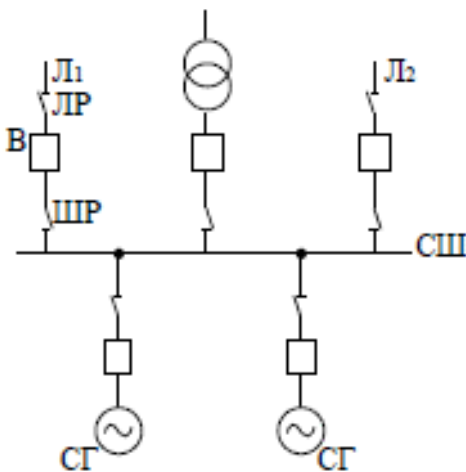


Рис. 5.8 Схема одинарної несекціонованої системи шин

Використання схем Г-Т-Л є можливим, коли кількість СГ і ліній однакова. У такій схемі вимикач може бути як з боку ВН, так і з боку ГН. У останньому випадку (рис. 5.7), додатково встановлюється віддільник ВД з короткозамикачем КЗ. Недоліком схем Г-Т-Л є необхідність відключення блоку при пошкодженні лінії.

1) *Одинарна несекціонована система шин* (рис. 5.8). Схема є простою, наочною, але має низьку надійність. Джерела живлення і лінії 6-10 кВ приєднуються до збірних шин за допомогою вимикачів і роз'єднувачів. При виведенні вимикача в ремонт спочатку відключається ЛР, а потім ШР. Для ремонту СШ і будь-якого ШР треба повністю знеструмити СШ, що призводить до перерви живлення на час ремонту.

При КЗ на СШ або на лінії при СГ відмові лінійного вимикача вся схема також вимикається.

2) *Одинарна секціонована система шин* (рис. 5.9). Ця схема надійніша, оскільки споживачі живляться від різних секцій. Аварія на одній секції, її ремонт або ремонт ШР призводить до знеструмлення лише одній секції; друга секція і споживачі, що живляться від неї, залишаються в роботі. Лінії, що живлять підприємства, розраховані на повне навантаження (100% - ний резерв по

мережі).

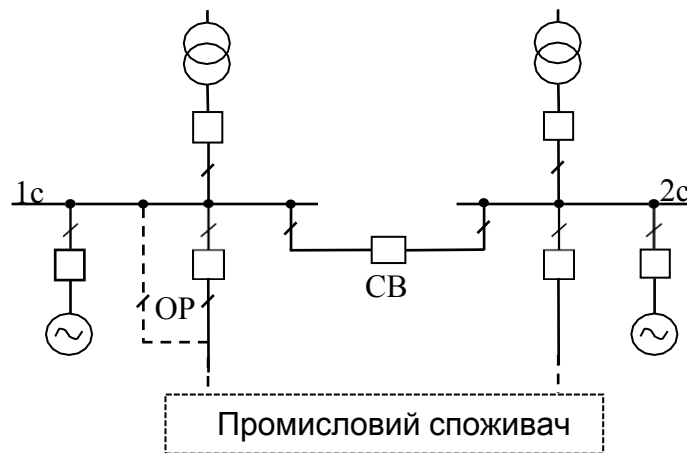


Рис. 5.9 Схема одинарної секціонованої системи шин

В такому випадку схема з одною секціонованою системою шин може бути рекомендована для відповідальних споживачів. В розглянутій схемі секційний вимикач (СВ) в нормальному режимі ввімкнений, щоб забезпечити паралельну роботу СГ. На підстанціях СВ в аналогічній схемі відключений для обмеження струмів КЗ. При ремонті вимикача лінії можлива його заміна обхідним роз'єднувачем ОР, але такий режим допускається ненадовго, оскільки надійність такого кола живлення різко знижується.

3) *Кільцева схема* (рис. 5.10). При значній кількості секцій, для уникнення перетікань потужності уздовж шин, одинарну секціоновану систему шин замикають в кільце. Число секцій дорівнює числу СГ. Ймовірність аварії в струмообмежувальному реакторі і ошиновці від реактора до збірних шин і до збірок КРУ незначна, тому реактор приєднується без вимикачів. Передбачається лише роз'єднувач Р для ремонтних робіт у комірці реактора.

У кільцевій схемі споживачі мають двостороннє живлення незалежно від того, підключені джерела до секції, чи ні. Загальний недолік схем з ОСШ полягає в тому, що на час ремонту робочої секції відповідальні споживачі живляться по одному колу, і при ремонті вимикача приєднання споживач, що не має резервного живлення, вимикається. Як тимчасовий вихід з положення можливе вживання ОР.

наступні операції:

- вмикають ШЗВ-2;
- вмикають на резервну СШ шинні роз'єднувачі всіх приєднань, що переводяться;
- відключають від другої секції ШР всіх приєднань, окрім ШР ШЗВ-2 і трансформатора напруги;
- перемикають живлення кіл напруги релейного захисту, автоматики і вимірювальних приладів на ТН резервної СШ;
- амперметром перевіряють відсутність навантаження на ШЗВ-2 і вимикають його.

З цієї миті роль другої секції виконує резервна СШ.

5. Схема «зірка» (рис. 5.12).

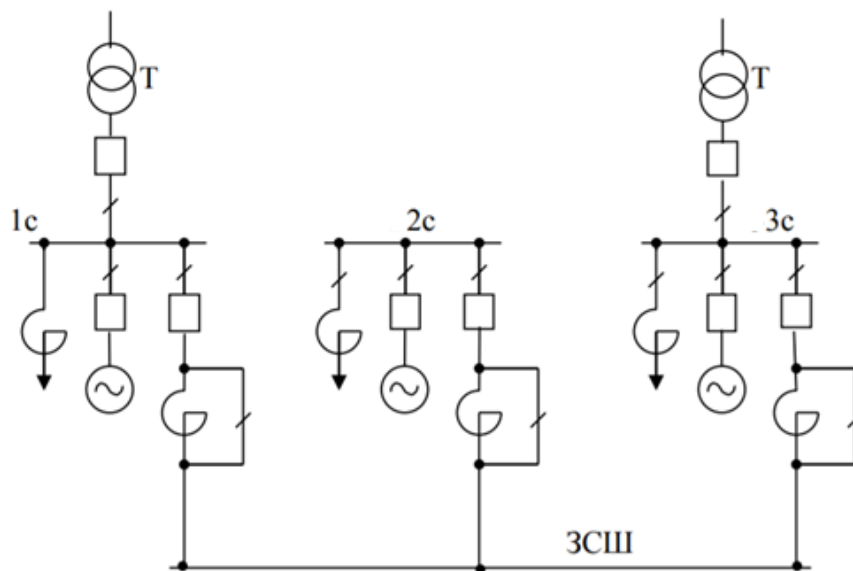


Рис. 5.12 Схема «зірка»

Секції сполучені між собою з допомогою зрівнюючої системи шин (ЗСШ). Реактори можуть бути шунтовані роз'єднувачами. Реактори ЗСШ розраховуються на режим живлення секції при виході з ладу одного з елементів, що живлять її (Г, Т зв'язку), і на режим видачі надлишкової потужності секції в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах. У вітчизняній практиці така схема широкого застосування не знайшла.

5.4.2 Схеми розподільчих установок на підвищеній напрузі.

Схеми з обхідною СШ.

Найпростішою схемою, що застосовується в РУ ВН є одинарна секціонована СШ, але вона має істотні недоліки, у тому числі необхідність вимикання приєднання на весь час ремонту його вимикача. (При $U = 6 \dots 35$ кВ час ремонту малий, але при $U \geq 110$ кВ час ремонту збільшується і така перерва в живленні неприпустима). Однією з важливих вимог до схем з боку ВН є створення умов для ревізії В1 без перерви в роботі приєднань. Ці вимоги задовольняє схема з ОСШ.

1) *Одинарна система шин з обхідною СШ.* В нормальному режимі роботи ОСШ знеструмлена (рис. 5.13), ОР – вимкнені. Передбачено два обхідні вимикачі (за кількістю секцій), якщо число ліній 6...7 або більше. ОСШ використовується для ревізії вимикачів без погашення приєднань. При цьому *ОВ1* або *ОВ2* може замінити будь-який інший вимикач, наприклад, В1.

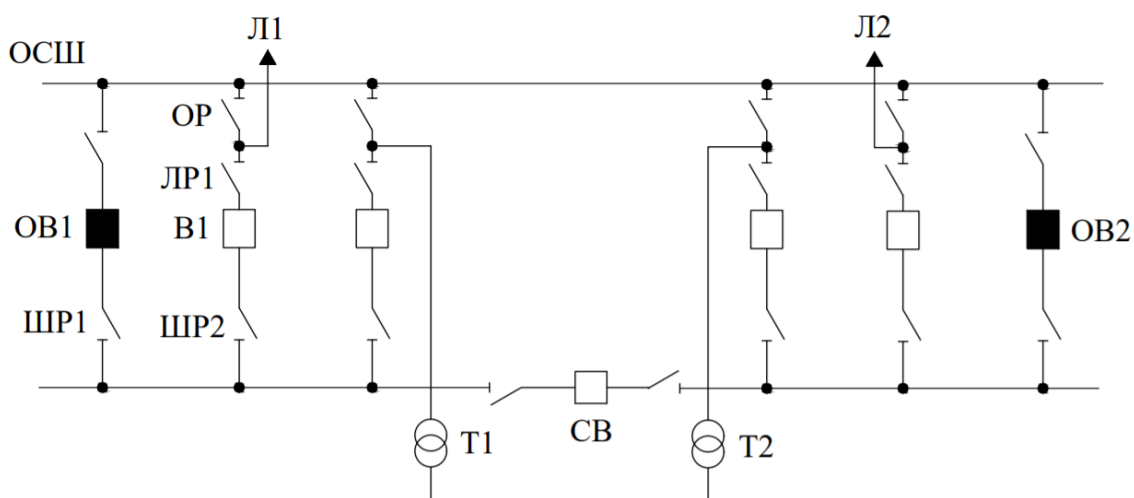


Рис. 5.13 Одинарна система шин з обхідною СШ

Для цього виконують наступні дії:

- вмикають *ОВ1* для перевірки справності ОСШ;
- вимикають *ОВ1*;
- вмикають *ОР*;
- вмикають *ОВ1*;

- вимикають *В1*;
- вимикають *ЛР1* і *ШР2*.

Після цього лінія живиться через ОСШ і *ОВ1* від першої секції. Суттєвим недоліком схеми з одною системою шин є необхідність вимкнення всіх кіл, приєднаних до даної секції, у випадку ремонту шинних роз'єднувачів або шин. Відмова *В* при КЗ в лінії або трансформаторі також призводить до вимкнення секції. Пошкодження або відмова в роботі *СВ* веде до відхилення обох секцій.

2) *Схема з двома робочими та ОСШ.* Для РУ 110-220 кВ і вище з великою кількістю приєднань використовується схема з двома робочими і третьою ОСШ і одним вимикачем на коло (рис. 5.14). Л1 і Т1 підключені до СШ1, Л2 і Т2 – до СШ2, тобто обидві СШ знаходяться в роботі і приєднання розподілені між ними приблизно рівномірно. Перемичка з роз'єднувачем Р увімкнена і обхідний вимикач є одночасно і шиноз'єднувальним (ШЗОВ). Якщо ШЗОВ треба використовувати в якості обхідного, то його треба вимкнути, розділивши таким чином робочі СШ, потім вимкнути Р перемички. Після чого ШЗОВ може бути використаний як обхідний.

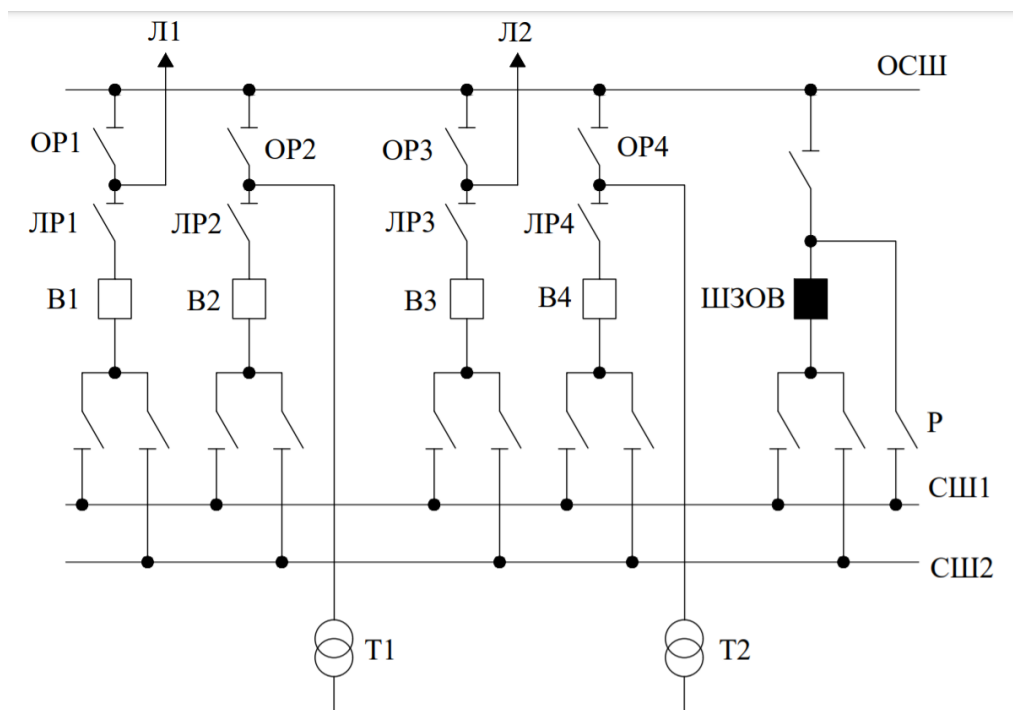


Рис. 5.14 Схема з двома робочими та ОСШ

При кількості приєднань 7 і більше і їх потужності 165 МВт і більше ОВ і ШЗВ в одному ШЗОВ не суміщаються, рис. 5.15.

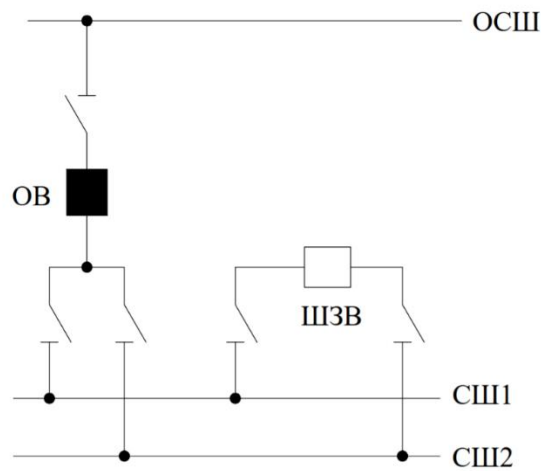


Рис. 5.15 Вигляд схеми при кількості приєднань 7 і більше

Деякого збільшення гнучкості і надійності можна досягнути секціонуванням робочих систем шин (рис.5.16).

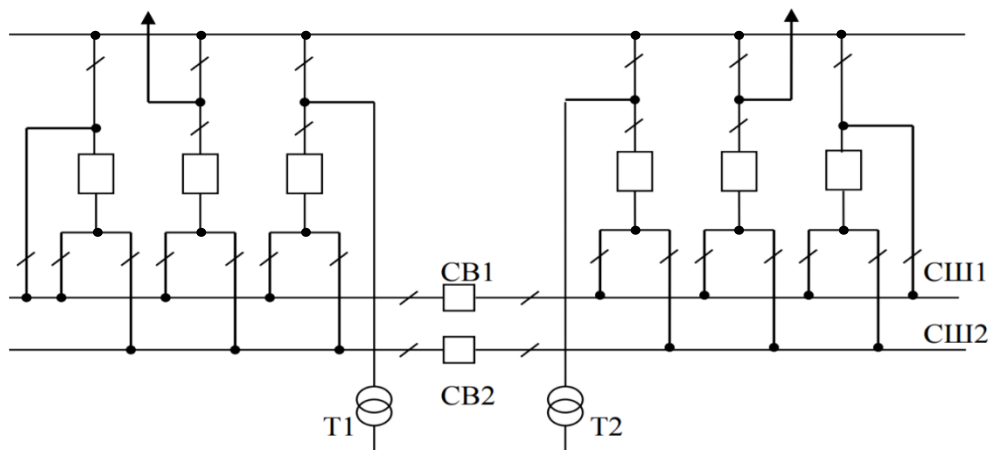


Рис. 5.16 Схема з секціонуванням робочих систем шин

3) *Схема з двома несекціонованими системами збірних шин (рис. 5.17).*

Схема з двома несекціонованими системами збірних шин і одним вимикачем на коло може застосовуватись при кількості приєднань 6-10. ШЗВ є нормально ввімкненим, обидві СШ під напругою. Джерела і ПЛ приблизно порівну розподіляються між системами шин. (т.з. фіксоване приєднання елементів). Перетік потужності через ШЗВ малий, і ШЗВ фактично виконує функції СВ. Для ремонту однієї з систем шин або будь-якого ШР всі приєднання переводять на другу, яка залишається в роботі, але надійність роботи РУ в такому випадку

значно зменшується.

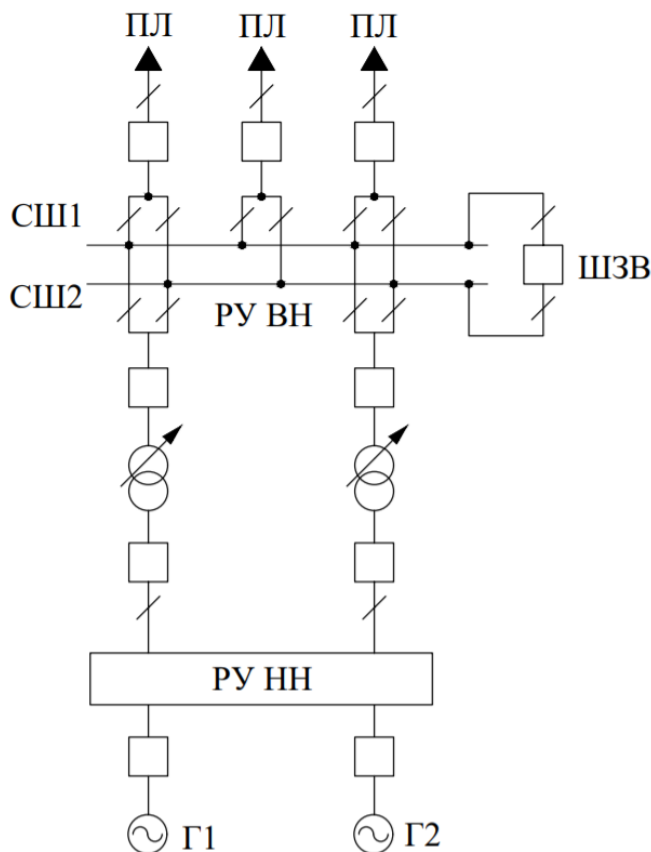


Рис. 5.17 Схема з двома несекціонованими системами збірних шин

5.4.3 Кільцеві схеми. Схеми багатокутників.

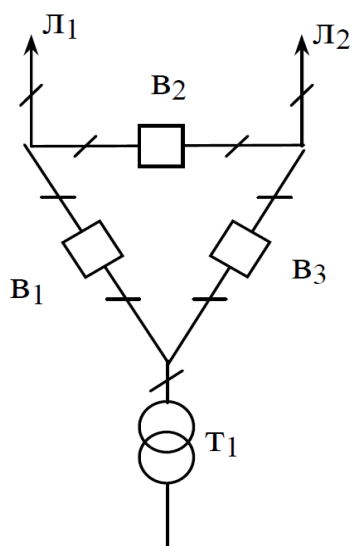


Рис. 5.18 Кільцева схема «трикутник»

У них вимикачі з'єднуються між собою, утворюючи кільце. Найпростішою кільцевою схемою є схема «трикутник» (рис.5.18). Кожне приєднання (лінія, трансформатор) включається двома сусідніми вимикачами. Приєднання кожного елемента через вимикач підвищує гнучкість схеми і надійність роботи (при цьому кількість вимикачів не перевищує числа приєднань – економність).

У кільцевих схемах ревізія будь-якого вимикача виконується без перерви роботи якого-небудь елемента. Так, для

ревізії В1 його відключають і роз'єднувачами від'єднують від частини, що залишилися під напругою. Все залишається в роботі, але схема стає менш надійною. Якщо, наприклад, при цьому КЗ на Л2, то відключається В2 і В3, тобто відбувається повне відключення всіх елементів. Те ж відбувається при КЗ на лінії і відмові одного вимикача. Таким чином, в кільцевих схемах надійність роботи вимикачів вища, ніж в інших схемах, оскільки їх можна випробовувати в період нормальної роботи.

У «квадраті» (чотирикутнику) (рис. 5.18) – ті ж переваги (ревізія будь-якого вимикача без відключення приєднань, надійність). Оскільки надійність при розмиканні кола знижується, то після вимикання приєднання, наприклад, релейним захистом, треба його ізолювати (наприклад, Л1 за допомогою Р1), а потім В1 і В2 увімкнути. Роз'єднувачі можуть бути забезпечені дистанційним приводом, що дозволяє автоматизувати схему. При виборі ТС, В і Р треба враховувати, що залежно від режиму роботи струм в апараті змінюється. Наприклад, для ревізії В1 струм у колі В2 подвоюється.

Широко застосовується також схема «шестикутник» (рис. 5.19). Має ті ж переваги, що і схема «квадрат». Застосовується на транзитних підстанціях.

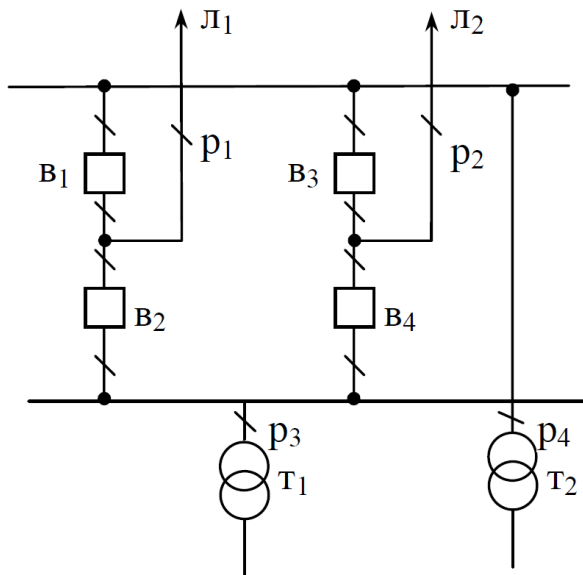


Рис. 5.18 Кільцева схема «квадрат»

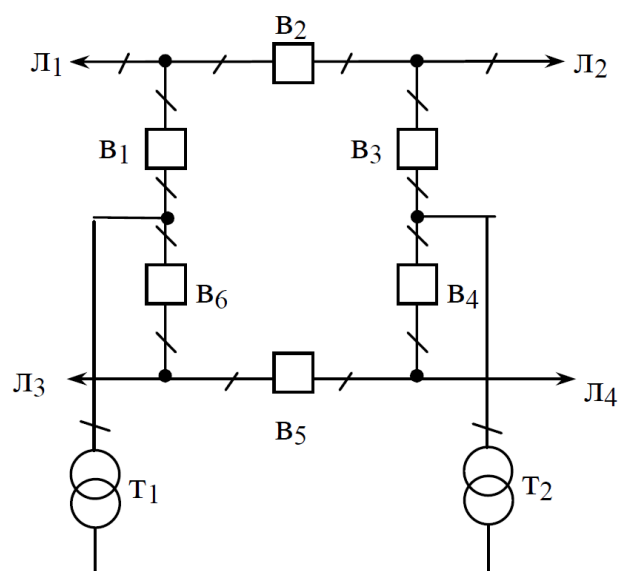


Рис. 5.19 Кільцева схема «шестикутник»

Найбільш слабкі місця - В2 і В5, оскільки їх пошкодження призводить до одночасного відключення Л1 і Л2. Якщо по цих лініях відбувається транзит потужності, то треба перевірити, чи не станеться при цьому порушення стійкості паралельної роботи ЕЕС. Ймовірність пошкодження В2 і В5 досить велика (1 раз в 12,5 років). Розвитком таких систем є так зв'язані кільця, які використовуються для великого числа приєднань і мають ті ж властивості.

5.4.4 Схеми містків.

Найпростіший «місток» виходить, якщо обхідний роз'єднувач (ОР) встановити на перемичці між сусідніми лініями (рис. 5.20). У «містку» можлива ревізія будь-якого лінійного вимикача без відключення приєднань. Вимикачі можуть ставитися з боку ВН або НН. Для того, щоб ревізія ОР перемички не викликала необхідності відключення обох ліній, послідовно вмикають другий ОР (рис. 5.21).

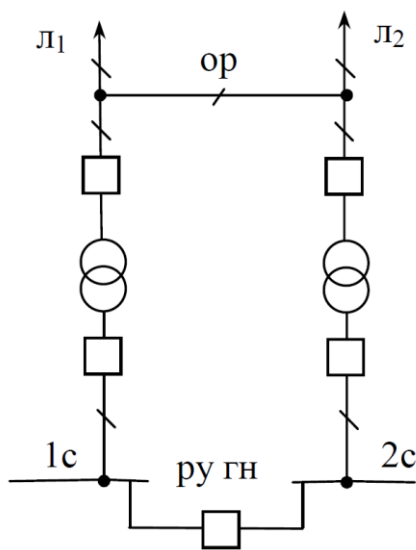


Рис. 5.20 Схема найпростішого «містка» з ОР у перемичці між сусідніми лініями

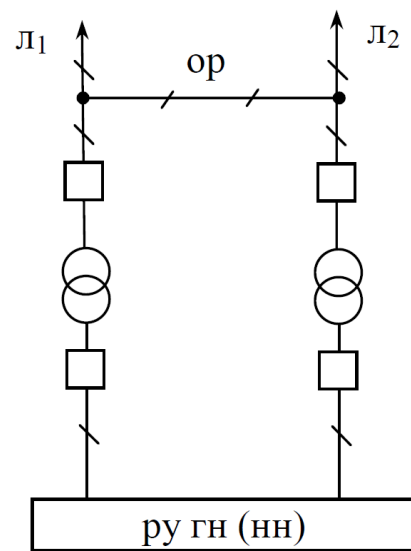


Рис. 5.21 Схема «містка» з послідовно розміщеними двома ОР у перемичці

Зручнішою є схема «місток» з трьома вимикачами (рис. 5.22). Застосовується для двотрансформаторних підстанцій з транзитною лінією або для невеликих двотрансформаторних електростанцій. Звідси сфера застосування: «місток» (і подвійний місток) як перша черга при будівництві нової станції або

при невеликій (2-3) кількості ліній, що відходять. Схема «подвійного містка» дозволяє мати зайве приєднання на ВН (рис. 5.23).

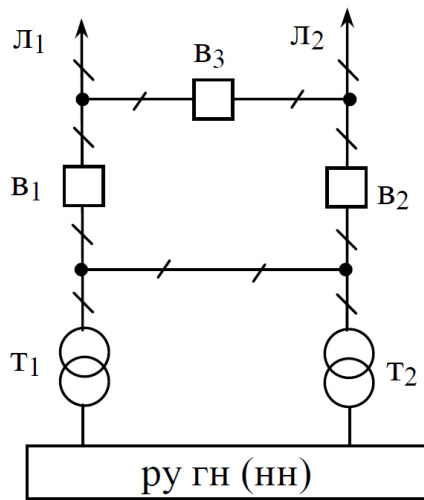


Рис. 5.22 Схема «місток» з трьома вимикачами

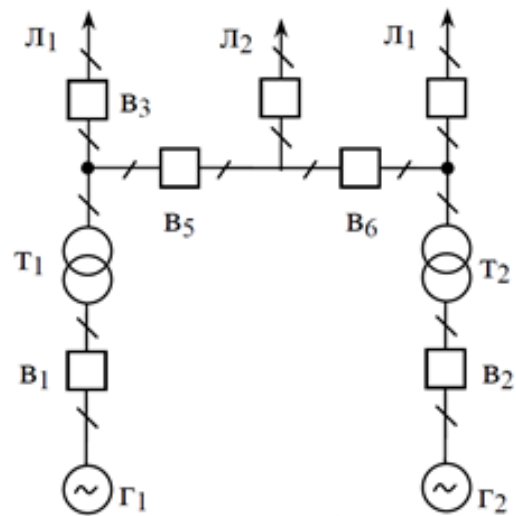


Рис. 5.23 Схема «подвійного містка»

5.4.5 Схема «3/2» (полуторна) та «3/4».

1) Схема «3/2» (рис. 8). Має дві системи шин і три вимикачі на два кола,

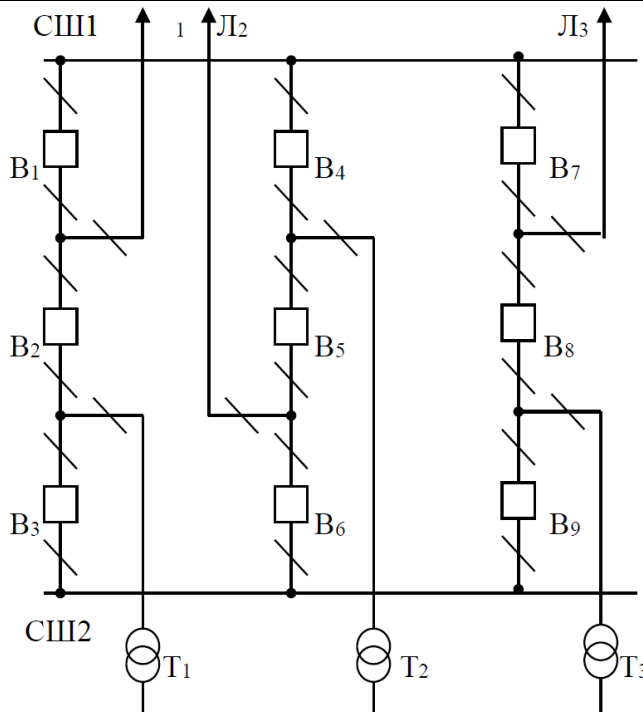


Рис.5.24 Схема 3/2

тобто 1,5 вимикача на коло. Застосовується на напругу 330-750 кВ при великій кількості приєднань. Кожне приєднання увімкнене через два вимикачі. Для вимкнення, напр., Л1, треба вимкнути В1 й В2. У нормальному режимі всі вимикачі вимкнені, обидві СШ під напругою. Для ревізії кожного В його вимикають і відокремлюють з обох боків роз'єднувачами. Кількість

операцій при цьому є мінімальною, роз'єднувачі виконують ремонтне

призначення - відділення виведеного вимикача від ділянок мережі під напругою. Експлуатаційні властивості близькі до властивостей «кілець».

Переваги схеми, що забезпечують її надійність:

- 1) при виконанні ревізії будь-якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі;
- 2) всі приєднання залишаються в роботі навіть при ушкодженні на СШ;
- 3) якщо кількість СГ і ліній однакова, то робота всіх приєднань зберігається навіть при вимкненні обох СШ;
- 4) схема дозволяє в робочому режимі без операцій роз'єднувачами робити випробування вимикачів (як у схемах «кілець»); виконання профілактичних робіт вчасно, підвищує надійність роботи встаткування;
- 5) ремонт СШ, чищення ізоляторів, ревізія ШР виконується без вимикання приєднань; всі кола продовжують працювати через СШ, що залишилась у роботі;
- 6) немає ШСВ.

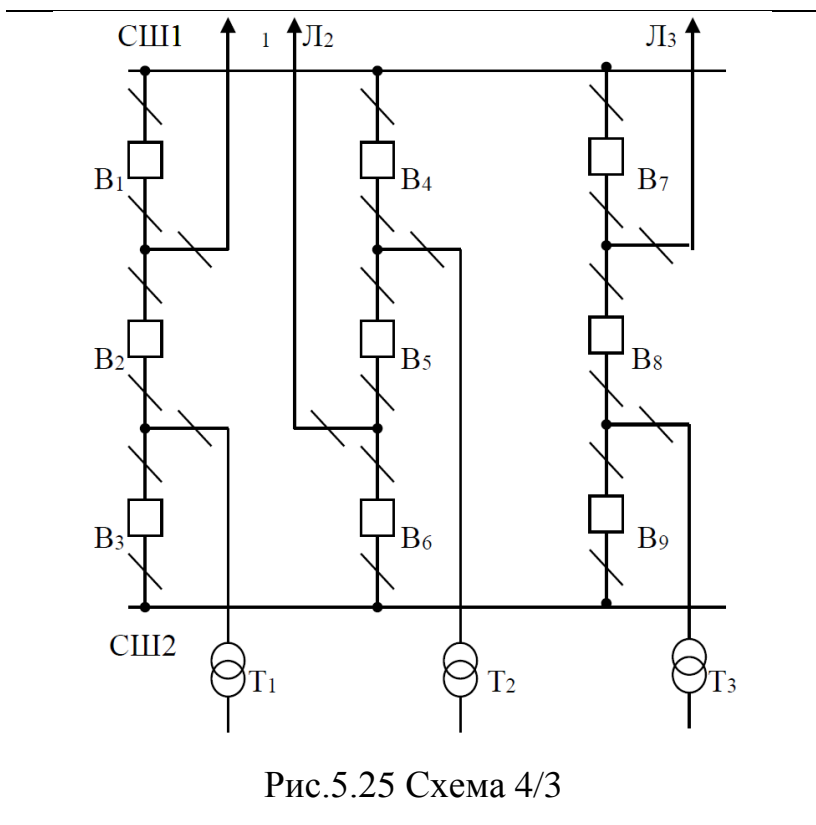
Для підвищення надійності схеми однойменні елементи приєднуються до СШ. При такому з'єднанні у разі ушкодження будь-якого елемента або СШ при одночасній відмові одного з вимикачів і ремонті вимикача іншого приєднання вимикається не більше однієї Л та одного Т. Наприклад, при КЗ на Л₁, ремонті В₅ і відмові В₁ вимикаються В₂, В₄, В₇ і крім Л₁ вимикається ще Т₂. Після вимкнення ушкодженого В₁ Л₁ може бути увімкнений В₂, а Т₂ за допомогою В₄.

Недоліки:

- 1) КЗ на лінії вимикається двома вимикачами, що збільшує кількість ревізій В;
- 2) зниження надійності схеми, якщо кількість ліній не відповідає кількості т-рів;
- 3) велика кількість ТС та ускладнення конструкції кіл релейного захисту і їх налаштування;

4) велика кількість вимикачів, зате немає ШСВ.

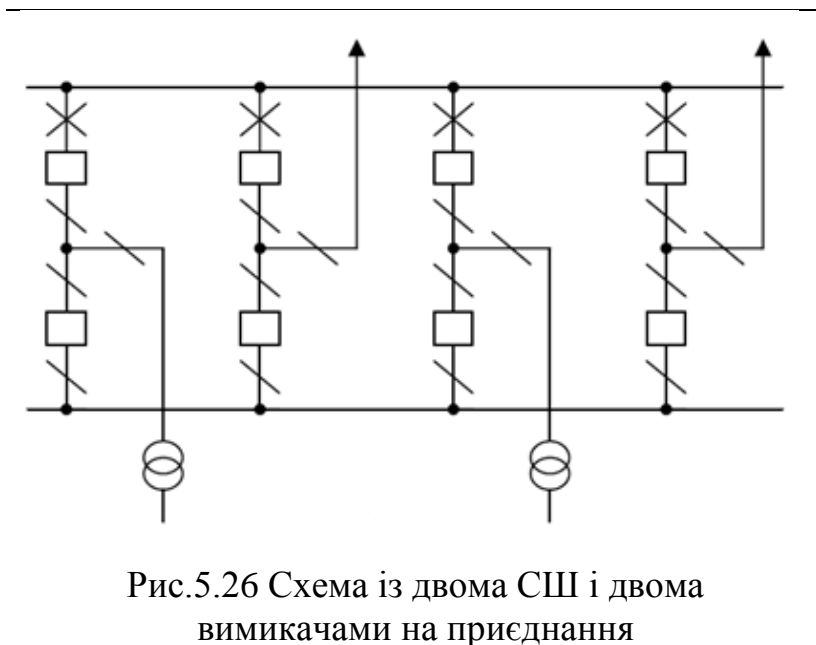
2) Схема «4/3» (рис.9). Подібна схемі «3/2», але є більш економічною, так



як має 4/3 вимикачі на приєднання. Має найкращі показники, якщо число ліній у два рази менше або більше числа трансформаторів.

Секціонування СШ як й у схемі «3/2» виконується вимикачем через п'ять кіл, але тут виходить п'ятнадцять приєднань, а в схемі «3/2» – десять.

3) Схема із двома СШ і двома вимикачами на приєднання.



Особливістю схеми з двома вимикачами на приєднання (рис. 5.26) є її висока надійність, а також велика вартість (не плутати зі схемами чотиритників)

5.5 Вибір трансформаторів в схемах електричних станцій

Відповідно до вимог норм технологічного проектування ТЕЦ, сумарна потужність трансформаторів зв'язку між РУ ГН і РУ ВН повинна

забезпечувати видачу в ЕЕС всієї активної і реактивної потужності станції за винятком навантаження власних потреб і місцевого навантаження (МН) на генераторній напрузі в період мінімуму навантаження (включаючи неробочі дні).

Кількість трансформаторів зв'язку вибирається урахуванням:

- 1) забезпечення видачі потужності при відмові одного з них;
- 2) електропостачання споживачів від ЕЕС за тих самих умов;
- 3) забезпечення стійкості паралельної роботи станції в ЕЕС.

Ці вимоги призводять до встановлення, як правило двох трансформаторів, що при 3-х і більше числі секцій на РУ ГН дозволяє, до того ж, створити симетричну схему й зменшити перетікання потужності між секціями при відключенні одного зі СГ.

Надлишкова потужність, видавана в ЕЕС, визначається за формулою

$$S_{\text{надл}} = \sqrt{(P_{\Sigma\Gamma} - P_{\Sigma\text{МН}} - P_{\Sigma\text{ВП}})^2 + (Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{\Sigma\text{МН}} - Q_{\Sigma\text{ВП}})^2}$$

де $P_{\Sigma\Gamma}$, $Q_{\Sigma\Gamma}$ – сумарна активна й реактивна потужність, що генерується на станції; $P_{\Sigma\text{МН}}$, $Q_{\Sigma\text{МН}}$ – сумарна потужність місцевого навантаження; $P_{\Sigma\text{ВП}}$ та $Q_{\Sigma\text{ВП}}$ – сумарна потужність ВП.

Значення надлишкової потужності змінюється залежно від режиму роботи СГ і графіка місцевого навантаження, відповідно $S_{\text{надл}}$ визначають для трьох характерних режимів:

- при мінімальному навантаженні

$$S_1 = \sqrt{(P_{\Sigma\Gamma} - P_{\text{МН min}} - P_{\text{ВП}})^2 + (Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{\text{МН min}} - Q_{\text{ВП}})^2};$$

- при максимальному навантаженні

$$S_2 = \sqrt{(P_{\Sigma\Gamma} - P_{\text{МН max}} - P_{\text{ВП}})^2 + (Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{\text{МН max}} - Q_{\text{ВП}})^2};$$

- аварійному режимі (при відключенні самого потужного СГ) і максимальному навантаженню споживачів

$$S_3 = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma} - P_{CG}^{\max} - P_{MH \max} - P_{ВП}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{CG}^{\max} - Q_{MH \max} - Q_{ВП}\right)^2}.$$

Умова вибору при установці двох трансформаторів має вигляд

$$1,4 S_m \geq S_1, S_2, S_3,$$

де коефіцієнт 1,4 враховує припустиме аварійне перевантаження трансформаторів.

Якщо РУ складається з однієї-двох секцій та S_3 невелика, то можна встановити один трансформатор зв'язку, потужність якого вибирається за умовою

$$S_m \geq S_1, S_2, S_3.$$

5.6 Головні схеми підстанцій.

До них ставлять ті ж вимоги за надійністю, економічністю, гнучкістю, ремонтпридатністю та безпекою. За розміщенням в ЕЕС підстанції ділять на чотири типи: тупикові, транзитні, відокремлювані й вузлові (рис. 5.27, 5.28).

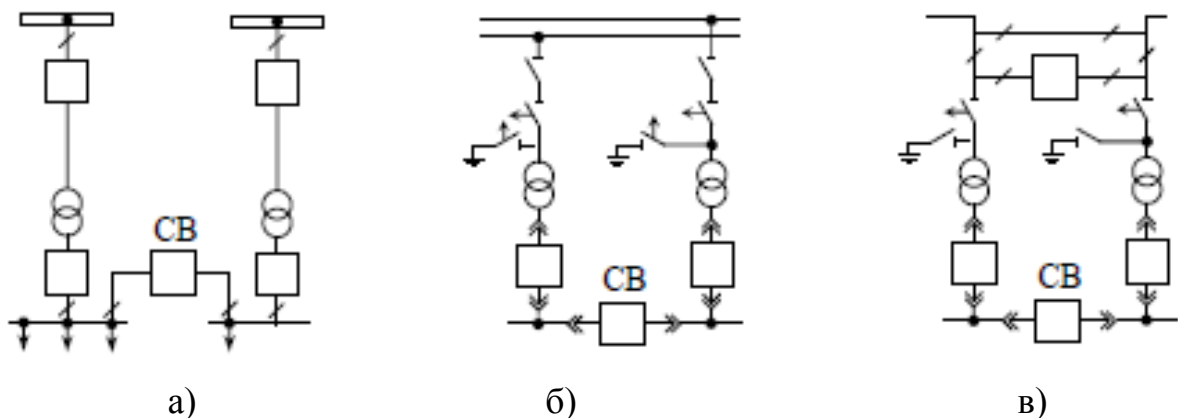


Рис. 5.27 Схеми підстанцій:

а – тупикова, б – відокремлювана, в – прохідна

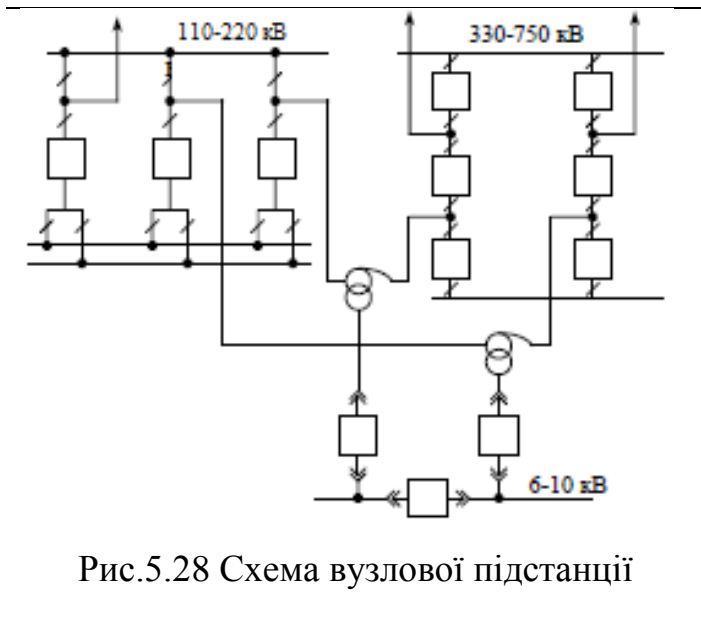
Тупикова підстанція одержує електроенергію від однієї електроустановки по одній або декількох паралельних лініях (рис.5.27а).

Відокремлювана підстанція приєднується відпайкою до однієї або декількох транзитних ЛЕП (рис.5.27б).

Прохідна (транзитна) підстанція підключається у розріз однієї або двох ліній (рис. 5.27в).

До *вузлової підстанції* приєднується більше двох ліній живильної мережі різної напруги (рис.2.28). За призначенням розрізняють *споживчі* й *системні*

підстанції. На шинах системних підстанцій здійснюється зв'язок окремих районів ЕЕС або різних ЕЕС. До вузлових системоутворюючих підстанцій ставляться вищі вимоги за надійністю. Це, як правило, підстанції із ВН 220-750 кВ, рис. 5.28.



В минулому часто тупикові й відокремлювальні підстанції часто виконувались за спрощеними схемами (без вимикачів з боку ВН).

Сучасні підстанції будуються тільки з вимикачами. На ВН транзитних й відокремлювальних підстанціях застосовуються схеми "містків" і "кілець".

Такі рішення забезпечують секціонування і відповідно збільшують надійність. Підстанції, при цьому, є двотрансформаторними, при розширенні підстанції, трансформатори заміняють на потужніші, не збільшуючи їхньої кількості. При числі приєднань на ВН більше шести може використовуватися одинарна секціонована система шин з ОСШ, при числі приєднань більше десяти – подвійна система шин з ОСШ. На нижчій напрузі рекомендується одинарна секціонована система шин з нормально вимкненим секційним вимикачем. Вимикач обладнаний апаратурою автоматичного увімкнення резерву (АВР), що спрацьовує при аваріях на одному із трансформаторів або при зниженні навантаження до значень, при якому для зменшення втрат потужності один трансформатор вимикають.

6. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

6.1 Основні вимоги

Для забезпечення виробництва електричної і теплової енергії потрібна велика кількість механізмів, приводом яких в більшості випадків є асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором. Для деяких робочих машин використовуються паротурбінний і синхронний привід.

На теплових електричних станціях енергія необхідна для приготування і транспортування палива, подачу живильної води і повітря в котел, виведення димових газів, охолодження конденсату тощо. На АЕС енергія використовується на примусову циркуляцію теплоносія через активну зону, загальною для всіх типів станцій є витрата на освітлення і вентиляцію приміщень, технічне водопостачання. На ГЕС – управління гідро- і електротехнічним обладнанням, обігрів гідротехнічного обладнання в зимовий час. Власне споживання ЕЕ залежить від типу електростанції, виду палива і способу його спалювання, наявності турбопривода.

Витрата електричної енергії на власні потреби

Тип установки	$P_{ВП\max} / P_{ест}, \%$
ТЕЦ – пилувугільна	8-14
газо-мазутна	5-7
КЕС – пилувугільна	6-8
газо-мазутна	3-5
АЕС – з газовим теплоносієм	5-14
з водним теплоносієм	5-8
ГЕС – малої і середньої потужності	2-3
великої потужності	0,5-1

Механізми ВП з електроприводом або турбоприводом, знижувальні трансформатори і розподільні установки, незалежні джерела, системи керування утворюють *систему власних потреб* електростанції. Електропостачання системи ВП здійснюється від генераторів станції і системи. Найбільш простою є схема з безпосереднім зв'язком системи ВП з мережею енергосистеми (рис. 6.1). Недоліком такої схеми є залежність напруги і частоти в ВП від режиму

енергосистеми.

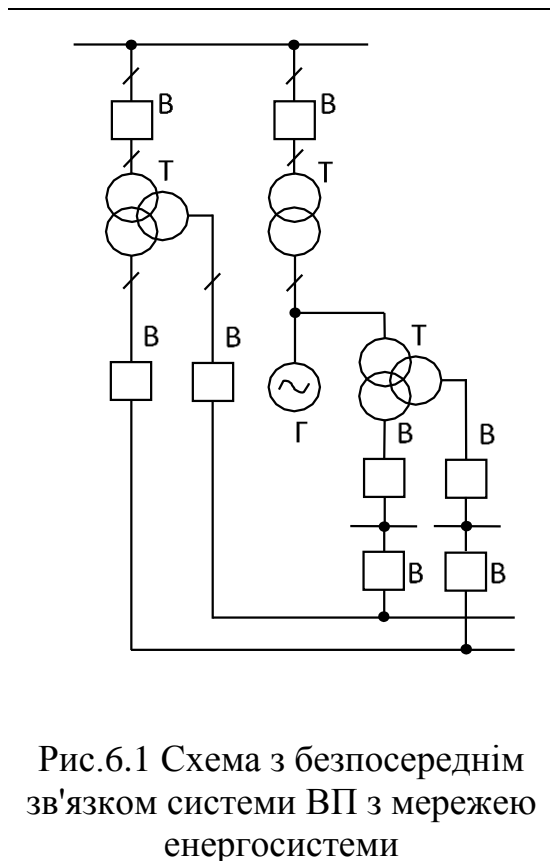


Рис.6.1 Схема з безпосереднім зв'язком системи ВП з мережею енергосистеми

Іншим варіантом може бути використання автономного джерела живлення: допоміжного генератора, що знаходиться на одному валу з основним або на валу допоміжної турбіни. Такі схеми значно підвищують вартість одиниці встановленої потужності, ускладнюють експлуатацію і є менш надійними ніж при електропостачанні через відпайку. Електропостачання від автономних джерел може бути корисним при аваріях як резервне джерело живлення.

Споживачі ВП відносяться до I категорії за надійністю живлення і потребують

постачання від двох незалежних джерел. Їх поділяють також на відповідальні і невідповідальні. Короткочасна зупинка відповідальних споживачів призводить до аварійного вимикання і розвантаження агрегатів станції. Короткочасна зупинка невідповідальних споживачів не призводить до негайної аварійної зупинки агрегатів.

У котельному відділенні відповідальними споживачами є: димососи, вентилятори дуття, живильники пилу. Невідповідальними – змивні і бачерні насоси, системи золо-, шлаковидалення, електрофільтри.

До відповідальних механізмів машинного відділення відносяться: живильні, циркуляційні, конденсатні насоси, маслонасоси турбіни і генераторів, маслонасоси системи ущільнення валу генератора. До невідповідальних – зливні насоси регенеративних підігрівачів, дренажні, на ТЕЦ – мережеві насоси.

На ТЕЦ, КЕС, АЕС вища напруга ВП як правило складає 6 кВ. На ТЕС з потужними агрегатами економічно виправданою може бути напруга 10 кВ.

Перешкодою до використання цієї напруги є вища вартість таких двигунів. На ГЕС основна частина механізмів живиться від мережі (0,4/0,22) кВ і лише окремі потужні механізми від мережі 6 кВ.

На підстанціях з потужністю навантаження до 170 кВт застосовують напругу 0,4 кВ, понад 170 кВт – напругу 6 або 10 кВ.

6.2 Джерела живлення ВП

Варіанти виконання джерел живлення на електричних станціях наведені на рисунку 6.2 а-г.

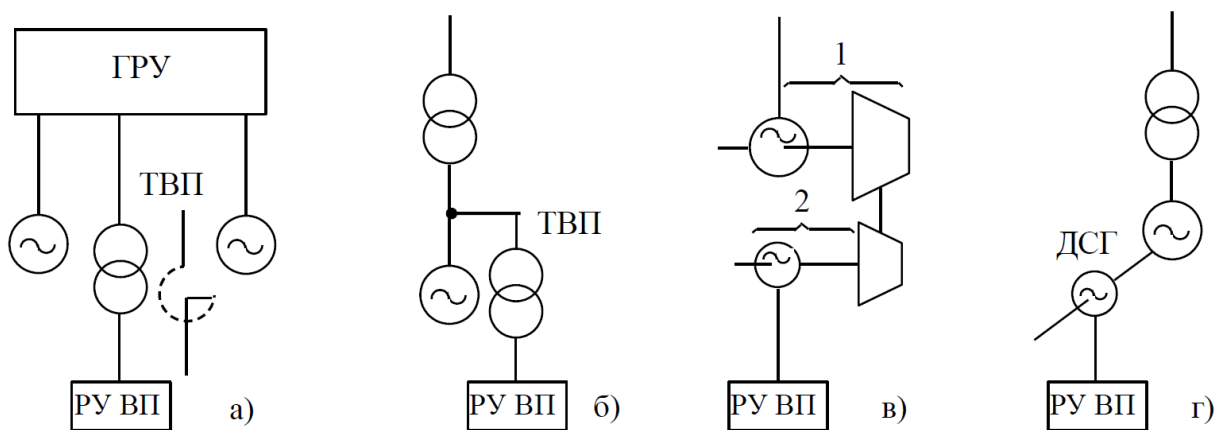


Рис.6.2 Структурні схеми робочого живлення власних потреб:
 а - від шин ГРУ; б – отпайкою від блоку; в – от допоміжного турбоагрегата; 1 – головний турбоагрегат; 2 – допоміжний турбоагрегат; г – від допоміжного генератора

1) Якщо на станції є ГРУ 6-10 кВ, то РУ ВП отримують живлення безпосередньо від шин ГРУ через трансформатори ВП (ТВП) або реактовані лінії, рис. 6.2а. Основним класом напруги в такій системі є 6 кВ для двигунів потужністю понад 200 кВт і 0,38/0,23 кВ для інших двигунів та освітлення. Застосування напруги 3 кВ (на старих станціях) не виправдало себе, тому що вартість двигунів номінальною напругою 3 кВ і 6 кВ не дуже відрізняється, а витрата кольорових металів і втрати ЕЕ у мережі 3 кВ є значно більшими у порівнянні з мережею 6 кВ.

2) Якщо СГ станції з'єднані в блоки, то живлення ВП здійснюється за допомогою отпайки від блоку, рис. 6.2б. Для обмеження струмів КЗ в системі ВП застосовують ТВП з підвищеною напругою КЗ або з розщепленими обмотками

НН (при значній потужності).

3) Значно зменшити струми КЗ в системі ВП можна, використовуючи для живлення ВП допоміжний агрегат, рис. 6.2в, пар для якого береться від відбору головної турбіни, а генератор не має електричного зв'язку з основним генератором станції. Але установка такої малої турбіни може виправдати себе в поєднанні зі схемою живлення ВП отпайки від блоку. При цьому частина ВП підключається до ТВП, а інша частина (у якій треба регулювати продуктивність механізмів) до допоміжного агрегату. При зниженні навантаження блоку зменшують частоту допоміжного генератора, чим забезпечується плавне регулювання продуктивності підключених механізмів (живильних, конденсатних, циркуляційних насосів, димососів, вентиляторів). Таке частотне групове регулювання дозволяє знизити витрати ЕЕ на ВП і виправдати установку допоміжного турбоагрегату.

4) Установка допоміжного генератора на одному валу з головним генератором вимагає менших капітальних витрат (рис. 6.2г). Застосовується на ГЕС і АЕС.

Розглянуті схеми не можуть забезпечити надійного живлення ВП, тому що при пошкодженнях в СГ, на шинах ГРУ або в тепломеханічній частини порушується живлення РУ ВП. Через це, крім робочих джерел ВП, передбачаються резервні джерела живлення. Ними можуть бути трансформатори, що приєднані до шин РУ ВН, які мають зв'язок з ЕЕС. При цьому навіть при вимкненні всіх СГ станції живлення ВП буде здійснюватися від ЕЕС.

У випадку співпадіння часу аварії на станції з аварією в ЕЕС для найбільш відповідальних споживачів, які забезпечують збереження обладнання в працездатному стані (масляні насоси мастила, тощо), передбачаються аварійні джерела живлення (акумуляторні батареї, дизель-генератори (ДГ), газотурбінні установки (ГТУ)). ДГ і ГТУ автоматично запускаються при зниженні частоти та напруги в ЕЕС і при певних їх значеннях, автоматично підключаються до шин ВП, при цьому живлення від ТВП відключається. Від пуску з холодного

стану до прийняття навантаження минає 2-3 хвилини.

Резервування може здійснюватися в явному вигляді і неявному. Явне резервування означає, що крім робочого джерела ВП є резервний. При неявному резервуванні робоче джерело одночасно є резервним для іншої групи споживачів ВП. При цьому його потужність завищується приблизно в 1,5 рази. Неявне резервування застосовується на ТЕЦ з ГРУ і генераторами малої потужності. При явному резервуванні на низку робочих ТВП передбачається один резервний, який вмикається автоматично на ту секцію ВП, від якої відключився робочий ТВП.

6.3 Особливості організації системи власних потреб на ГЕС та АЕС

Особливості організації системи власних потреб на ГЕС. Схеми ГЕС відрізняються від схем ВП ТЕС не дивлячись на те, що джерела енергії у них однакові: генератори і система. Відмінності викликані тим, що витрата електроенергії значно менша і відсутні потужні електродвигуни напругою 6кВ, доля загальностанційного навантаження більш ніж на ТЕС.

Використовуються два підходи:

- об'єднана система живлення агрегатних і загальностанційних навантажень;
- система окремого живлення.

Для ГЕС малої і середньої потужності ЕЕ розподіляється лише на напрузі 0,4кВ. В такому випадку загальне навантаження і агрегатне живиться від загальних робочих трансформаторів потужність яких зазвичай не перевищує 1000 кВА. На ГЕС з генераторною напругою не менше двох трансформаторів ВП підключається до шин ГРУ. Резерв може бути як явним так і в неявному вигляді. Секції ВП 0,4кВ мають бути забезпечені АВР.

На ГЕС середньої і великої потужності розподіл ЕЕ в системі ВП лише на напрузі 0,4кВ економічно недоцільний, тому вводять два класи напруги: 6..10 кВ і 0,4..0,22 кВ. РУ 6кВ виконується спільним для живлення агрегатного і загального навантаження. До нього підключаються потужні електродвигуни

номінальною напругою 6кВ.

Кількість робочих трансформаторів ВП може змінюватися в широких межах. Визначальною при виборі трансформаторів є значення гранично допустимого струму КЗ, що забезпечує успішність самозапуску двигунів ВП. Кількість трансформаторів для живлення загального навантаження має бути не менше двох. Головні робочі трансформатори підключаються у точки в яких постійно забезпечується напруга.

Особливості організації системи власних потреб на АЕС. Особливості виконання схем ВП АЕС пов'язані з технологічним циклом і типом ядерних реакторів.

Споживачі на АЕС ділять на три групи:

- споживачі, що вимагають підвищеної надійності електропостачання, перерва в їх живленні допускається не більше ніж на доли секунди, включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму від робочих і резервних трансформаторів ВП. Вони вимагають обов'язкового живлення після спрацювання аварійного захисту реактора;

- споживачі, що вимагають підвищеної надійності, але допускають перерви живлення на час, визначений умовами аварійного розхолодження (від десятків секунд до десятків хвилин);

- споживачі, що не вимагають підвищених вимог до надійності електропостачання. Допускають перерви живлення на час АВР і не вимагають обов'язкової наявності живлення після спрацювання АЗ реактора.

У режимі нормальної експлуатації для споживачів ВП I-III груп передбачається живлення від робочих трансформаторів ВП (ТВП), а у випадках їх відключення – від резервного ТВП, що з'єднаний з мережею енергосистеми. Схеми живлення споживачів ВП АЕС за нормальної експлуатації будуються по тих же принципах, що і схеми КЕС.

Для споживачів I і II груп в аварійному режимі передбачається електропостачання від спеціальних автономних джерел, що не зв'язані з мережею

енергосистеми.

Для споживачів I і II груп на АЕС створюються спеціальні мережі і агрегати надійного живлення. Як і в схемах живлення ВП ТЕС, на АЕС всіх типів основним джерелом живлення механізмів ВП є трансформатори, приєднані у вигляді відгалужень до виводу блоків генератор-трансформатор. При двох ТГ на реактор доцільним є їх об'єднання по електричній частині в межах одного реакторного блоку з установкою генераторних вимикачів.

На ТЕС за наявності вимикачів в колі генератора відгалуження зазвичай приєднують між вимикачем і трансформатором блоку з міркувань зменшення числа комутацій при пуску і зупинці. На АЕС можливе приєднання між генератором і вимикачем з метою використовувати енергію виходу ТГ при зупинці для живлення споживачів ВП.

Кількість секцій повинна бути не більше двох на реактор. На кожен секцію передбачається вхід від робочого і резервного джерела живлення. Потужність робочих трансформаторів обирається виходячи з потужності всього приєданого навантаження.

6.4 Самозапуск асинхронних двигунів.

При вимкненні робочого живлення власних потреб, короткочасних переривань живлення або різких знижень напруги на шинах власних потреб електродвигуни ВП гальмуються. Цей процес зниження швидкості їхнього обертання називається *вибігом*. Двигуни відповідальних механізмів власних потреб у цих випадках не відключають від мережі, і після відновлення живлення (наприклад, через резервний ТВП, рис.6.2 а) створюються умови їхнього розгону з тієї швидкості обертання, до якої вони загальмувалися при перерві живлення. Цей процес відбувається в умовах зниженої напруги $U_{м.з.}$ через більші втрати напруги ΔU у резервному ТВП внаслідок великих пускових струмів двигунів і називається самозапуском. Самозапуск відбувається без участі людини і є ефективним засобом усунення перебоїв у роботі відповідальних механізмів.

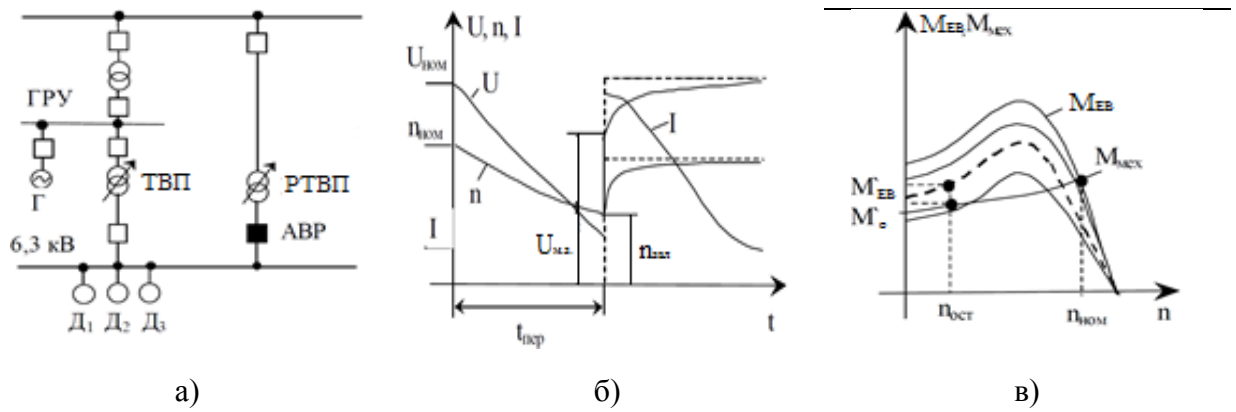


Рис. 6.3 Сутність процесу самозапуску:

а – схема підключення двигунів у системі ВП електричної станції; б – залежність напруги, частоти обертання і струму від часу в процесі самозапуску; в – механічні характеристики двигунів при самозапуску

Нехай у момент $t=0$ відбулося відключення робочого ТВП (рис. 6.3а). При цьому швидкість асинхронного двигуна, що залишився підключеним до шин власних потреб, спочатку зменшувалася (рис. 6.3б), напруга на шинах не впала до нуля, а за рахунок підживлення від двигуна, що гальмується, теж почала знижуватися, але більш різко в порівнянні зі швидкістю. Через час, що дорівнює перерві живлення $t_{пер}$, за допомогою АВР на вимикачі РТВП подається живлення на шини власних потреб. Нехай до цього моменту двигун загальмувався до залишкової швидкості $n_{зал}$. Через великий пусковий струм втрати напруги у колі РТВП досить значні ($\Delta U = I_{пуск} x_{пртвп}$) й напруга на шинах власних потреб $U_{м.з.} = U_{ном} - \Delta U$ істотно нижче номінальної, так що самозапуск протікає при зниженій напрузі, тобто в тяжких умовах. Про самозапуск є сенс говорити тільки в тому випадку, якщо обертаючий момент, що розвиває двигун $M_{дв}$, більше моменту опору M_o , що створює робочий механізм. На рис. 6.3в, наведене сімейство залежностей $M_{дв} = f(n)$, для різних напруг живлення на шинах власних потреб. Верхня крива відповідає номінальній напрузі $U_{ном}$, інші криві – більш низьким напругам.

Нехай пунктирна крива відповідає напрузі самозапуску $U_{с.з.}$ у момент відновлення живлення; залишкова швидкість двигуна $n_{зал}$ визначає величину обертаючого моменту двигуна $M_{ев}$ і моменту опору M_o для цього моменту часу.

Очевидно, що для розгону двигуна повинна виконуватися умова $\Delta M_{дв} = M_{ев} - M_0 > 0$, що є необхідною умовою самозапуску.

Достатньою умовою самозапуску, при якому він вважається успішним, є задовільний час самозапуску $t_{c.з.}$, який повинен бути менше припустимого $t_{доп.}$: $t_{c.з.} \leq t_{доп.}$. Для станцій середнього тиску з поперечними зв'язками по воді й парі $t_{доп.} \approx 30-35$ с і визначається умовою нагрівання двигунів. Для блоків високого й надкритичного тиску $t_{доп.} \approx 10-12$ с і визначається скороченням технологічного процесу котла при припиненні подачі живильної води. Для атомних станцій цей час складає 1-2 с, тому що, навіть при короткочасному припиненні циркуляції теплоносія через активну зону, реактор відключається аварійним захистом.

Успіх самозапуску залежить від часу перерви живлення $t_{пер.}$, параметрів живильних трансформаторів, реакторів і кабельних ліній, потужності двигунів, що беруть участь у самозапуску, механічних характеристик механізмів тощо. При короткочасних порушеннях електропостачання власних потреб використання самозапуску забезпечує усталену роботу технологічного встаткування станції й звичайно не вносить обмежень щодо навантаження СГ. Найбільш ефективним засобом забезпечення успішного самозапуску є зменшення часу перерви живлення, що забезпечується раціональним призначенням уставок РЗ і системної автоматики

$$t_{пер.} = t_{ВП.У} + t_{рз} + t_{АВР}.$$

В залежності від того, яким захистом відбулося відключення, перерва живлення складає 0,7...3...3,5 с. Виходячи із цього, за розрахунковий час $t_{пер.}$ приймають паузу 2,5 с, що складається із часу зниження напруги до уставки спрацьовування захисту мінімальної напруги $t_{ВП.У}$, власного часу спрацьовування РЗ $t_{рз}$ і часу дії АВР $t_{АВР}$. В експлуатації найбільше число випадків самозапуску відбуваються при паузі 0,4...0,7 с.

Вибіг групи електрично зв'язаних різнотипних агрегатів відрізняється від їхнього індивідуального вибігу. Якщо пауза має місце через відключення

джерела власних потреб, то $U_{зал}$ на шинах власних потреб забезпечується двигунами, що перейшли в генераторний режим. У режимі генерації працюють двигуни агрегатів з більшими постійними часу, а двигуни агрегатів з меншими постійними часу живляться від них. Швидкість загасання $U_{зал}$ є набагато більшою швидкості зниження n . Приблизно через $2c - U_{зал}$ падає до нуля, після чого відбувається незалежний індивідуальний вибіг.

Якщо пауза через коротке замикання на шинах ВП або поблизу їх, то вибіг двигунів відбувається незалежно, але через те що вони підживлюють місце короткого замикання, їх швидкість є небагато меншою. Синхронні двигуни при $t_{nep} > 0,5$ зі звичайного переходять в асинхронний режим, і для їх успішної синхронізації після досягнення підсинхронної швидкості обертання потрібні: 1) форсування збудження; 2) у деяких випадках зменшення навантаження на валу.

6.5 Установки постійного струму (УПТ).

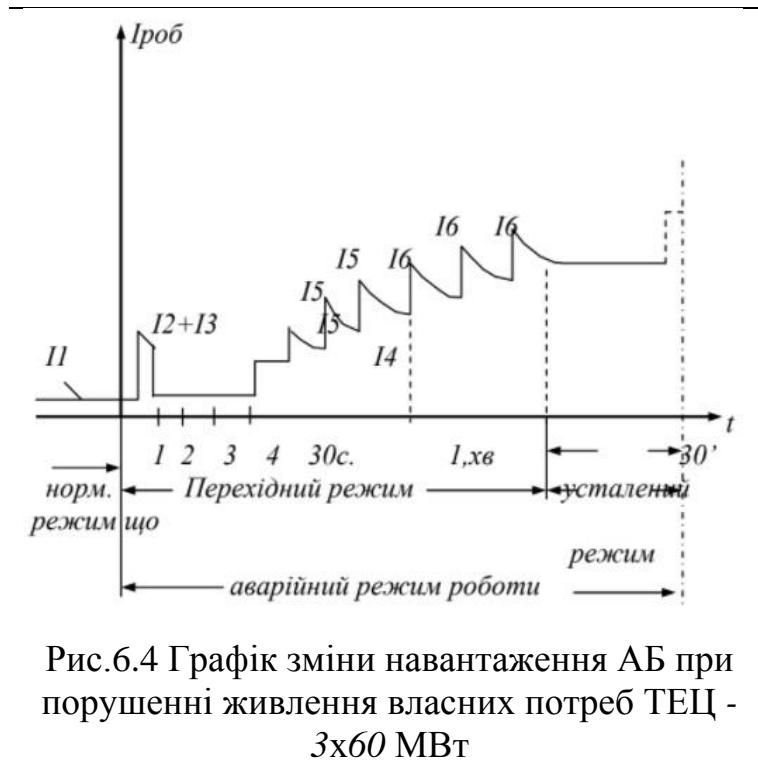
На електричних станціях і потужних підстанціях є УПТ із акумуляторною батареєю (АБ) для живлення кіл керування, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення й для електропостачання найбільш відповідальних споживачів власних потреб, що забезпечують збереження основного встаткування при аваріях (маслонасоси ущільнення вала й змащення, ряду систем регулювання турбогенераторів).

Споживачі, що живляться від АБ діляться на 3 групи:

1. Постійно включене навантаження: пристрої керування, блокування, сигналізації, релейного захисту (РЗ) і постійно включена частина аварійного освітлення.
2. Тимчасове навантаження, що з'являється при зникненні змінного струму при аварії: аварійне освітлення, електродвигуни постійного струму.
3. Короткочасне навантаження – тривалість не більше 5 с. Створюється струмами вмикання й вимикання приводів вимикачів й автоматичних вимикачів, пусковими струмами електродвигунів і струмами навантаження

вторинних пристроїв, які короткочасно обтікаються струмом.

Показати роботу цих різних споживачів можна на графіку зміни навантаження АБ при порушенні живлення власних потреб ТЕЦ - 3х60 МВт, (рис. 6.4).



Після зникнення змінного струму в першу секунду відбувається увімкнення резервного ТВП, тому АБ отримує поштовх струму I_2 , що споживається електромагнітним приводом вимикача, і струму I_3 від увімкнення резервного перетворювального агрегату для пристроїв зв'язку. Через 4 с вмикається аварійне освітлення I_4 . Якщо

живлення ВП не відновиться, то на 30-ї секунді починають вмикатися маслонасоси ущільнень валів ТГ (I_5), потім маслонасоси змащення (I_6).

Основною характеристикою є ємність акумулятора – це кількість електроенергії в ампер-годинах, яке можна одержати від акумулятора при розряді від 2,05 В до 1,75 В. Ємність залежить від часу розряду, тому виконується для 10^{ти} кратного розряду й указується номером від 1 до 148. Номер акумулятора вказує, у скільки разів його ємність більше ємності 1-го номера.

Розряд відбувається при замиканні АБ на навантаження (рис.6.5). Зарядження виконується від зарядного пристрою – джерела постійного струму. При цьому до акумулятора підводить напруга більше, ніж його ЕРС.

Найбільше поширення одержав спосіб експлуатації АБ з постійним підзарядом. При цьому підзарядний агрегат (ПЗА) живить споживачів постійного струму (у нормальному режимі) і забезпечує підзаряд частини АБ,

підключеної до СШ ± 220 В, компенсуючи її саморозряд(рис.6.6).

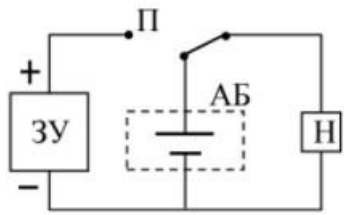


Рис.6.5 Принципова схема підключення акумулятора

ПЗА працює постійно, маючи стале навантаження, що підключене до СШ, а АБ приймає на себе поштовхове навантаження.

На електричних станціях потужністю до 200 МВт встановлюється 1 АБ, при потужності більше 200 МВт – 2. На два блоки з потужністю менше або рівної 100 МВт встановлюється – 1 АБ. На кожен блок 300 МВт встановлюється – 1 АБ плюс 1 резервна.

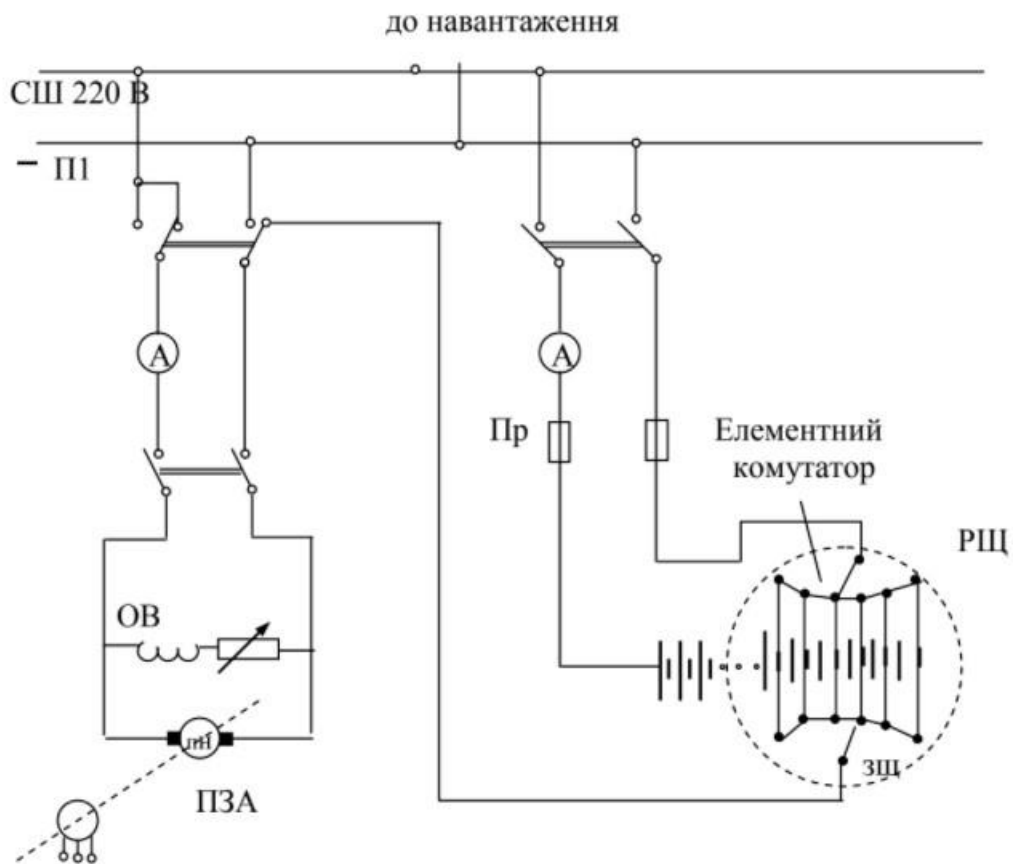


Рис.6.6 Принципова схема підключення ПЗА

Розподіл постійного струму. Здійснюється централізовано, за допомогою щита постійного струму, на панелях якого встановлюються прилади й апарати контролю та керування джерелами постійного струму, а також збірні шинки, до яких приєднуються ці джерела й кабелі, що ведуть до споживачів.

Для підвищення зальної надійності складної розгалуженої розподільної

мережі постійного струму її розділяють на окремі незалежні складові, що утворюють споживачі різного призначення та мають самостійний захист плавкими запобіжниками або автоматичними вимикачами. Звичайно окремі мережі споруджують для:

- кіл керування;
- РЗ та А;
- сигналізації;
- електромагнітів вмикання приводів В.

На рис.6.7 наведений приклад схеми живлення електромагнітів вмикання приводів вимикачів у ЗРУ-6,3 кВ.

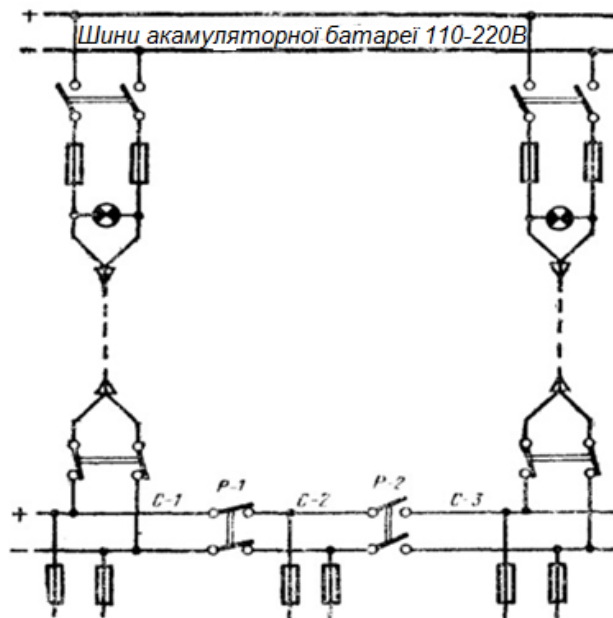


Рис. 6.7 Схема живлення електромагнітів вмикання приводів вимикачів

6.6 Установки оперативного змінного й випрямленого струму.

Змінний оперативний струм застосовується на підстанціях з напругою 35-220 кВ без вимикачів ВН. На підстанціях з оперативним постійним струмом змінний оперативний струм застосовується на панелях щитів ВП, а також компресорних, насосних й інших допоміжних пристроях.

Змінний оперативний струм застосовується на ТЕС й АЕС у системі ВП 0,4 кВ, крім кіл керування автоматичних вимикачів на вводах робочого й резервного живлення, а також у схемах керування роз'єднувачами й на місцевих

ЩУ.

Випрямлений оперативний струм застосовується на підстанціях 110 кВ із одним-двома вимикачами ВН і на підстанціях 35 кВ із вимикачами ВН. На ТЕС й АЕС випрямлений струм застосовується для керування автоматичними вимикачами уведень 0,4 кВ РУ ВП, що віддалені від головного корпусу, для блокування роз'єднувачів, технологічної сигналізації на блокових, групових і резервних ЩУ.

До особливої групи споживачів оперативного змінного струму ставляться пристрої контролю й автоматичного регулювання енергоблоку, а також аварійний захист ядерного реактора на АЕС.

Джерелами живлення змінним оперативним струмом є трансформатори струму, напруги й ВП. Для захисту від КЗ найбільш надійним джерелом оперативного струму є трансформатори струму, тому що при протіканні струму КЗ, вторинний струм ТС забезпечує надійне відключення вимикача. Трансформатори напруги використовуються для живлення зарядних пристроїв і блоків живлення, для релейного захисту від однофазних замикань на землю в мережі з незаземленою нейтраллю.

На сьогодні найбільш широкого застосування релейна апаратура й приводи на оперативному змінному струмі, знаходять на підстанції з робочою напругою електроустановок 3-110 кВ. Іншим джерелом оперативного змінного струму на цих підстанціях є трансформатори ВП. Використається силова мережа вторинної напруги ВП (фазна 220 В). Живлення здійснюється централізовано: для групи або всіх приєднань даного об'єкта, забезпечується резервування від різних джерел (рис. 6.8).

Оперативні шинки одержують живлення через стабілізатори напруги 1 від двох секцій ВП 220 В. Резервування живлення здійснюється автоматичним пристроєм 2. Шинки керування (ШК) і сигналізації (ШС) дублюються для підвищення надійності. Для відключення приводів установлений зарядний пристрій 5 з випрямлячами й конденсаторами. Контроль ізоляції здійснюється

пристроєм 3.

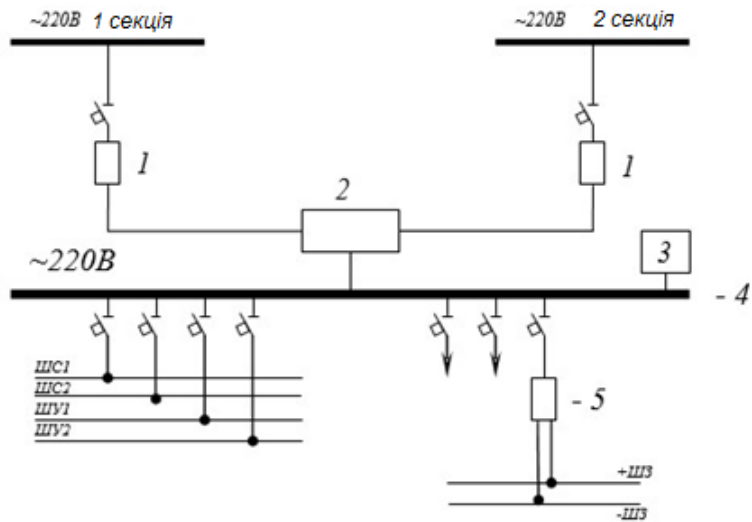


Рис. 6.8 Принципова схема реалізації системи змінного струму у мережі вторинної напруги ВП

Випрямлений оперативний струм дозволяє застосувати більш надійні схеми й апаратури постійного струму й приводи з більше простою кінематикою. Для одержання випрямленого струму застосовують силові випрямлячі для живлення електромагнітів вмикання приводів вимикачів; зарядні пристрої, запасена енергія яких використовується для живлення різних апаратів навіть при зникненні напруги; блоки живлення, що підключають на ТС, ТН та ВП, для живлення вторинних кіл.

Блоки живлення широко застосовують у схемах релейного захисту. Якщо випрямлений струм необхідний для керування електромагнітними приводами, тоді застосовуються випрямлячі замість блоків живлення, що виконані по трифазній мостовій схемі.

В електроустановках зі змінним оперативним струмом звичайно встановлюються вимикачі із пружинними приводами для керування якими використовуються зарядні пристрої. Принцип їхньої роботи полягає в тім, що в нормальному режимі роботи через випрямний пристрій заряджаються конденсатори до 400 В, а в момент вмикання або вимикання відповідний конденсатор розряджається на керуючий електромагніт.

Зарядні пристрої застосовуються також для живлення електромагнітів вмикання вимикачів із приводами типу ПЭ й ПС і для керування контакторами вмикання. Комбіноване живлення оперативних кіл від блоків живлення, зарядних пристроїв і випрямлячів забезпечує високу надійність схем релейного захисту, автоматики, керування, сигналізації й блокування.

6.7 Режими роботи нейтралі в електроустановках.

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

Мережі розподіляють на чотири групи:

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

Мережі з ефективно-заземленими нейтралями застосовують в мережах з напругою вище 1 кВ. У них коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4. Коефіцієнтом замикання на землю називають відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою й землею у місці замикання на землю ушкодженої фази до різниці потенціалів між фазою й землею до замикання.

Відповідно до рекомендацій МЕК до ефективно-заземлених мереж відносять мережі високої й надвисокої напруги, нейтралі яких з'єднані із землею безпосередньо або через невеликий активний опір. Це мережі 110 кВ і вище. До четвертої групи відносять мережі напругою 220, 380 й 660 В.

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

У нормальному режимі напруги фаз відносно землі U_a , U_b , U_c симетричні

й дорівнюють фазній напрузі. Ємнісні (зарядні) струми фаз відносно землі $I_{Coa}, I_{Cob}, I_{Coc}$ також симетричні й рівні між собою (рис. 6.9). Ємнісний струм фази $I_{Co} = U_{\phi} * C$, де C – ємність відносно землі.

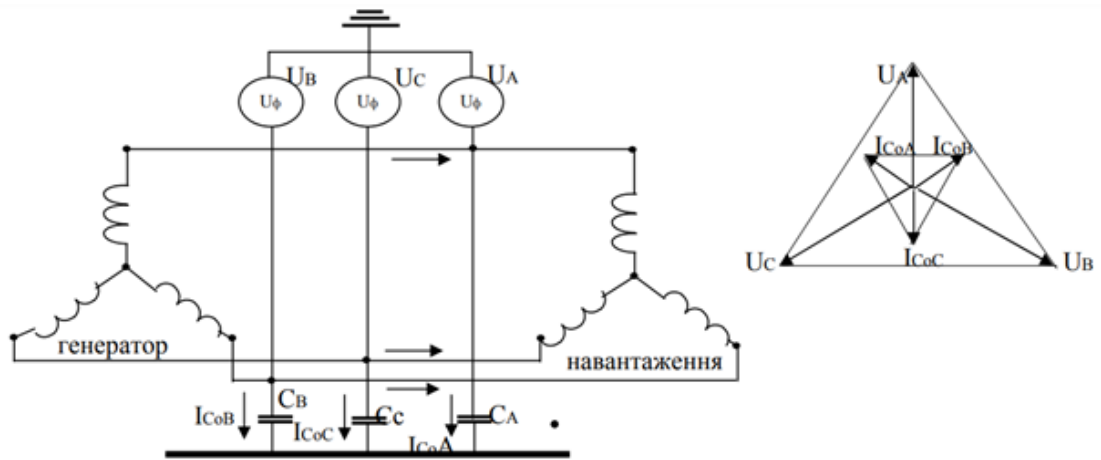


Рис. 6.9 Заступна схема та векторна діаграма мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі

Геометрична сума ємнісних струмів дорівнює нулю. Ємнісний струм в одній фазі мережі з незаземленою нейтраллю не перевищує декількох ампер. У випадку металевого замикання на землю в одному місці, напруги неушкоджених фаз відносно землі зростають в 1,73 рази і стають рівними міжфазній (лінійній) напрузі (рис. 2), $U_{b'} = U_{ba}$, $U_{c'} = U_{ca}$.

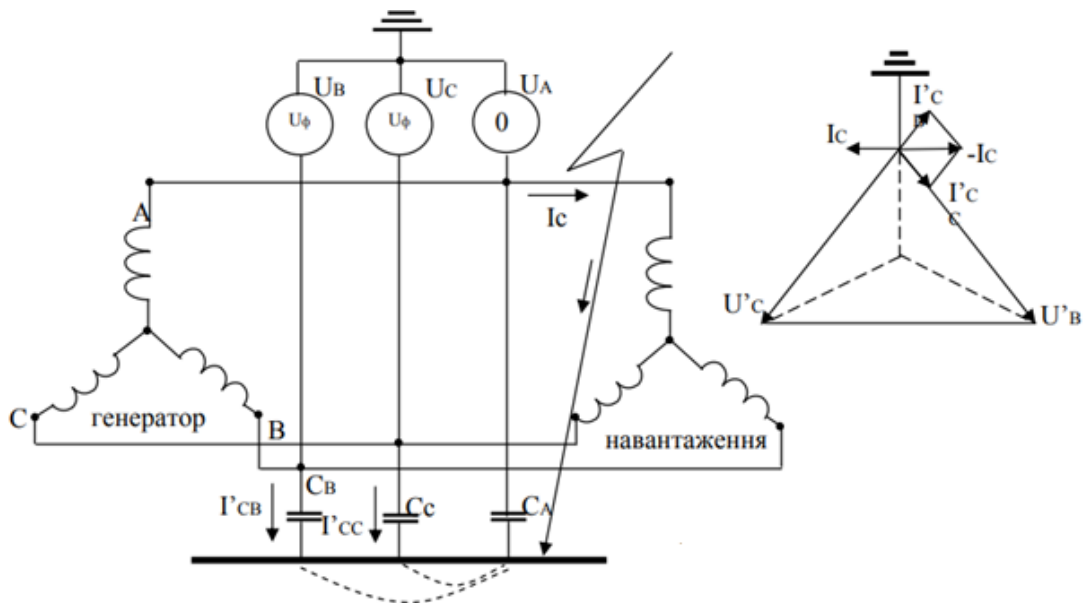


Рис. 6.10 Заступна схема та векторна діаграма мережі з ізольованою нейтраллю в режимі однофазного замикання на землю

Ємнісні струми неушкоджених фаз В та С також збільшуються відповідно до збільшення напруги в 1,73 рази. Струм на землю фази А, що обумовлений її ємністю, буде дорівнювати нулю.

$$I_c = 3I_{c0} = 3U_{\phi} * C$$

Для струму в місці ушкодження $I_c = -(I_{cb} + I_{cc})$, тобто геометрична сума векторів ємнісних струмів неушкоджених фаз, визначає вектор струму в місці ушкодження. Струм I_{c0} є в три рази більшим, ніж ємнісний струм фази в нормальному режимі:

Приблизно струм I_c , [А] можна визначити за наступними формулами :
для повітряних мереж

$$I = U * l / 350$$

для кабельних мереж

$$I = U * l / 10 \quad U - \text{кВ}, l - \text{км}.$$

У випадку замикання на землю через перехідний опір напруга ушкодженої фази відносно землі буде більше нуля, але менше фазного значення. Меншим буде й струм замикання на землю. При однофазних замиканнях на землю в мережах з незаземленою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюються, тому споживачі, що увімкнені на лінійну напругу, продовжують нормально працювати. Так як напруга неушкоджених фаз відносно землі збільшується в 1,73 рази, ізоляція повинна бути розрахована на лінійну напругу. Це обмежує область застосування режиму напругою 35 кВ і нижче, де вартість ізоляції не є визначальною. При роботі із замкнутої на землю фазою стає більше ймовірним ушкодження іншої фази й виникнення міжфазного КЗ через землю. Друга точка може з'явитися на іншій ділянці електрично зв'язаної мережі. Вимикання торкнеться кілька ділянок.

У мережах з незаземленою нейтраллю обов'язково передбачають сигнальні пристрої. Схема такого пристрою, зображена на рис. 6.11. Припустима тривалість роботи в такому режимі (із ПТЕ) складає не більше 2-х годин.

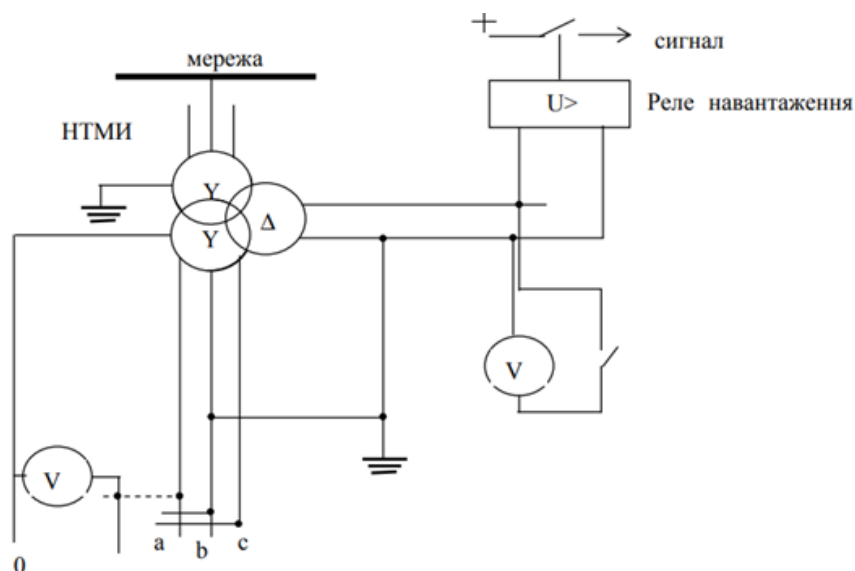


Рис. 6.11 Схема підключення реле контролю напруги у мережі з ізолюваною нейтраллю

Більш небезпечним є однофазне замикання через дугу, тому що дуга може зашкодити ізоляції устаткування та спричинити дво- або трифазне замикання.

Найнебезпечніша так звана "нестійка дуга", що супроводжується перенапругою до 3,5 Uф. Така дуга найбільш імовірна при струмі замикання більше 5-10 А, причому небезпека дугових перенапруг зростає зі збільшенням напруги мережі.

Припустимі значення струму згідно ПУЕ не повинні перевищувати замикання на землю:

Напруга мережі [кВ]	3-6	10	15-20	35
Ємнісний струм [А]	30	20	15	10

У даних схемах "генератор-трансформатор" на генераторній напрузі струм не повинен перевищувати 5А.

Трифазні мережі з резонансно-заземленими (компенсованими) нейтраллями. У разі перевищення вставлених значень ємнісних струмів, в мережах 3-35 кВ застосовується заземлення нейтралей через дугогасні реактори, рис. 6.12.

У нормальному режимі струм через реактор практично дорівнює нулю. При замиканні на землю однієї фази, реактор опиняється під фазною напругою

– збільшення контуру заземлення.

Для зменшення струмів замикання у мережах 110-220 кВ застосовують часткове заземлення нейтралей. Для цих же цілей застосовують активний опір, що увімкнений в нейтраль.

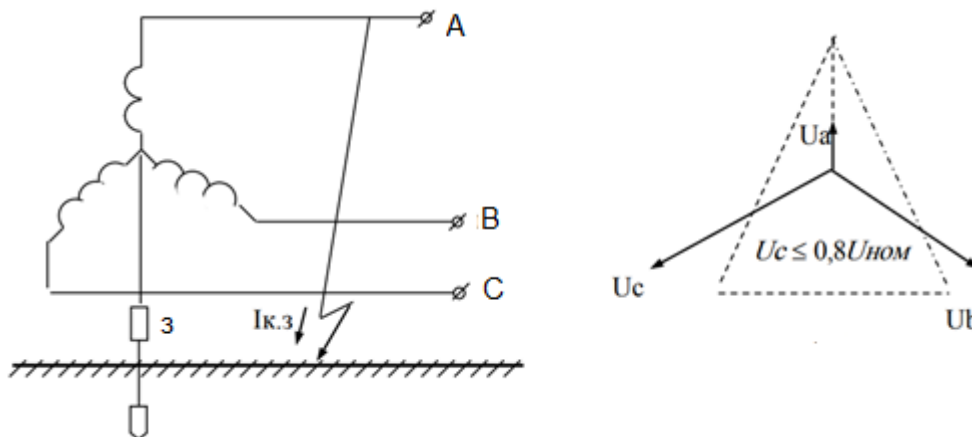


Рис. 6.13 Заступна схема та векторна діаграма мережі з заземленою нейтраллю в режимі однофазного короткого замикання

Мережі із глухозаземленими нейтраллями. Такі мережі застосовуються на класі напруги до 1кВ, для одночасного живлення трифазних й однофазних навантажень (рис. 6.14).

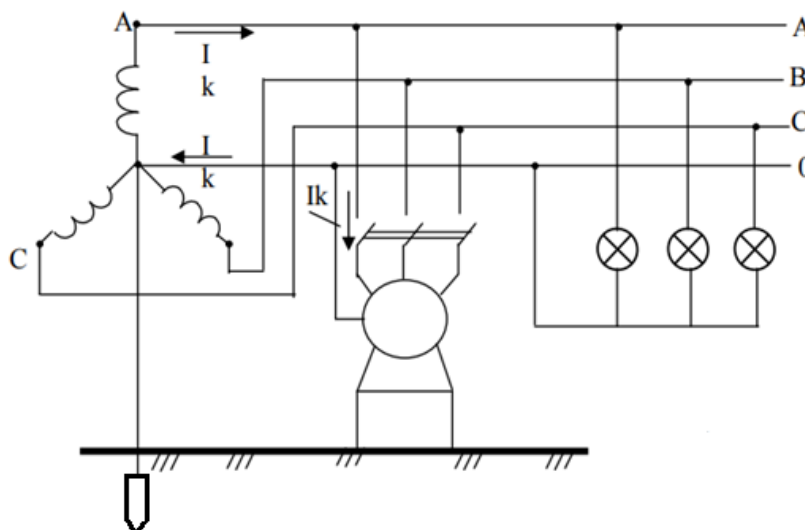


Рис. 6.14 Заступна схема та векторна діаграма мережі з глухозаземленою нейтраллю

В таких мережах нейтраль трансформатора або генератора приєднується до заземлювача безпосередньо або через малий опір (ТС). Для фіксації фазної

напруги при наявності однофазних навантажень застосовують нульовий провідник, що виконує також функцію занулення, тобто до нього приєднують металеві частини електроустановок, що нормально не перебувають під напругою. При наявності занулення, пробій на корпус спричинить однофазне КЗ і спрацьовування РЗ. Розрив нульового провідника спричиняє перекося фазної напруги, тому необхідне роздільне виконання нульового захисного й нульового робочого провідників.

6.8 Дистанційне керування вимикачами

Система дистанційного керування й контролю в електричній частині станцій та підстанцій містить в собі:

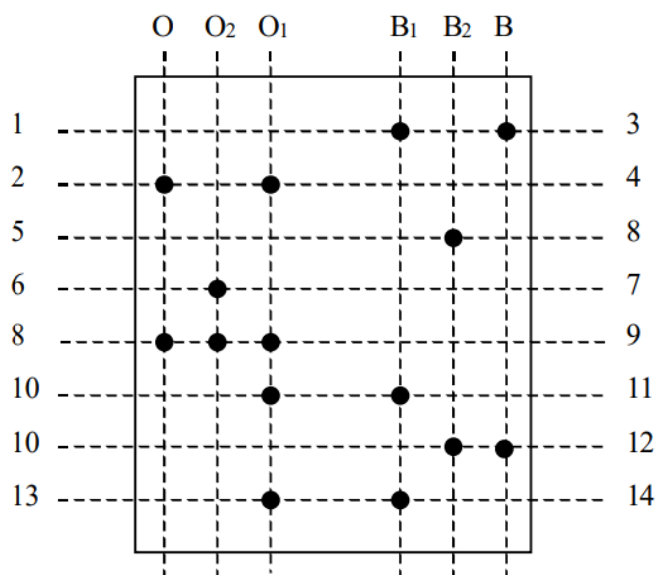
- керування вимикачами, роз'єднувачами й регулюючими апаратами (швидкості порушення й ін.)
- сигналізацію про аномальні й аварійні режими окремих об'єктів і ділянок електроустановки;
- блокування, що забезпечують правильну послідовність дії комутаційних апаратів;
- вимір основних електричних величин.

Схеми ДК пов'язані з колами релейного захисту й автоматики. Схему ДК вимикачем складаються відповідно до типу вимикача, його приводу і ключа керування.

Ключі керування. Для ДК вимикачем у цей час застосовують ключі керування двох серій: ПМО й МК (перемикач малогабаритний загального призначення й малогабаритний ключ). Рукоятку ключа врізають у мнемонічну схему панелі керування на місце символу вимикача. Букви в аббревіатурі ключа позначають наступне:

- Ф – з фіксацією рукоятки в декількох положеннях;
- У – із самоповерненням рукоятки з оперативних положень («включити», «відключити») у фіксоване положення;
- С – з убудованою в рукоятку сигнальною лампою.

Ключі серії МКВФ і ПМОВФ мають шість положень:



- O – «вимкнене»;
 - O₁ – «попереднє вимикання»;
 - O₂ – «вимкнути»;
 - У – «вимкнене»;
 - B₁ – «попереднє вмикання»;
 - B₂ – «увімкнути».
- O₂ й B₂ мають повернення у вихідне положення.

Рис. 6.15 Схема положень ключів серії МКВФ і ПМОВФ

Подачу кожної команди проводять у два прийоми. Так для вмикання з положення «вимкнене»

рукоятку повертають по годинниковій стрілці на 90 градусів переводячи ключ у проміжне фіксоване положення «попередньо увімкнене», а потім додатковим поворотом на 45 град. ставлять її в положення «увімкнути». Після того, як оператор відпускає рукоятку, механізм повернення переводить її в положення «увімкнене». Ключі мають два типи контактів:

- 1) оперативні 5 - 8, 6 - 7, які використовуються для подачі команд;
- 2) сигнальні 1 - 3, 2 - 4, - для сигналізації положення вимикача.

Ключі без фіксації рукоятки серій МКВ і ПМОВ – значно простіші. Їхня рукоятка має три положення: «увімкнути», «вимкнути» й «нейтральне»

Дистанційне керування вимикачами з електромагнітним приводом (рис. 6.16). Силowymi елементами електромагнітного привода є: малопотужний ЕО й потужний ЕВ. Потужність ЕВ в основному витрачається на подолання сили стиску пружин, що вимикають. Через цього команда на включення подається через проміжний контактор, що може здійснити комутацію у колі з більшим струмом. Для дистанційного вимикання ключем ПМО на привод подають пряму команду. При використанні малогабаритних ключів серії МК команди на вмикання та вимикання подаються через відповідне реле: РКВ і РКО. Ці

реле полегшують роботу контактів малогабаритного ключа.

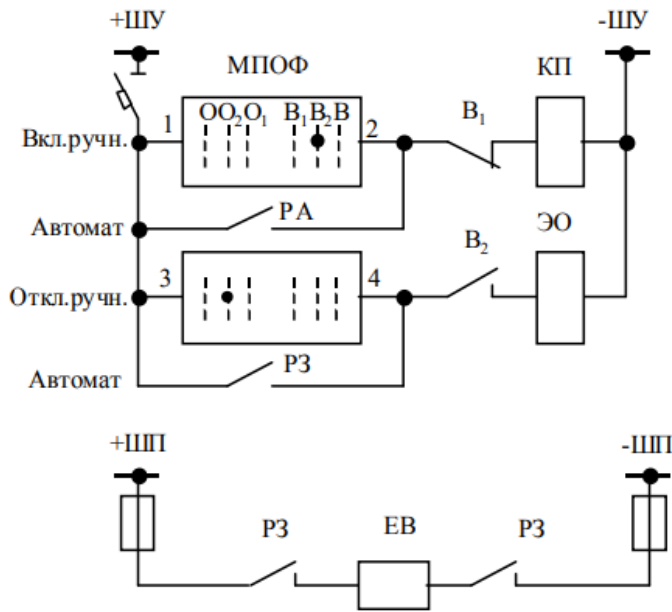


Рис. 6.16 Схема дистанційного керування вимикачами з електромагнітним приводом

Положення всіх кіл показано для випадку, коли вимикач вимкнений, а обмотки реле й контактора знеструмлені. Короткочасність командного імпульсу забезпечують введенням у коло керування вимикача його блоків-контактів, тобто допоміжних контактів, що зв'язані механічною передачею з механізмом керування вимикача: розмикаль-

ного В1 у колі вмикання й замикаючого В2 у колі вимикання. Вмикання здійснюється подачею команди на обмотку КП (вручну або автоматично). Контактор замикає коло ЕВ. Наприкінці процесу вимикання блоки-контакти В1 розмикають коло вмикання, а блоки-контакти В2, замикаючись, підготовлюють коло вимикання. Оперативні кола релевної схеми дистанційного керування із ключем серії МКВ відрізняються тим, що команда на операцію подається через відповідне реле РКВ і РКО.

Дистанційне керування повітряними вимикачами. Роботу із включення й відключення повітряних вимикачів виконує стиснене повітря, а керування пневматичними клапанами здійснюють за допомогою малопотужних електромагнітів. Тому дистанційне вмикання й відмикання ВВ ключем ПМО виконують прямими командами, а ключем МК через проміжне реле. При напругах 110 кВ і вище ВВ звичайно виготовляють у вигляді трьох однополюсних апаратів з окремими пневматичними приводами, постаченими індивідуальними електромагнітами керування. При цьому електричну схему роблять або загальною для трьох фаз, забезпечуючи трифазне керування, або роздільною, якщо

потрібно пофазне керування. Електромагніти «увім» й «вимк» з'єднані паралельно. Блоки-контакти різних фаз у колі вмикання з'єднують послідовно, а в колі вимикання – паралельно. При цьому керуються наступним принципом: при відмові механізму якого-небудь блока-контакту відключення однаково відбудеться, включення в роботу вимикача з несправним блоком-контактом неприпустимо.

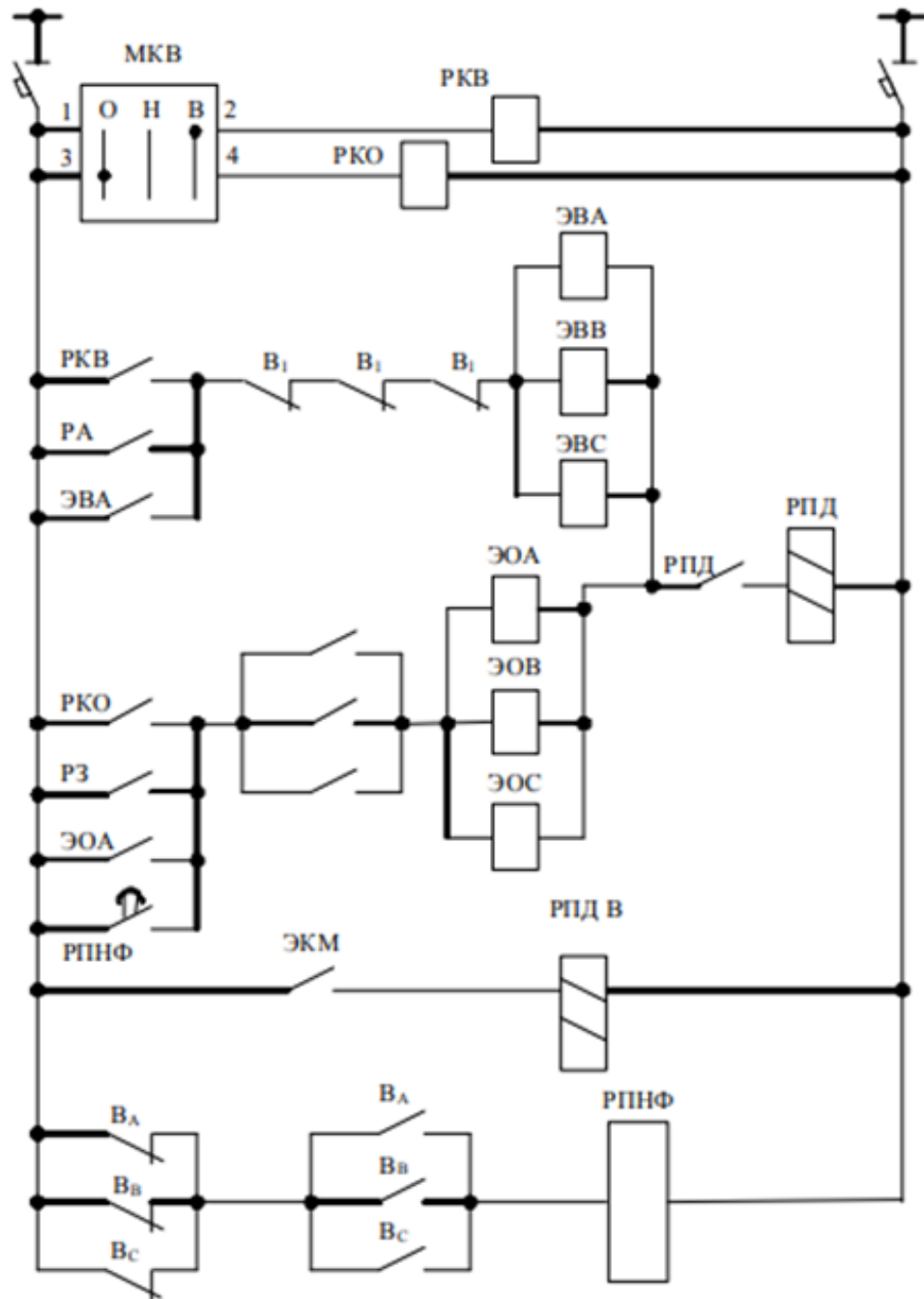


Рис. 6.17 Схема дистанційного керування повітряним вимикачем

Тиск повітря в резервуарі контролюється за допомогою електроконтактного манометра ЕКМ. У процесі увімкнення або відмикання тиск знижується, але це не повинне впливати на роботу. Якщо тиск нижче припустимого, то манометр розмикає свої контакти й за допомогою РПД (реле контролю за тиском) розриває коло. Якщо при подачі команди керування початковий тиск у резервуарі нормально, то контакти ЕКМ замкнуті; реле РПД, спрацьовуючи через паралельну роботу $R_{пдш}$, утримує в підтягнутому стані послідовною обмоткою $R_{пдс}$ (за рахунок проходження по ній струму відповідного електромагніта керування) до кінця операції, поки коло не буде розімкнута блок-контактами.

При розрегулюванні блок-контактів вимикача або недосвідченості оператора тривалість команди може виявитися недостатньою для завершення операції. Для завершення початої операції контакти командного органу шунтують замикаючими контактами відповідних електромагнітів керування ЕВА й ЭОА.

Для блокування неповнофазного включення вводиться проміжне реле неповнофазних режимів РПНФ. У його коло включені блоки-контакти замикаючі й розмикальні. При відмові якого-небудь полюса виконати команду РПНФ спрацьовує й з витримкою часу, що перевищує максимально можливу різночасність дії блоків-контактів різних полюсів, відключає всі три фази вимикача.

Система сигналізації на ЩК

Розрізняють наступні види сигналізації:

1. положення;
2. командна;
3. попереджувальна – аномальний режим;
4. аварійна;
5. нагадувальна – ознайомитися з тим, які РУ спрацювали;
6. виклику - запрошує персонал у цехи, де немає чергового персоналу.

Положення, вказує персоналу на стан апаратів і регулюючих пристроїв.

Командна, зв'язує ЩУ з робітниками місцями.

Сигналізація може бути світлова й звукова.

Аварійна приводиться в дію при автоматичному відключення вимикачів від РЗ. При цьому з'являється центральний звуковий сигнал й індивідуальний світловий сигнал.

При роботі аварійної звукової сигналізації в першу чергу роблять центральне знімання звукового сигналу. Це роблять кнопкою КЦС. Схема має повторність дії. Індивідуальна світлова аварійна сигналізація виконуються на миготливому світлі.

Попереджувальна, сповіщає про аномальний режим роботи (перевантаження генераторів і трансформаторів, підвищення температури масла, замикання на землю. Сигналізація приводиться в дію від індивідуальних контролюючих елементів (реле, контактних термометрів тощо). При цьому з'являється звуковий сигнал, дзвінок і загоряється світлове табло.

Блокування від багаторазового включення вимикача на коротке замикання. Подача затяжного імпульсу на вмикання вимикача при наявності КЗ у первинному колі є небезпечним, тому що при цьому відбуваються багаторазові вмикання та вимикання, а на це вимикач не розрахований. Блокування від багаторазових увімкнень є механічним, або електричним. Найбільше поширення одержало електричне блокування (рис. 6.18).

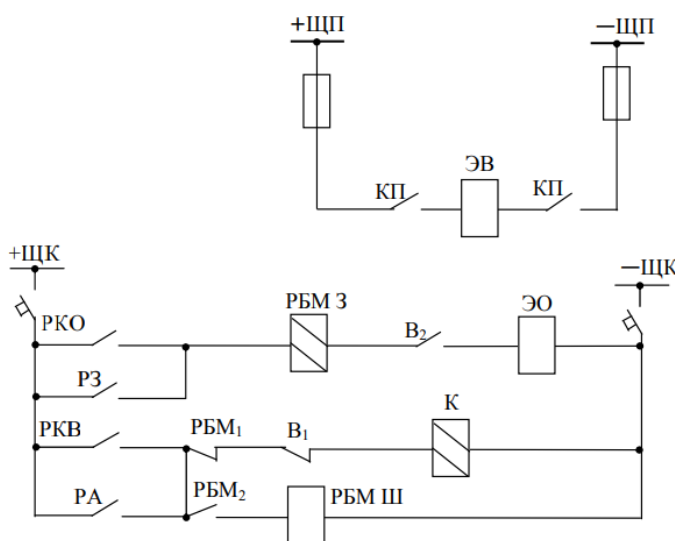


Рис. 6.18 Схема електричного блокування повторного вмикання вимикача на відбудеться. Реле втримується обмоткою

У схемі використається проміжне реле РБМ із послідовною й паралельною обмотками «з» й «ш» – відповідно. При роботі РЗ на вмикання після увімкнення вимикача на КЗ по ЭО й РБМЗ протікає струм. Спрацьовуючи, реле розмикає коло вмикання. Таким чином, після перемикання блоків-контактів

РБМШ у підтягнутому стані до зняття команди на вмикання, після чого схема повертається у вихідний стан.

Сигналізація положення вимикача (рис. 6.19). В основу світлової сигналізації нормального положення вимикача може бути покладено два принципи:

- а) горіння лампи певних кольорів;
- б) положення світної рукоятки ключа керування (поперек або уздовж лінії).

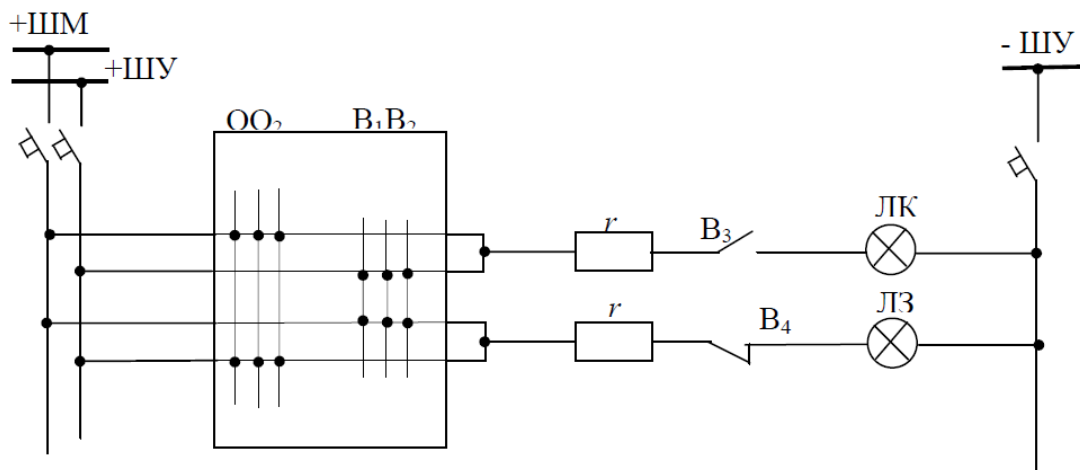


Рис. 6.19 Схема сигналізації положення вимикача

Для світлової сигналізації аварійного виміру положення вимикача використовують перехід від рівного до миготливого світла. Якщо перемикання виконується КУ, то сигнальна лампа підключається до шини, що має постійний потенціал. Якщо перемикання виконується під дією РЗ або РА, то сигнальна лампа підключається до шини, на яку подається переривчастий потенціал.

Нормальне положення вимикача сигналізується горінням рівним світлом відповідної лампи. При аварійній зміні положення вимикача гасне лампа, кольори якої відповідав колишньому стану вимикача й починається миготливе світіння лампи, кольори якої відповідає новому положенню вимикача. Переривчастий плюс подається на ШМ за допомогою спеціальної релейної схеми - «пульсу-пари». Якщо використовується ключ із поверненням і з фіксацією рукоятки, то в ланцюзі сигналізації включають сигнальні контакти ключа, що відбивають положення його рукоятки, і допоміжні контакти вимикача.

Для сигналізації положення вимикача в схемі із МКВ вводиться реле фіксації команди – РФК. Воно має дві обмотки й шість перемикаючих контактів. Положення контактів відповідає характеру останньої команди ключем.

Якщо останньої була команда «вимкнути», це реле РКО своїми замикаючими контактами створює коло живлення обмотки 2 РФК. При цьому його непарні контакти замикаються, а парні розмикаються (це показано на схемі). Сигнальні лампи одержують живлення від шин +ШУ або +ШМ залежно від положення ключа й блоків-контактів вимикача.

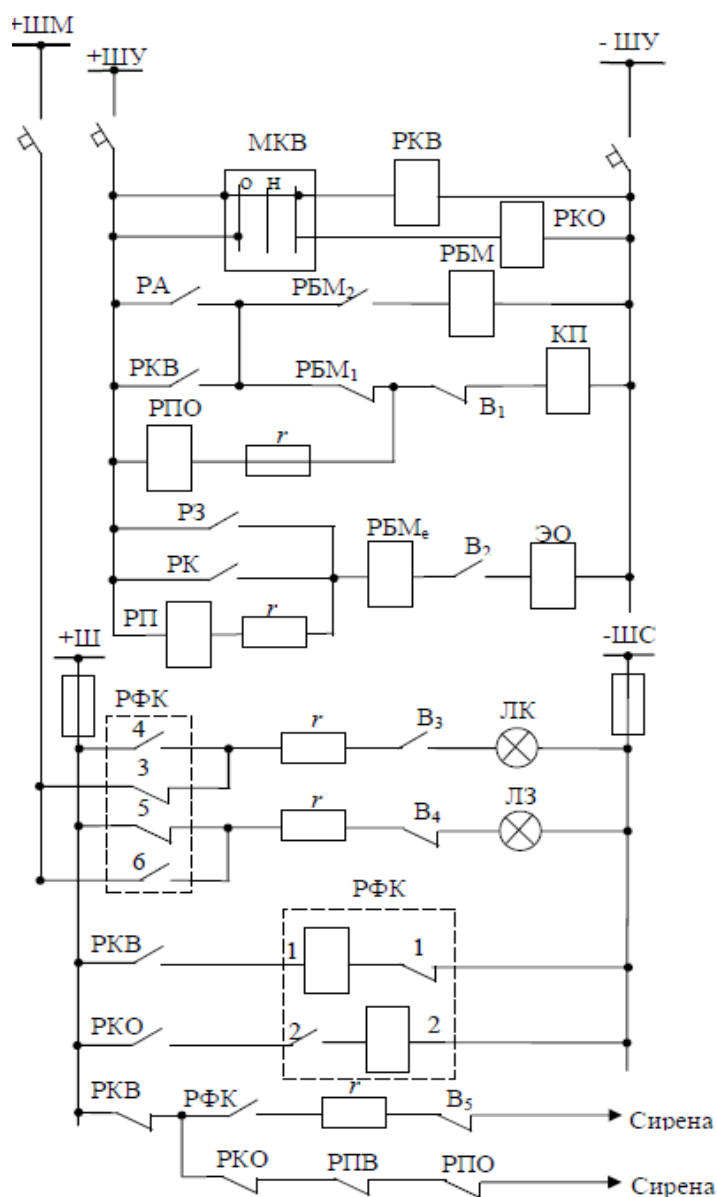


Рис. 6.19 Контроль кіл керування

Контроль кіл керування.

При світловому контролі кола керування й кола дволампової сигналізації положення вимикача поєднують, використовуючи сигнальні лампи одночасно для контролю цілісності оперативних кіл.

Для цього живлення ЛЗ заводять через блок-контакт В₁ і контактор КП включення, а ЛК через В₂ й електромагніт вимикання ЭО. Таким чином, горіння ЛЗ означає, що вимикач вимкнений, а коло вмикавання справний. Аналогічно ЛК. Послідовно з лампами включені резистори *r*. Значення їх підібране так, щоб при КЗ на цоколі не відбулося помилкового спрацьовування,

тобто щоб струм при КЗ був менше струму спрацьовування ЭО або КП. Схему зі світловим контролем застосовують в ЕУ з невеликою кількістю вимикачів. Там, де вимикачів багато, застосовується звуковий контроль. Для контролю кіл керування використовується два проміжних реле РПВ (реле положення «увімкнення»), що контролює коло відмикання й РПО, що контролює коло вмикання. Коло запуску звукової сигналізації обриву утвориться через послідовно включені розмикальні контакти РПВ і РПО обох реле. При справному стані оперативних кіл обмотка одного реле перебуває під струмом, а іншого знеструмлена. При обриві кола наступної операції обмотки обох реле є знеструмленими й запускається звуковий сигнал.

РФК - реле фіксації команди

РПНФ - реле неповнофазних режимів.(ключ серії ПМОВФ).

Перелік використаної та рекомендованої літератури

1. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання/ Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012. 250 с.
2. Костишин, В. С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб./ В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.
3. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) /В.М. Гаряжа, А.О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. –Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. –149 с.
4. Електрична частина станцій та підстанцій: лабораторний практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» /КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: Ю.П. Матєєнко, П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська, Р.В. Вожаков – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 179 с.
5. Електрична частина станцій та підстанцій: виконання та оформлення домашніх контрольних робіт [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, Р.В. Вожаков/ КПІ ім. Ігоря Сікорського;– Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 84 с.
6. Електрична частина станцій та підстанцій. Виконання курсового проекту Навчальний посібник для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка»/уклад.: П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко, Р.В. Вожаков Є.І. Бардик / К. КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2021 р. 71 с
7. MCDONALD, John D. Electric power substations engineering. CRC press, 2016.
8. DRBAL, Larry; WESTRA, Kayla; BOSTON, Pat (ed.). Power plant engineering. Springer Science & Business Media, 2012.

Навчальне видання

Остапчук Олександр Володимирович
Денисюк Петро Левкович,
Матесенко Юрій Петрович

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ
КУРС ЛЕКЦІЙ

для студентів спеціальності 141 усіх форм навчання
та іноземних студентів

(електронне видання)

Редактор:

Комп'ютерна верстка:

Дизайн обкладинки: